

Міністерство освіти і науки України
Чернівецький національний університет
імені Юрія Федьковича

**ОСНОВИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ
ТА АВТОМАТИЗАЦІЇ ЕНЕРГОСИСТЕМ**
Навчальний посібник
Частина 2

Укладачі: Д.П. Козярський
Е.В. Майструк
І.П. Козярський



ЧЕРНІВЦІ

Чернівецький національний університет
2019

УДК 621.316.925.4(075.8)
О-751

Друкується за ухвалою Вченої ради
Чернівецького національного університету
імені Юрія Федьковича
(протокол № 4 від 25.03.19)

Рецензенти:

Горбулик В.І. канд. тех. наук, доц. (завідувач кафедри механічної та електричної інженерії Чернівецького факультету національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»)
Федів В.І. докт. фіз.-мат. наук, проф. (завідувач кафедри біологічної фізики та медичної інформатики Вищого державного навчального закладу України "Буковинський державний медичний університет")

О-751 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.

У посібнику викладено основи знань про реле, види пошкоджень в електроенергосистемах (короткі замикання), вимірювальні трансформатори струму та напруги і схеми їх увімкнення, максимальний струмовий захист, струмові відсічки, напрямлений струмовий захист, автоматичне повторне ввімкнення, автоматичне ввімкнення резерву, цифрові пристрої захисту та автоматики.

Для студентів фізичних факультетів вищих навчальних закладів енергетичного напрямку підготовки.

Для студентів фізико-технічних спеціальностей енергетичного напрямку підготовки вищих навчальних закладів.

УДК
621.316.925.4(075.8)

Вступ

Релейний захист має важливе значення для розвитку енергетики, підвищення надійності енергосистем.

Релейний захист здійснює автоматичну ліквідацію пошкоджень і ненормальних режимів в електричній частині енергосистем і є найважливішою автоматикою, що забезпечує їх надійну і стійку роботу.

У сучасних енергосистемах значення релейного захисту особливо зростає у зв'язку з бурхливим розвитком потужності енергосистем, об'єднанням їх в єдині електрично пов'язані системи в межах кількох областей, усієї країни, і навіть кількох держав.

Збільшення навантажень та протяжності ліній електропередачі, посилення вимог до стійкості енергосистеми ускладнюють умови роботи релейного захисту і підвищують вимоги до його швидкодії, чутливості і надійності. У зв'язку з цим йде безперервний процес розвитку і вдосконалення техніки релейного захисту, спрямовані на створення все більш надійних захистів, що відповідають вимогам сучасної енергетики.

У зв'язку зі зростанням струмів короткого замикання, викликаним збільшенням генераторної потужності енергосистем, актуальним стає питання точності трансформації первинних струмів, що живлять вимірювальні органи релейного захисту. Для розв'язання цієї проблеми досліджується поведінка трансформаторів струму, вивчаються можливості підвищення їх точності, розробляються практичні методи розрахунку похибок трансформаторів струму й нові більш точні способи трансформації первинних струмів.

Навчальна дисципліна «Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем» складається з одинадцяти розділів:

1. Загальні питання виконання релейного захисту електроенергетичних систем.
2. Короткі замикання в електричних мережах.
3. Трансформатори струму і схеми їх сполучення.
4. Реле.
5. Максимальний струмовий захист.
6. Струмові відсічки.
7. Вимірювальні трансформатори напруги.
8. Струмовий напрямлений захист.
9. Системи автоматизації енергосистем.
10. Застосування релейного захисту та автоматизації енергосистем.
11. Цифрові пристрої захисту та автоматики.

Оскільки основним видом пошкоджень на лініях електропередач є короткі замикання, їх усуненню та локалізації і приділяється основна увага. Також важливим аспектом є перехід релейного захисту із електромеханічного керування на цифрове.

9 Системи автоматизації енергосистем

9.1 Автоматичне повторне ввімкнення

9.1.1. Загальні відомості

Досвід експлуатації показує, що частина коротких замикань (к.з.), викликаних перекриттям ізоляції, перекручуванням проводів та іншими причинами, при досить швидкому вимкненні пошкоджень за допомогою релейного захисту самоусувається.

Статистичні дані щодо пошкоджень на повітряних лініях за багаторічний період експлуатації показують, що частка нестійких пошкоджень висока і становить 50-90%. Пошук місця пошкодження на лінії шляхом її обстеження займає багато часу, а багато пошкоджень мають нестійкий характер. Оперативний персонал проводить опробування лінії шляхом її ввімкнення під напругою. Для прискорення повторного ввімкнення використовуються спеціальні пристрої автоматичного повторного ввімкнення (АПВ). Час дії АПВ зазвичай не перевищує кількох секунд, тому пристрої АПВ при успішному ввімкненні швидко подають напругу споживачам, чого не в змозі забезпечити оперативний персонал.

Згідно з ПУЕ, обов'язковим є застосування АПВ на всіх повітряних і змішаних (кабельно-повітряних) лініях напругою вище 1кВ. Успішність дії АПВ досить висока і становить 50-90%. АПВ застосовується також на підстанціях, обладнаних швидкодіючим захистом шин. Пристроями АПВ оснащені також всі поодинокі працюючі трансформатори потужністю 1000 кВА та більше і трансформатори меншою потужністю, що живлять важливе навантаження. Застосування АПВ в ряді випадків дозволяє спростити схеми РЗ і прискорити вимкнення к.з. у мережах (застосування короткозамикачів і відокремлювачів).

9.1.2. Класифікація АПВ

В експлуатації отримали застосування наступні види АПВ:

1. Трифазні (увімкнення всіх трьох фаз після їх вимкнення).

2. Однофазні.

3. Комбіновані (трифазні і однофазні).

Трифазні поділяються на:

1. Прості ТАПВ.

2. Швидкодіючі БАПВ.

3. З перевіркою контролю напруги (АПВ з КН) та інші.

За кількістю циклів (кратності дії) розрізняють АПВ однократної дії і АПВ багаторазової дії.

9.1.3 Вимоги до АПВ

1. АПВ повинно спрацьовувати при аварійному вимкненні.

2. АПВ не повинно спрацьовувати при оперативному вимкненні.

3. Схеми АПВ повинні забезпечити певну кількість повторних увімкнень.

4. Час АПВ повинен бути мінімально можливим. Найменша витримка часу, з якою проводиться АПВ на лініях з одностороннім живленням, приймається 0,3-0,5 с.

5. Схеми АПВ повинні забезпечувати автоматичне повернення у вихідне положення.

9.1.4. АПВ однократної дії

Найбільш часто такі АПВ виконуються за допомогою комплектного пристрою РПВ-58.

У комплектний пристрій РПВ-58 входить:

1. Реле часу КТ1 типу ЕВ-133 з додатковим резистором R1 для забезпечення термічної стійкості.

2. Проміжне реле KL1 - з двома обмотками, що під'єднуються паралельно (обмотка 1) і послідовно (обмотка 2).

3. Конденсатор С забезпечує однократність дії АПВ.

4. Резистор R2 - зарядний опір.

5. Резистор R3 - розрядний опір.



7

SQC перемкнувся і замкнув ланцюг обмотки KQT, яке, спрацьовуючи, подає мінус на обмотку KT1. При спрацьовуванні реле часу розмикає його миттєвий розмикаючий контакт KT1.1 і вводить в ланцюг обмотки реле додатковий опір, це призводить до зменшення струму в обмотці реле. З витримкою часу замикається контакт KT1.2 і під'єднує обмотку KL1 до конденсатора С. Реле KL1 при цьому спрацьовує від струму розряду С і, самоутримуючись через свою другу обмотку, ввімкнену послідовно з обмоткою контактора YAC, подає імпульс на ввімкнення вимикача. Використання у реле KL1 послідовної обмотки забезпечує необхідну тривалість імпульсу для надійного ввімкнення вимикача. Вимикач вмикається, розмикається його допоміжний контакт SQC і повертаються в початковий стан реле KQT, KL1 і KT1.

Якщо пошкодження на лінії було нестійким, то вона залишається в роботі. Після розмикання контакту реле часу KT1.2 конденсатор С починає заряджатися через зарядний резистор R2. Час заряду становить 20-25 с. При оперативному вимкненні вимикача ключем КУ невідповідність між положенням КУ і вимикача не виникає і АПВ не діє, тому що контакти КУ (6-8) замкнені, а (1-3) розімкнені, чим знімається плюс оперативного струму зі схеми АПВ. Тому спрацьовує тільки KQT. Одночасно зі зняттям оперативного струму контактами (1-3) КУ замикає контакт (2-4) і конденсатор С розряджається через R3.

При оперативному ввімкненні вимикача за допомогою КУ готовність АПВ до дії настає після заряду С через 20-25сек.

При вимкненні лінії релейним захистом РЗ, коли дія АПВ не потрібна, розряд С відбувається через R3.

Для запобігання багаторазового ввімкнення вимикача на стійкі к.з., що можливо у випадку залипання контактів реле KL1 в замкненому стані, у схемі управління використовується проміжне реле KBS типу РП-232 з двома обмотками: робочої послідовної; утримуючої паралельної. Реле KBS спрацьовує при проходженні струму по котушці вимкнення вимикача і утримується в спрацьованому положенні до зняття команди на ввімкнення. При цьому ланцюг обмотки YAC розімкнений

розмикаючим контактом KBS, що запобігає ввімкненню вимикача.

Застосування дворазового АПВ дозволяє підвищити ефективність цього виду автоматики. Успішність дії при другому ввімкненні становить 10-20%, що підвищує загальний відсоток успішної дії АПВ до 75-95%. Дворазове АПВ застосовують, як правило, на лініях з одностороннім живленням. Використовується реле РПВ-258.

9.1.5. Прискорення дії релейного захисту при АПВ

Повторне ввімкнення на стійке к.з. лінії, яка не має швидкодіючого захисту, шкідливо відбивається на роботі споживачів, що призводить до збільшення розмірів пошкодження в місці к.з. і збільшує небезпеку порушення стійкості паралельної роботи електростанцій. Тому перед повторним увімкненням вимикача лінії проводиться прискорення дії її захисту.

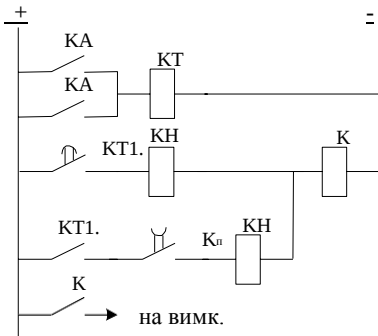


Схема виконання прискорення
МСЗ після АПВ

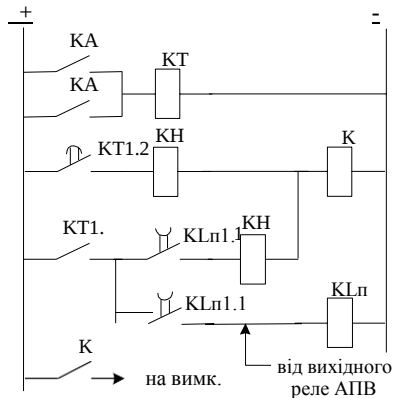


Схема виконання прискорення
дії захисту до АПВ

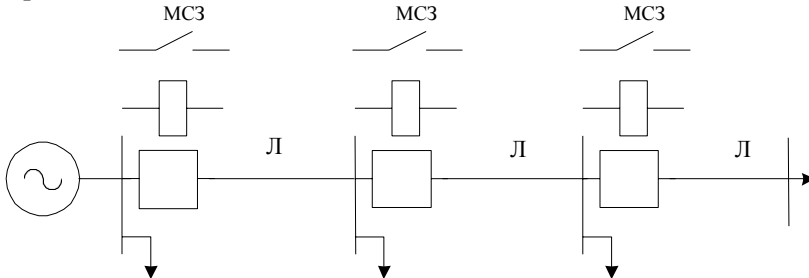
Рис.9.2. Схема виконання прискорення релейного захисту

Ланцюг прискорення нормально розімкнений контактом проміжного реле прискорення КЛп, яке спрацьовує перед повторним увімкненням, та володіє уповільненням на повернення, тримає свій контакт замкненим протягом 0,7-1 с.

Тому якщо повторне ввімкнення відбувається на стійке к.з., то захист вдруге подіє без витримки часу по ланцюгу прискорення.

Прискорення захисту до АПВ дозволяє прискорити вимкнення к.з. і забезпечити селективну ліквідацію пошкоджень.

Приклад:



МСЗ 1 на ЛЕП Л1 повинна мати витримку часу більшу, ніж МСЗ2, МСЗ3 ліній Л2 і Л3. Швидке вимкнення пошкодження на лінії Л1 без застосування складних захистів є прискоренням МСЗ цієї лінії до АПВ. МСЗ1 при виникненні к.з. діє без витримки часу по ланцюгу прискорення, незалежно на якій лінії к.з., а після АПВ діє з нормальною витримкою часу. Якщо к.з. на Л2, відбувається неселективне вимкнення лінії Л1 захистом МСЗ1 по ланцюгу прискорення без витримки часу. Потім лінія Л1 під'єднується знову дією АПВ і т.д.

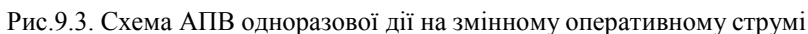
9.1.6. Виконання АПВ на змінному оперативному струмі

Розглянуті раніше схеми електричних АПВ працюють на постійному оперативному струмі, при цьому енергія, необхідна для ввімкнення і вимкнення вимикачів і роботи реле, що входять до схеми АПВ, надходить від акумуляторної батареї.

У схемах на змінному оперативному струмі як джерело енергії використовуються вимірювальні ТС і ТН, а також ТСН.

Найбільш просте виконання пристрою АПВ на вимикачах, обладнаних вантажними або пружинними приводами. Енергія, необхідна для ввімкнення, запасається в попередньо натягнутих пружинах або піднятому вантажі. Підйом вантажу або натяг

При вимкненні вимикача від захисту замикаються його допоміжні контакти БКВ і ВКД, останній запускає реле часу КТ, яке своїм прослизуючим контактом КТ1 короткочасно замикає ланцюг, вмикає котушку УАС.



Вмикаюча котушка спрацьовує і звільняє механізм зачеплення, що утримує пружини у заведеному стані, які при цьому вмикають вимикач. Одночасно замикається кінцевий вимикач ВК і вмикає електродвигун пристрою АДР, який знову натягує пружини. Процес натягу пружини становить 6-20 с. Після завершення натягнення пружин кінцевий вимикач ВК вмикає електродвигун. Для забезпечення однократності дії мінімальний час натягу пружини повинен бути більше

найбільшої витримки часу захисту, діючої на цей вимикач, тобто $t_{\text{пруж}} = t_{\text{зах}} + t_{\text{зап}}$ де $t_{\text{зап}} = (2-3) \text{ с.}$

9.2 Автоматичне ввімкнення резерву

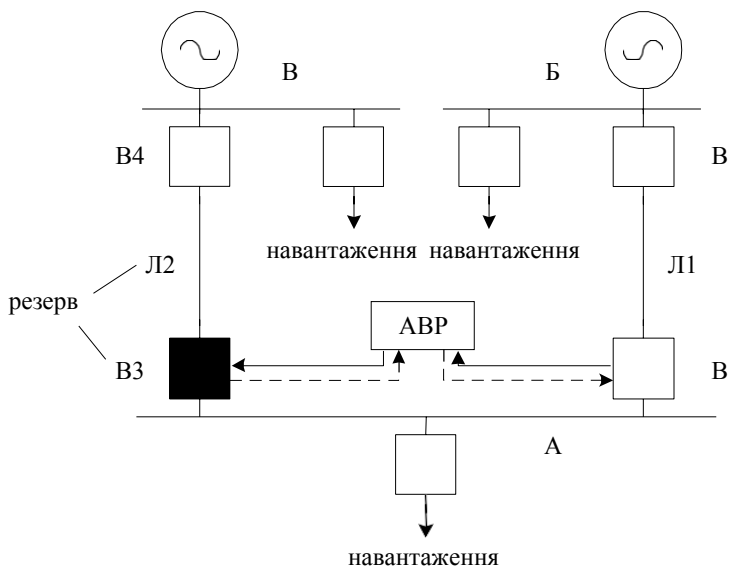
9.2.1. Загальні відомості

Для надійності електропостачання споживачів в енергосистемах і в електричних установках створюються спеціальні схеми електричних приєднань, що забезпечують підвищену надійність. Високий ступінь надійності забезпечують схеми живлення підстанції одночасно від двох і більше джерел живлення. Незважаючи на ці переваги багатостороннього живлення споживачів, велика кількість підстанцій, маючи два і більше джерел живлення, працюють за схемою одностороннього живлення. Одностороннє живлення мають також секції СН електростанцій. Застосування такої схеми в багатьох випадках виявляється доцільним для зниження величини струмів к.з., економії втрат у трансформаторах, спрощення релейного захисту і т.д. Недоліком одностороннього живлення є те, що аварійне вимкнення робочого джерела живлення призводить до припинення живлення споживача, тобто до аварії. Цей недолік може бути значною мірою усунений швидким автоматичним увімкненням резервного джерела або вимикача, який проводить розподіл мережі. Для виконання цієї операції широко використовується спеціальний автоматичний пристрій - автоматика ввімкнення резерву (АВР). При наявності АВР час перерви живлення споживачів у більшості випадків визначається лише часом увімкнення вимикача резервного джерела і становить 0,3-0,8 с.

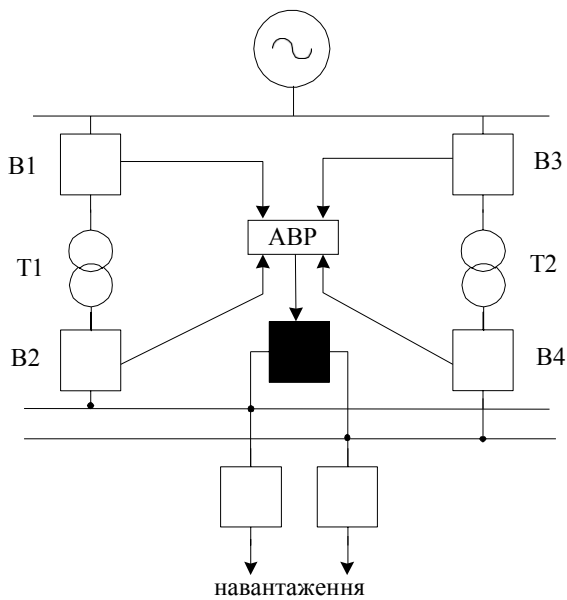
Використовуються дві основні схеми одностороннього живлення споживачів при наявності двох або більше джерел. Джерело, яке живить споживача, називається робочим, а друге вимкнене і перебуває в резерві.

Приклади:

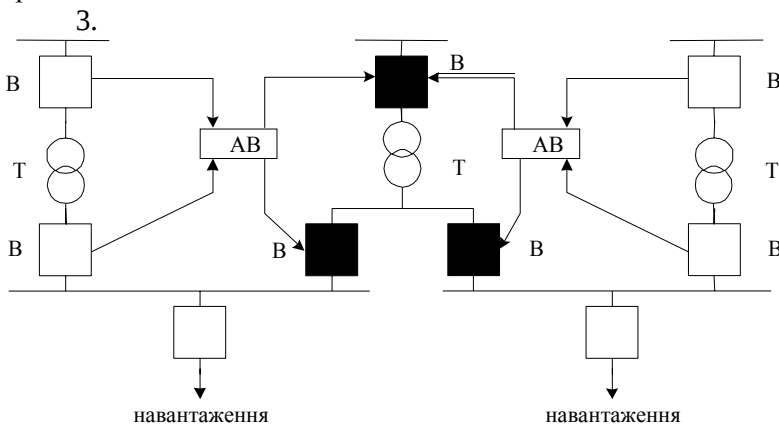
1. Схема живлення підстанції.



2.



Трансформатори T1 і T2 робочі, але паралельно працювати не можуть і тому з боку нижчої напруги під'єднані на різні системи шин.



Живлення електродвигунів та інших споживачів здійснюється звичайно від окремих робочих трансформаторів. Трансформатор T3 повинен мати таку потужність, щоб нести все навантаження споживачів.

9.2.2. Вимоги до АВР

Усі пристрої АВР повинні відповідати таким вимогам:

1. Схема АВР повинна спрацьовувати у разі зникнення напруги на шинах споживачів.
2. Забезпечувати можливість швидкого ввімкнення резервного джерела живлення.
3. Дія АВР повинна бути одноразовою для того, щоб не допустити ввімкнення кількох разів на к.з.
4. Схема АВР не повинна спрацьовувати до вимкнення вимикача робочого джерела, щоб уникнути ввімкнення резервних джерел на к.з. у невимкненому робочому джерелі.
5. Для того, щоб схема АВР діяла при зникненні напруги на шинах, що живлять робоче джерело, коли його вимикач залишається ввімкненим, схема АВР повинна доповнюватися пусковим пристроєм мінімальної напруги.

6. Для прискорення вимкнення резервного джерела при його ввімкненні на не усунене к.з. передбачається прискорення захисту резервного джерела після АВР.

9.2.3. Принцип дії АВР

Живлення споживачів нормально здійснюється від робочого трансформатора Т1. Резервний трансформатор Т2 вимкнений і перебуває в резерві. При вимкненні вимикача В1 трансформатора Т1 його допоміжний контакт SQ1.2 розриває ланцюг обмотки проміжного реле KL1. У результаті якір реле KL1, підтягнутий при ввімкненому вимикачі, при знятті напруги відпадає з витримкою часу і розмикає контакти. Другий допоміжний контакт SQ1.3 вимикача В1, замкнувшись при вимкненні В1, подає плюс через ще замкнений контакт KL1.1 на обмотку проміжного реле KL2, яке своїми контактами вмикає вимикачі В3 і В4 резервного трансформатора, впливаючи на контактори ввімкнення YAC3 і YAC4 з витримкою часу реле KL1, розмикає контакти і розриває ланцюг обмотки KL2. Якщо резервний трансформатор буде ввімкнений дією АВР на не усунене к.з. і від'єднається від релейного захисту, то його повторного ввімкнення не відбудеться. Реле KL1 забезпечує однократність дії АВР. Реле KL1 знову замкне свої контакти і підготує схему АВР лише після ввімкнення вимикача В1. Витримка часу на розмикання контактів реле KL1 більша, ніж час увімкнення вимикачів В3 і В4 для надійного їх ввімкнення. Якщо вимкнеться вимикач В2 з боку вищої напруги робочого трансформатора, споживачі підстанції В також втратять живлення. При вимкненні В2 для забезпечення дії АВР необхідно вимкнути В1. Це здійснюється допоміжним контактом SQ2.2 вимикача В2.

Дія АВР повинна здійснюватися і при зникненні напруги на шинах живлячої підстанції, у цьому випадку передбачено спеціальний пусковий пристрій мінімальної напруги, до якого входять реле KV1, KV2, KV3, KT1 і KL3. При зникненні напруги на підстанції Б, а отже, і на шинах підстанції В реле мінімальної напруги, під'єднані до ТН1, замкнуть свої контакти і подадуть

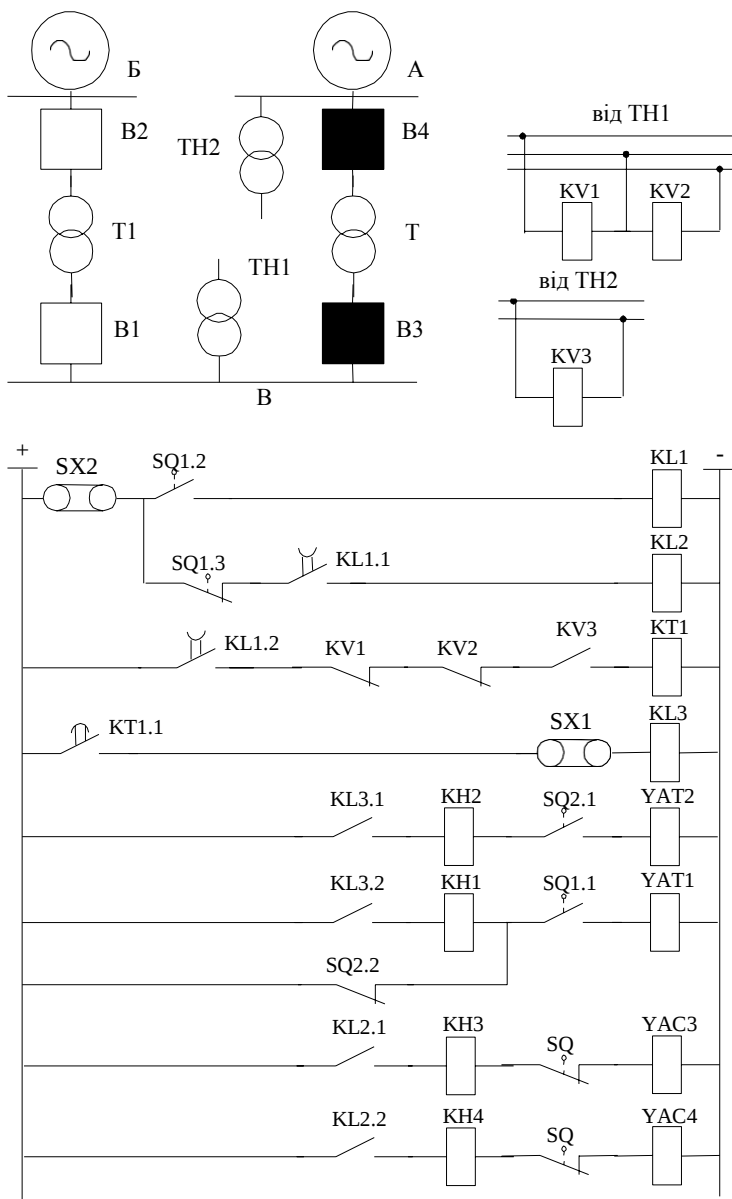


Рис.10.4. Схема АБП

плюс оперативного струму на реле КТ1 через контакт КV3. Реле КТ1 спрацьовує і через замикання контакту з витримкою часу КТ1.1, яка більше часу ввімкнення вимикачів В3 і В4, подає плюс на реле КL3, яке вимикає В1 і В2. Після цього спрацьовує АВР.

Реле КL3 передбачено для запобігання вимкнення трансформатора Т1 у разі відсутності напруги на шинах підстанції А.

9.3. ПРВВ

Статистика показує, що при ліквідації пошкоджень траплялися відмови вимикачів. Відмова вимикача означає невимкнення к.з. Подібні відмови - це важкі аварії, що супроводжуються пошкодженням обладнання і порушенням електропостачання споживачів та стійкості енергосистеми. Існує два способи резервування відмови вимикачів:

1. Резервування захистами суміжної ділянки.
2. Резервування, що здійснюється захистами і вимикачами тієї підстанції, де сталася відмова.

ПРВВ запускається від захисту вимикача, що відмовив, і діє на вимкнення всіх з'єднань, живлячих не відключене к.з. (ближнє резервування).

На підстанціях, обладнаних ДЗШ, ПРВВ діє на вихідні реле захисту шин.

ПРВВ слід використовувати у тих випадках, коли резервні захисти не можуть забезпечити резервування наступних ділянок, а невід'єднане к.з. через відмову вимикача супроводжується різким і небезпечним для системи зниженням напруги.

9.4. Автоматичне частотне розвантаження

Частота поряд із напругою є основним параметром, що визначає якість електроенергії. Відхилення частоти відбивається на роботі споживачів. Зі зниженням частоти зменшується швидкість обертання електродвигунів і відповідно зменшується продуктивність механізмів. На ряді підприємств зміна частоти може призвести до порушення технології виробництва та до браку. Згідно з ПТЕ, частота не повинна відхилятися від номінального значення більше ніж на $\pm 0,2$ Гц. Регулювання частоти виконується або вручну, або автоматично за допомогою регуляторів. Поки генератори завантажені не повністю а, отже, в енергосистемі є резерв активної потужності, регулятори частоти і швидкості будуть підтримувати заданий рівень частоти. Після того, як резерви оберткових агрегатів будуть вичерпані, дефіцит активної потужності, викликаний вимкненням частини генераторів або ввімкненням нових споживачів, призведе до зниження частоти в енергосистемі. Зниження частоти тягне за собою зниження продуктивності механізмів В.П. станцій, різко зменшується наявна потужність теплових електростанцій, що тягне за собою подальше зниження частоти в енергосистемі ("лавина частоти").

При відсутності обертового резерву єдиною можливою способом відновлення частоти є вимкнення частини найменш відповідальних споживачів. Це і здійснюється за допомогою спеціальних пристроїв - автоматів частотного розвантаження, що спрацьовують при небезпечному зниженні частоти.

Пристрої АЧР, які використовуються для ліквідації аварійного дефіциту активної потужності в енергосистемах, поділяються на три категорії: АЧР I, АЧР II, додаткові АЧР.

АЧР I - швидкодіюча з уставками спрацьовування від 47-48 до 46-46,5 Гц, $t_{\text{сп}} \geq 0,1-0,3$ с. Призначення цієї категорії - не допускати глибокого зниження частоти в перший момент розвитку аварії. Уставки АЧР I відрізняються одна від одної на 0,1 Гц. Вимкнення відбуваються по черзі через 0,1 Гц. До АЧР I під'єднується приблизно 78-80% від загального навантаження, під'єданого до АЧР I і АЧР II.

Друга категорія - АЧР II призначена для відновлення частоти до нормального значення у випадку, якщо вона довго залишається зниженою або, як кажуть, "зависає" на рівні 48 Гц і працює після від'єднання частини споживачів від АЧР I. Уставки АЧР II приймають однаковими на 0,5 Гц вище верхньої межі АЧР I - 47,5-48,5 Гц. Витримки часу АЧР II відрізняються одна від одної на 5 с і приймаються такими, що дорівнюють 19-20 с. До АЧР II під'єднується 20-25% загального навантаження.

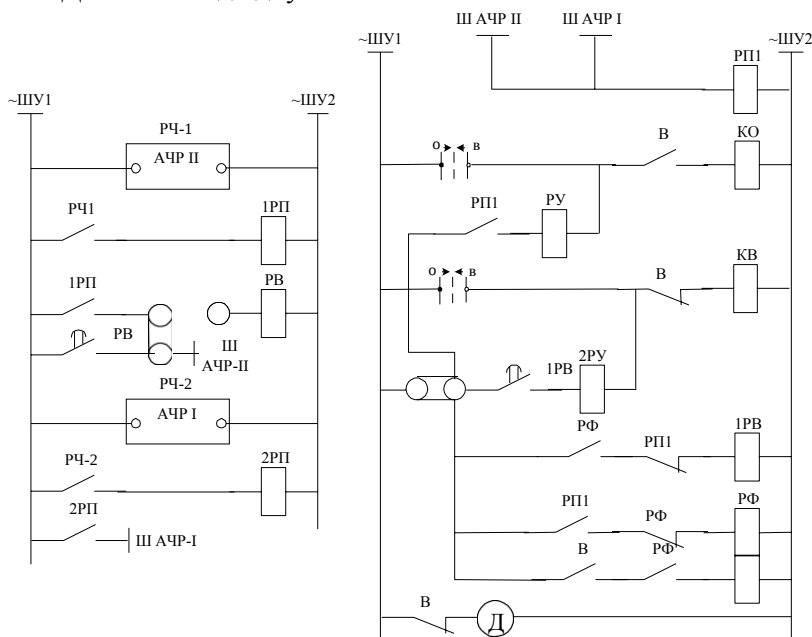


Рис.9.6. Схема АЧР

Крім того, в експлуатації застосовується також і так звана додаткова група АЧР, яка призначена для здійснення місцевого розвантаження при виникненні великого дефіциту активної потужності.

Для прискорення відновлення живлення споживачів від'єднаних АЧР застосовується спеціальна автоматика АПВ після АЧР, тобто ЧАПВ.

10. Застосування релейного захисту та автоматизації енергосистем

10.1. Захист трансформаторів

10.1.1 Загальні відомості

Незважаючи на те, що у трансформаторів відсутні рухомі й обертові частини, у процесі експлуатації можливі й практично мають місце пошкодження і порушення нормальних режимів роботи. Тому трансформатори і автотрансформатори повинні оснащуватися релейним захистом.

В обмотках трансформаторів можуть виникати короткі замикання між фазами, однієї або двох фаз на землю, між витками однієї фази і замикання між обмотками. На вводах трансформаторів також можуть виникати замикання між фазами і на землю. Крім зазначених ушкоджень, в умовах експлуатації можуть відбуватися порушення нормальних режимів роботи трансформаторів, до яких належать:

- проходження через трансформатор надструмів при пошкодженні інших елементів, зв'язаних із трансформатором;
- перенавантаження;
- виділення з масла горючих газів;
- зниження рівня масла, підвищення його температури.

З вищесказаного випливає, що захист трансформаторів повинен задовольняти наступні умови:

1. Від'єднувати трансформатор від усіх джерел живлення при його пошкодженні.

2. Від'єднувати трансформатор від пошкодженої частини установки при проходженні через нього надструмів у випадках пошкодження шин або іншого обладнання, пов'язаного з трансформатором, а також при пошкодженні суміжного обладнання та відмови захисту на ньому або вимикачі.

3. Подавати попереджувальний сигнал черговому підстанції при перевантаженні трансформатора, виділенні газу з масла, зниженні рівня масла, підвищенні його температури.

Відповідно до призначення для захисту трансформаторів при їх пошкодженнях та сигналізації про порушення нормальних режимів роботи застосовуються такі типи захистів:

1. Диференціальний захист - для захисту при пошкодженні обмоток, вводів, ошиновки трансформаторів.

2. Струмова відсічка миттєвої дії для захисту трансформатора при пошкодженні його ошиновки, вводів і частини обмоток з боку джерела живлення.

3. Газовий захист для захисту при пошкодженнях усередині бака трансформатора, що супроводжуються виділенням газу, а також при зниженні рівня масла.

4. Максимальний струмовий захист, максимальний спрямований захист або МСЗ з пуском мінімальної напруги для захисту від надструмів, що проходять через трансформатор при пошкодженні як самого трансформатора, так і елементів, пов'язаних із ним.

5. Захист від перевантаження, діючий на сигнал на підстанції з обслуговуючим персоналом і на вимкнення - без обслуговуючого персоналу.

Крім того, в окремих випадках на трансформаторах встановлюються інші види захистів.

10.1.2 Захист трансформаторів, які не мають вимикачів на стороні вищої напруги

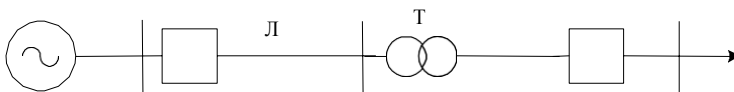
В експлуатації застосовуються спрощені підстанції без вимикачів на стороні вищої напруги трансформаторів і автотрансформаторів. Подібні схеми застосовуються в електроустановках напругою до 500 кВ і дозволяють зменшити вартість підстанції та її експлуатаційні витрати. Водночас через відсутність вимикачів на стороні вищої напруги трансформатора необхідно передбачати додаткові заходи, що забезпечують від'єднання лінії від живлення в разі його пошкодження.

Для вимкнення пошкодженого трансформатора, що не має вимикача на стороні вищої напруги, застосовуються такі способи:

- використання захистів живлячих ліній для фіксації і усунення пошкоджень у трансформаторі;
- передача вимикального імпульсу від захистів трансформатора на вимкнення лінійних вимикачів;
- встановлення спеціальних апаратів – короткозамикачів, які при спрацюванні захистів трансформатора викликають коротке замикання на виводах вищої напруги. При виникненні цього короткого замикання спрацьовують захисти, встановлені на живлення лінії, і впливають на вимкнення вимикачів.

1. Використання захистів лінії

Використання захистів лінії – це найбільш простий і економічний спосіб, за умови, що вони є досить чутливими, щоб забезпечити усунення пошкоджень в обмотках трансформатора і на його виводах нижчої напруги. На самому трансформаторі з боку вищої напруги захист можна не встановлювати.



Наприклад, у наведеній вище схемі для захисту трансформатора може бути використано 2-ступінчастий МСЗ, встановлений біля генератора. Відсічка, струм спрацювання якої залежить від струму, що проходить у лінії при 3-фазному короткому замиканні, на стороні нижчої напруги трансформатора забезпечує захист на виводах вищої напруги і в частині обмотки трансформатора. Короткі замикання в трансформаторі і на стороні низької напруги будуть вимикатись другим ступенем МСЗ. Струм спрацювання цього ступеня захисту повинен бути відрахований від номінального струму навантаження і узгоджений за чутливістю із захистом, встановленим на стороні нижчої напруги трансформатора.

Газовий захист трансформатора в цьому випадку виконується як дія на сигнал, оскільки при цьому не передбачається встановлення захистів. На стороні вищої напруги трансформатора можна встановлювати ТС, що являє собою додаткову економію.

На трансформаторах, що не мають вимикачів із боку високої напруги, допускається не встановлювати захист від внутрішніх пошкоджень, що діють на вимкнення, якщо швидкодіючий захист ліній працює при короткому замиканні на виводах високої напруги трансформатора з коефіцієнтом чутливості 1,5 – 2. Резервний захист повинен спрацьовувати при коротких замиканнях на виводах низької напруги трансформатора з коефіцієнтом чутливості не менше 1,5.

Для запобігання пошкодження обмоток трансформатора струмами при зовнішніх коротких замиканнях витримка часу резервного захисту лінії повинна бути не більше величини,

визначеної за формулою $t = \frac{900}{k^2}$, де k – кратність усталеного

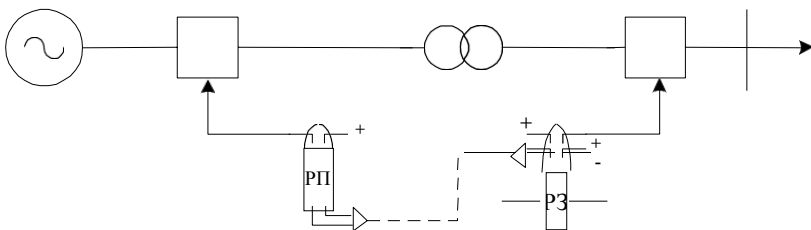
струму короткого замикання на стороні низької напруги трансформатора до його номінального струму.

Розглянутий спосіб виконання захисту, основною перевагою якого є простота, може застосовуватися головним чином на лініях невеликої довжини з малими струмами навантаження. Недоліком цього способу є уповільнення від'єднання лінії при пошкодженнях трансформатора з малим струмом короткого замикання. При наявності біля генератора АПВ допускається його дія при вимкненні лінії будь-яким захистом, у зв'язку з чим можливе повторне подання напруги.

2. Передача вимикального імпульсу

Другий спосіб – передача вимикального імпульсу застосовується, коли захист, що встановлений на живленні лінії, не забезпечує необхідної чутливості при короткому замиканні в трансформаторі. У цьому випадку на трансформаторі встановлюється захист згідно з ПУЕ (газовий, диференціальний захист або струмова відсічка і МСЗ).

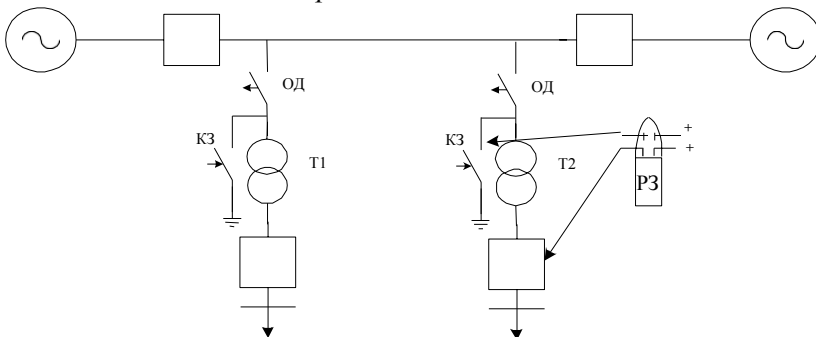
При пошкодженні трансформатора його захисти спрацьовують і передають вимикальний імпульс на вимкнення вимикача, встановленого на стороні живлення лінії. Для передачі вимикального імпульсу між підстанціями прокладаються спеціальні дроти, в якості яких можуть використовуватися контрольні та телефонні кабелі.



На довгих лініях електропередачі напругою до 500 кВ передача вимикального імпульсу здійснюється за допомогою спеціального пристрою телевимикання. При спрацюванні захистів трансформатора вони запускають височастотний передавач, встановлений на підстанції, де знаходиться трансформатор. Реле, під'єднане до ланцюга приймача, встановленого на підстанції, де знаходиться вимикач, спрацьовує, коли приймає вимикальний імпульс, і вимикає вимикач.

Перевагою розглянутого способу є швидкість дії. До недоліків слід віднести можливість відмови у вимкненні при порушенні сполучних проводів або в.ч. каналу.

3. Встановлення короткозамикача



У тих випадках, коли захист, встановлений на живленні лінії, не забезпечує необхідної чутливості при пошкодженнях трансформатора, а передача вимикального імпульсу недоцільна через ненадійність, складність і високу вартість, усунення

пошкодження забезпечується за допомогою спеціального апарата – короткозамикача.

У мережах з напругою 110 кВ і вище КЗ встановлюється на одній фазі. В мережах, що працюють з ізольованою нейтраллю, застосовуються 2-фазні і 3-фазні КЗ. Час увімкнення КЗ 0,4-0,5 с.

У наведеній схемі електричних з'єднань від однієї лінії живляться два трансформатори, які не мають вимикачів на стороні високої напруги. Якщо не здійснити додаткові заходи, то після ввімкнення КЗ, встановленого на пошкоджені трансформаторі, і вимкненні лінії буде розімкнено транзит і другий трансформатор втратить живлення. Щоб цьому запобігти, у розглянутій схемі на кожному трансформаторі встановлені спеціальні апарати – роз'єднувачі (ОД). Час вимкнення ОД 0,5-1 с.

Взаємодія КЗ і ОД, що забезпечують селективне вимкнення пошкодженого трансформатора, здійснюється за допомогою спеціальних схем автоматики, розглянутих нижче.

Вимоги, яким повинні відповідати пристрої РЗА, встановлені на розгалуженнях і на живлячих підстанціях необхідні, щоб забезпечити правильну ліквідацію пошкоджень трансформаторів, під'єднаних до ЛЕП без вимикачів на стороні вищої напруги:

а) Захист трансформатора, що спрацьовує на ввімкнення КЗ, повинен бути чутливішим, ніж захисти, встановлені на живлячому кінці лінії.

б) Сумарний час дії захисту і вимкнення вимикача живлячої підстанції повинен перевищувати час спрацьовування захисту трансформатора і механізму приводу КЗ. Виконання цієї вимоги необхідно для того, щоб забезпечити ввімкнення КЗ і вимкнення ОД в безстоківу паузу при пошкодженні на стороні високої напруги в зоні швидкодіючого захисту ЛЕП. Оскільки час дії приводу і ввімкнення КЗ порівняно великий і, як правило, перевищує час вимкнення вимикача живлячої підстанції при спрацьовуванні швидкодіючих захистів лінії, передбачаються спеціальні заходи, що забезпечують надійне ввімкнення КЗ у цьому випадку.

в) Час вимкнення ОД повинен бути менше часу дії АПВ на живлячій підстанції.

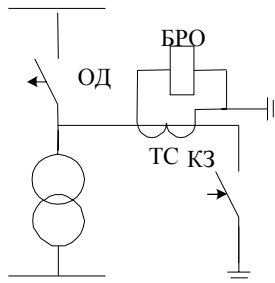
Перевагою розглянутого способу від'єднання пошкодженого трансформатора за допомогою КЗ і ОД є його універсальність, оскільки він може застосовуватися на лініях будь-якої довжини і не вимагає спеціальних каналів зв'язку.

Основним недоліком застосування КЗ - це уповільнення вимкнення пошкодженого трансформатора на 0,4-0,5 с (час ввімкнення КЗ).

У деяких випадках застосування КЗ може виявитися неприпустимим через значне зниження напруги і порушення роботи споживачів при штучному короткому замиканні на виводах високої напруги трансформатора. Недоцільно також під'єднувати трансформатор із КЗ поблизу потужних вузлових підстанцій (на відстані не менше 10-15 км).

4. Автоматика вимкнення роз'єднувача

Оскільки більшість підстанцій, під'єднаних без вимикача на стороні високої напруги, не має постійного оперативного струму, розглянемо схеми автоматики на змінному оперативному струмі. Аналогічні схеми можуть бути виконані і на постійному оперативному струмі. Найбільш просте вимкнення ОД здійснюється за допомогою спеціального блокуючого реле роз'єднувача БРО, вбудованого в привід ОД. Схема ввімкнення БРО на підстанції в мережі з заземленою нейтраллю наведена нижче.



При ввімкненні ОД вимикальна пружина стискається і утримується в такому положенні системою ламких важелів.

Після ввімкнення КЗ реле БРО, обмотка якого під'єднана до ТС, встановлений у ланцюзі КЗ сердечник реле притягується і стискає пружину. Після того, як лінія відключиться від живлення, проходження струму в ланцюзі КЗ припиниться, сердечник реле звільниться і під дією пружини і власної ваги опуститься вниз. При цьому його палець вдарить по важелю і звільнить пружину ОД і ОД вимкнеться. Таким чином, за допомогою реле БРО забезпечується вимкнення ОД тільки в безстокову паузу після того, як припиниться протікання струму короткого замикання. Подібне блокування необхідне, оскільки ОД не може вимикати струм короткого замикання, а також і струм навантаження.

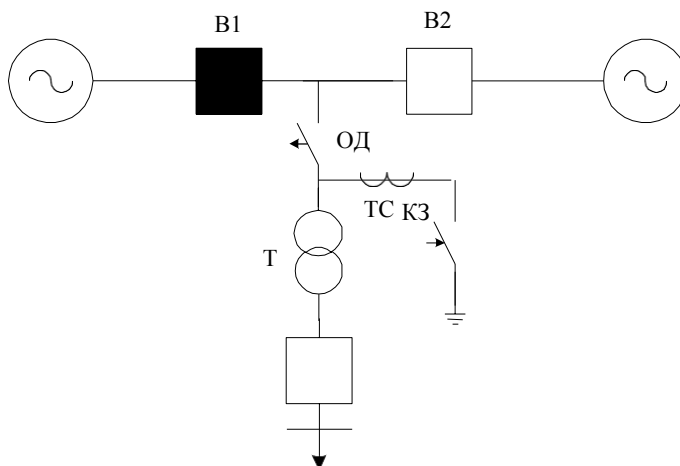
Поряд із перевагою, зумовленою простотою схеми автоматики з реле БРО, вона має суттєві недоліки, які ускладнюють, а в ряді випадків роблять неприпустимим застосування цього реле.

Розглянемо тепер випадок, коли буде усунене пошкодження, що виникло на стороні високої напруги трансформатора в зоні дії швидкодіючого захисту лінії.

У цьому випадку одночасно спрацює швидкодіючий захист лінії і захист трансформатора. При цьому проходження струму припиняється раніше, ніж увімкнеться КЗ. Блокуюче реле не спрацює і не заведе пружину. Внаслідок цього в безстокову паузу після вимкнення вимикача на живлячій підстанції ОД не зникне. Ввімкнення лінії від АПВ буде неуспішним, і вимикачі вимикаються знову. Цей недолік автоматики з реле БРО може бути усунутий застосуванням на розглянутій лінії двократного АПВ. При цьому після першого спрацьовування АПВ лінії під дією струму, що проходить через КЗ, спрацює блокуюче реле і заведе пружину БРО, підготувавши його для вимкнення. Після вимкнення лінії, вимкнеться ОД. І тоді після другого циклу АПВ лінії включиться успішно.

Таким чином, автоматика від'єднання ОД з реле БРО може застосовуватися на лініях, обладнаних двократним АПВ, забезпечуючи вимкнення ОД в першу або другу безстокову паузу в залежності від місця пошкодження трансформатора і наявності на лінії швидкодіючих захистів. Другим недоліком

реле БРО є можливість його відмови при каскадному вимкненні лінії, якщо струм в реле стає меншим. Струми спрацьовування дорівнюють 500-700 А.



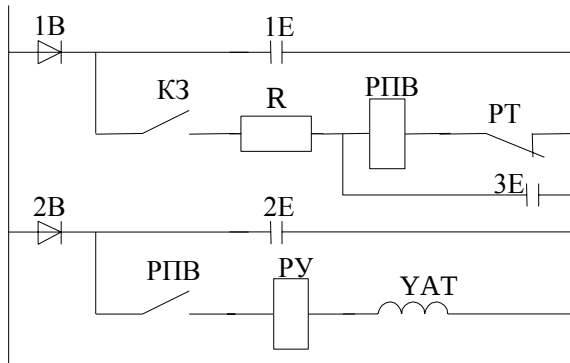
Якщо величина струму після вимкнення В1 виявиться менше струму утримання БРО, сердечник реле почне опускатися під дією власної ваги і пружини. Але рух сердечника буде гальмуватися залишковим струмом, що проходить у ланцюзі КЗ. При цьому можливі два випадки:

1. Відмова ОД.
2. Вимкнення ОД під струмом.

Для запобігання подібних неправильних випадків роботи необхідно перевірити розрахунком достатність струму, що проходить через КЗ при каскадному вимкненні лінії. Надійна робота БРО буде забезпечена, якщо через нього проходить струм, що приблизно у два рази перевищує струм спрацювання реле.

Для вимкнення ОД на лінії з одноразовим АПВ може застосовуватися схема, наведена нижче, в якій використовується електромагніт вимкнення незалежного живлення, вбудований у привід ОД. Як джерело оперативного струму використовуються попередньо заряджені конденсатори.

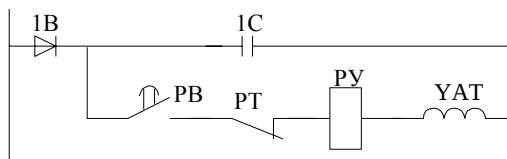
від УЗ-400



Необхідність застосування в розглянутій системі конденсаторів, які є незалежним джерелом оперативного струму, зумовлена тим, що під час вимкнення ОД підстанція буде повністю знеструмлена.

Для того, щоб ОД не вимикався під струмом до вимкнення вимикачів на живлячих підстанціях, до схеми введено струмові реле РТ, під'єднані до ТС, встановленого в ланцюзі КЗ. У ланцюзі обмотки реле РПВ встановлений допоміжний контакт КЗ для того, щоб спрацювання реле РПВ і подальше вимкнення ОД могло відбутися тільки після ввімкнення КЗ. Але, як правило, допоміжний контакт КЗ замикається дещо раніше його силових контактів (на 0,1-0,2 с). Протягом цього проміжку часу, до того як замкнуться силові контакти КЗ, контакти реле РТ залишаються замкненими і можливе помилкове вимкнення ОД зі струмом. Для запобігання цього до схеми введено уповільнення на спрацювання реле РПВ, яке має перекрити різницю в часі замикання допоміжних і силових контактів КЗ (реле типу РП-251, конденсатор 3Е, додатковий опір R).

від УЗ-400



Добре зарекомендувала себе в експлуатації схема автоматичного вимкнення ОД, наведена вище.

У цій схемі вимкнення ОД також забезпечується за рахунок розряду конденсатора, а контроль вимкнення лінії здійснюється струмовими реле РТ. Витримка часу, що перекриває різницю в часі замикання силових і допоміжних контактів КЗ, здійснюється за допомогою механічного реле часу. Для цього в приводі ОД встановлюється годинниковий механізм реле серії ЕВ, яке керується важелем, пов'язаним з допоміжними контактами КЗ. При ввімкненні КЗ запускається годинниковий механізм, а через витримку часу 0,5-1 с замикаються контакти РВ у ланцюзі електромагніту вимкнення ОД.

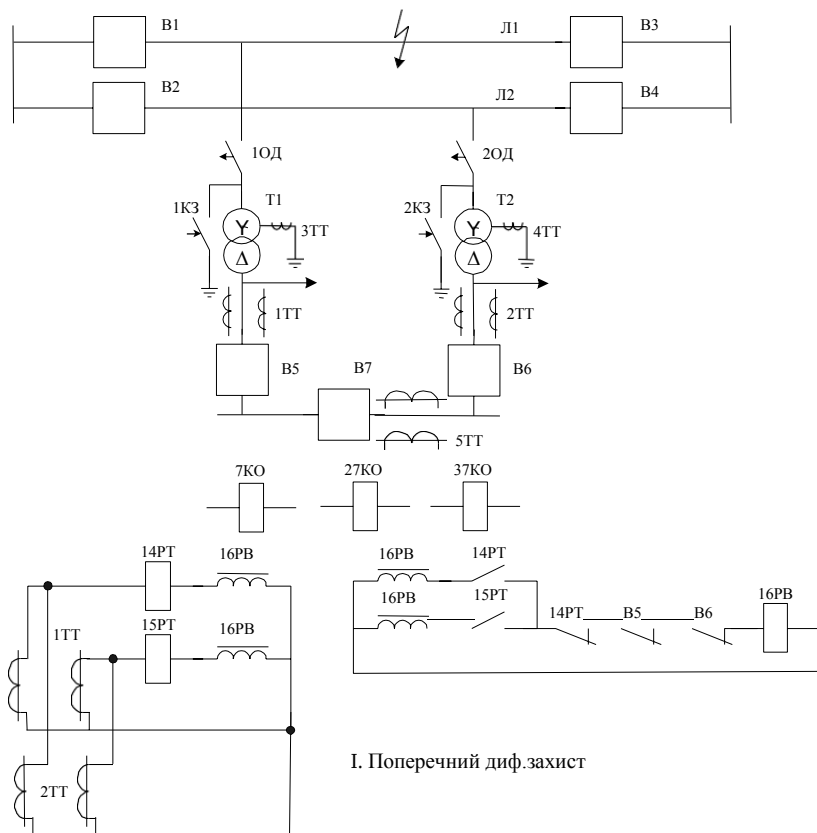
5. Додаткові захисти трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях

На тих підстанціях, де передбачена паралельна робота на стороні низької напруги двох трансформаторів, під'єднаних до різних ліній електропередач, крім захистів трансформаторів, що передбачаються ПУЕ, встановлюються додаткові захисти, призначені для розподілу секцій шин низької напруги при короткому замиканні на одній із ліній. Це необхідно, щоб припинити проходження струмів короткого замикання з боку трансформатора. Для цього використовуються струмові диференціальні захисти, ввімкнені на різницю струмів, що проходять у двох фазах.

Поперечний диф.захист (І) діє при м.ф.к.з. на стороні низької напруги трансформатора (1ТТ, 2ТТ, 14РТ, 15РТ). Захист, виконаний за схемою дешунтування струмових кіл, спрацьовує при короткому замиканні на будь-якій із паралельних ліній і вимикає секційний вимикач, за рахунок чого припиняється живлення короткого замикання від паралельної лінії.

Якщо нейтралі трансформаторів 1Т, 2Т заземлені, то виконується також поперечний **струмовий диф.захист нульової послідовності (ІІ)** з реле 18РТ, 19РТ, 20РП, 21РУ, ввімкнених на різницю струмів 3ТТ, 4ТТ, встановлених у нейтралі трансформаторів. Поперечні диф.захисти мають

невеликі витримки часу порядку 1 с, що запобігають їх помилковому спрацювання при стрибках струму намагнічення трансформаторів, а також забезпечують їх селективну дію з основними захистами трансформаторів. Для запобігання неправильного спрацювання поперечних диф.захистів, коли один трансформатор вимкнений, в їх колах передбачені контакти вимикачів В5 і В6 і ОД 1ОД і 2ОД.



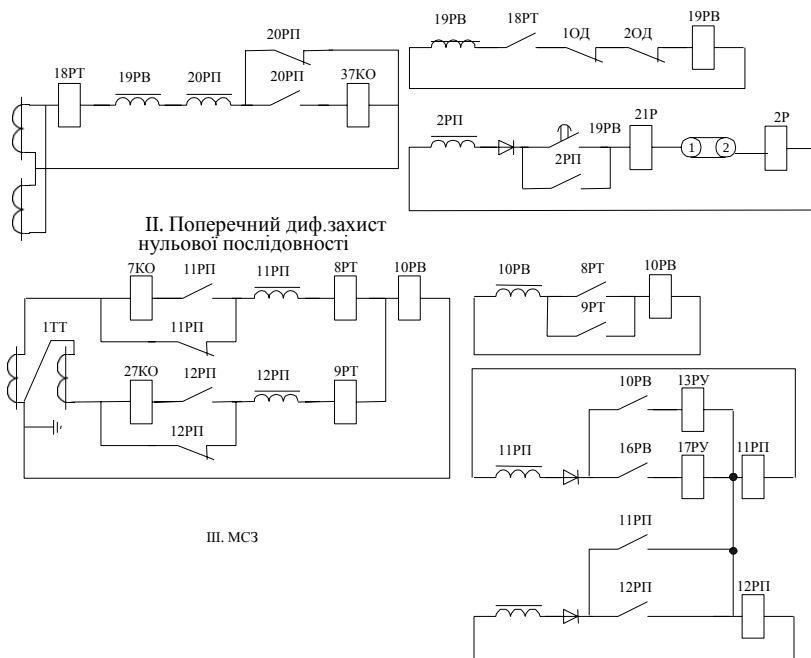


Рис.10.1. Схеми додаткових захистів

На підстанції передбачений також МСЗ секційного вимикача (III) у двофазному виконанні з реле 8РТ, 9РТ, 10РВ, 13РУ, призначені для поділу секцій шин низької напруги при короткому замиканні на одній із них. Для МСЗ СВ і струмового поперечного диф.захисту в схемі передбачені загальні вихідні реле - 11РП, 12РП і котушки вимкнення 7КО, 27КО.

10.1.3 Дифференційний захист

Загальні відомості

Диф.захист застосовується як основний швидкодіючий захист трансформаторів і автотрансформаторів. Зважаючи на його порівняну складність, диф.захист встановлюється не на всіх трансформаторах, а лише в таких випадках:

1. На поодинокі працюючих трансформаторах потужністю 6300 кВА і вище.

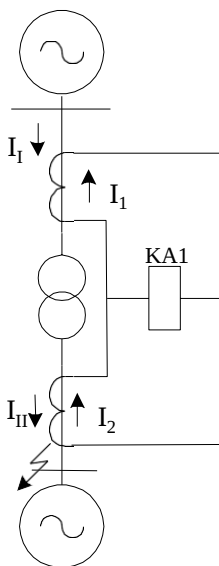
2. На паралельно працюючих трансформаторах потужністю 1000 кВА і вище.

3. На трансформаторах потужністю 1000 кВА і вище, якщо струмова відсічка не забезпечує необхідної чутливості $k_d > 2$, а МСЗ має час спрацьовування $t > 1$ с.

При паралельній роботі трансформаторів диф.захист забезпечує не тільки швидке, але й селективне вимкнення пошкодження трансформатора.

Для виконання диф.захисту трансформаторів встановлюються ТС з боку всіх напруг. Вторинні обмотки ТС з'єднуються в диференціальну схему і паралельно з ними під'єднується струмове реле.

Розглядаючи принцип дії захисту умовно приймається, що коефіцієнт трансформації силового трансформатора дорівнює 1, тобто однакове з'єднання обмоток і однакові ТС. За цих умов і нехтуючи струмом намагнічення трансформатора, який у паралельному режимі має малу величину, можна вважати, що первинні струми однакові при протіканні струму навантаження або наскрізного короткого замикання.



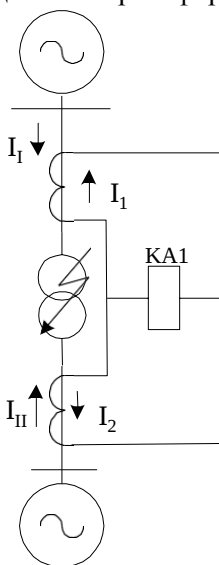
$I_I = I_{II}$, відповідно вторинні струми $I_1 = I_2$ і з урахуванням цього $I_p = I_1 - I_2 = 0$. Відповідно диф.захист на такі режими не реагує.

Практично внаслідок розбіжності характеристик ТС вторинні струми не рівні і тому в реле протікає струм небалансу. Тому струм спрацювання диф.захисту повинен відрховуватися від струму небалансу: $I_{с.з.} = k_n I_{нб.}$

При к.з. у трансформаторі струм у реле $I_p = I_1 + I_2$ або

$$I_p = \frac{I_I}{n_T} + \frac{I_{II}}{n_T} = \frac{I_{к.з.}}{n_T}.$$

Таким чином, при к.з. у зоні диф.захисту в реле проходить повний струм к.з., поділений на коефіцієнт трансформації ТС. Під впливом цього струму захист спрацьовує і діє на вимкнення пошкодженого трансформатора.



Особливості які впливають на виконання диф.захисту трансформаторів:

1. *Наявність намагнічуючого струму*, що протікає тільки з боку джерела живлення. Навіть у цьому випадку, якщо коефіцієнт трансформації трансформатора 1 і однакове з'єднання обмоток, струм з боку джерела живлення більше струму з боку навантаження на величину струму

намагнічування трансформатора. У нормальному режимі намагнічення струм складає приблизно 1-5% I_n трансформатора і тому викликає лише деяке збільшення струму небалансу. Інші явища відбуваються при ввімкненні трансформатора в режимі холостого ходу або при відновленні напруги після вимкнення к.з. У цьому випадку в обмотці трансформатора з боку джерела живлення виникає стрибок струму намагнічення, величина якого в перший момент у 5-8 разів перевищує I_n трансформатора, але швидко протягом 1 с згасає до величини порядку 20% I_n . Для запобігання помилкового спрацювання диф.захисту від стрибка намагнічення струму струм спрацювання захисту повинен бути більше максимального значення струму намагнічення, тобто

$$I_{с.з.} = k_n I_{нам.мах}$$

Величина $I_{нам}$ залежить від конструкції трансформатора і важко піддається обліку. Тому при практичних розрахунках диф.захисту струм спрацювання визначається на підставі досвіду експлуатації і спеціальних випробувань за формулою:

$$I_{с.з.} = k_n I_n.$$

Коефіцієнт k_n приймається таким, що дорівнює 1-4 в залежності від типу реле, що використовуються у схемі диф.захисту. Встановлення величини струму спрацювання більше максимального значення струму намагнічування - не єдиний спосіб врахування струму намагнічення. Раніше досить широко застосовувалися диф.захисти із струмом спрацювання, меншим I_n , але з витримкою часу 0,5-0,8 с. За цей час струм намагнічення згасає. В даний час диф.захисти з витримкою часу не застосовуються. Витримка часу погіршує захист самого трансформатора, збільшуючи пошкодження.

2. *Нерівність вторинних струмів і різноманітність ТС.*
З принципу дії диф.захисту випливає, що для отримання найменших струмів небалансу ТС повинні мати однакові характеристики, що при здійсненні диф.захисту трансформаторів практично неможливо виконати, тому що ТС із різних сторін мають різні n_T і різне конструктивне виконання. Внаслідок цього вони мають різні характеристики і похибки.

Номинальні струми обмоток трансформаторів, як правило, не збігаються зі шкалою номінальних струмів ТС. Тому при виборі ТС приймається ТС, I_n якого більше відносно I_n обмотки трансформатора. Так, наприклад, I_n обмоток трансформатора потужністю 5600 кВА напругою 35/6,6 кВ становить:

з боку обмотки 35 кВ

$$I_{I35} = \frac{5600}{\sqrt{3} * 35} = 92,5 \text{ A};$$

з боку обмотки 6,6 кВ

$$I_{I6,6} = \frac{5600}{\sqrt{3} * 6,6} = 490 \text{ A}.$$

При визначених вище номінальних струмах ТС повинні мати коефіцієнти трансформації з боку 35 кВ 100/5 і з боку 6,6 кВ 600/5. При цьому вторинні струми ТС складають:

з боку обмотки 35кВ

$$I_{II35} = \frac{32,5}{100/5} = 4,62 \text{ A};$$

з боку обмотки 6,6 кВ

$$I_{II6,6} = \frac{490}{600/5} = 4,08 \text{ A}.$$

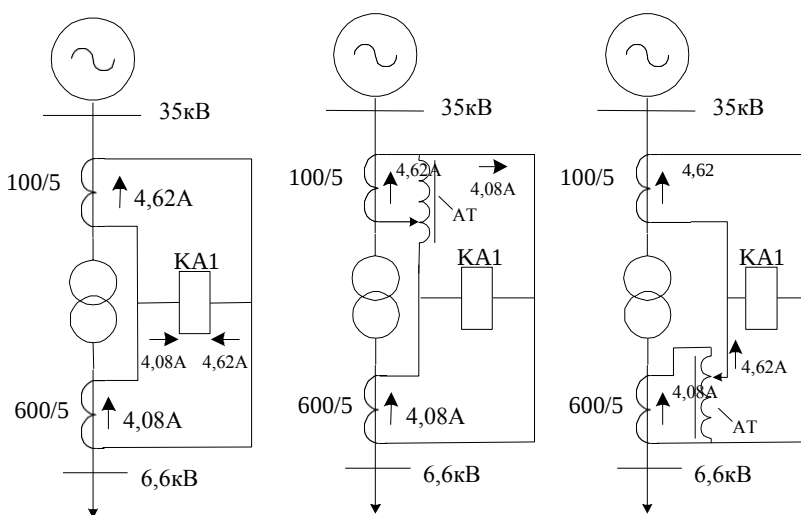
Таким чином, внаслідок нерівності вторинних струмів у плечах диф.захисту в диф.реле при номінальному навантаженні трансформатора струм небалансу дорівнює

$$I_{p.нб} = I_{II35} - I_{II6,6} = 4,62 - 4,08 = 0,54 \text{ A}.$$

При наскрізному струмі к.з. цей струм зростає пропорційно струму к.з., а також внаслідок зростання похибок к.з., що мають неоднакові характеристики, що може викликати помилкову дію диф.захисту трансформатора. Тому для зменшення струму небалансу, викликаного нерівністю вторинних струмів ТС диф.захисту, проводиться вирівнювання цих струмів шляхом ввімкнення спеціальних проміжних автотрансформаторів струму (АТ) або шляхом застосування вирівнюючих обмоток диф.реле. Проміжні АТ можуть вмикатися як з боку обмотки низької напруги, так і з боку

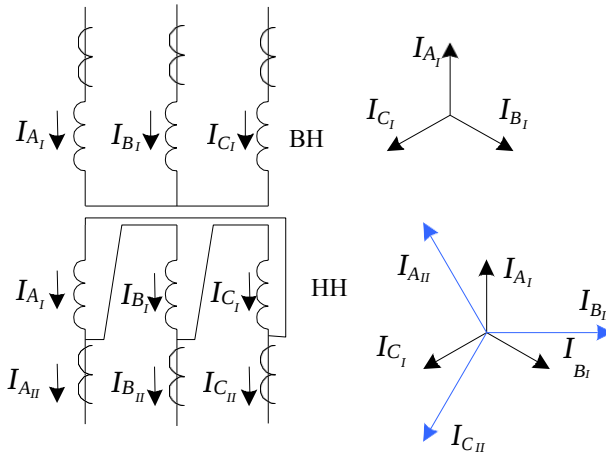
високої напруги. Рекомендується вмикати їх із боку потужних ТС. Для розглянутого вище випадку проміжний АТ, встановлений з боку 6,6 кВ, повинен підвищувати струм з 4,08 А до 4,62 А, тобто повинен вмикатися як підвищувальний і мати $n_{AT} = \frac{4,08}{4,62} = 0,88$. При встановленні проміжних АТ з боку 35 кВ він повинен знижувати струм з 4,62 А до 4,08 А, тобто повинен вмикатися як понижуючий і мати $n_{AT} = \frac{4,62}{4,08} = 1,13$.

3. Неоднакові схеми з'єднання обмоток трансформаторів

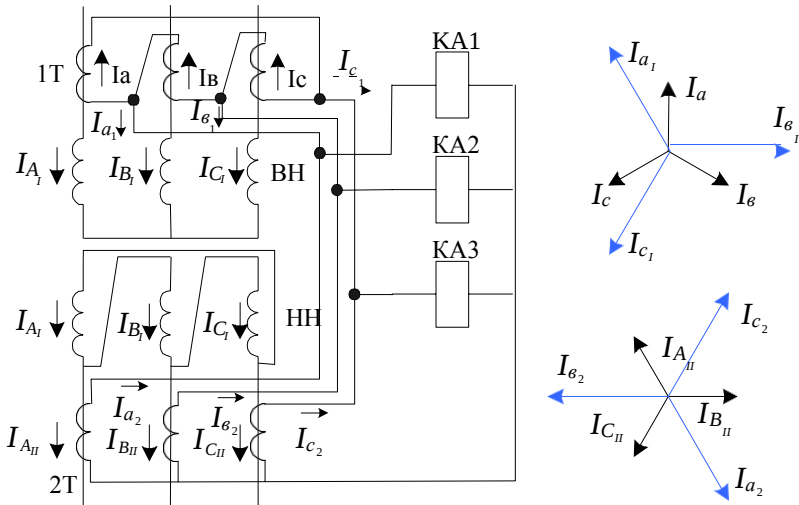


Розглянуті вище співвідношення струмів у схемі диф.захисту справедливі тільки для трансформаторів, що мають однакові схеми з'єднання обмоток Y-Y або Δ-Δ. При неоднакових схемах з'єднання обмоток, наприклад Y-Δ, ці співвідношення справедливі, тому струми з боку обмотки Δ виявляються зсунутими один відносно одного на деякий кут, величини якого залежить від схеми з'єднання обмоток. Кут

зміщення струмів створює великий струм небалансу в реле диф.захисту.



Ці струми зсунуті на кут 30° . При кутовому зсуві 30° і рівності величин струмів струм у реле визначається формулою



$$I_p = 2I_{A_1} \sin 15^\circ \quad \text{або}$$

$$I_p = 0,52I_{A_1}$$

Тому при виконанні диф.захисту трансформаторів проводиться компенсація кутового зміщення вторинних струмів шляхом спеціального з'єднання вторинних обмоток ТС:

При такому з'єднанні вторинних обмоток ТС в 1Т, вторинні обмотки якого з'єднані в Δ , створюється зміщення струмів на такий же кут, як і в з'єднанні в Δ обмоток НН трансформатора, що й забезпечує збіг фаз вторинних струмів у плечах диф.захисту.

При визначенні p_{AT} проміжного АТ у разі з'єднання однієї з груп ТС в Δ необхідно враховувати збільшення в 1,73 рази струму, що підводиться з боку цих ТС.

Схеми і розрахунок диф.захисту

1. Розрахунок струмів небалансу в схемах диф.захисту

Струми небалансу в схемах диф.захисту трансформаторів виникають через похибки ТС, зміну коефіцієнта трансформації трансформатора при регулюванні напруги, неточного вирівнювання вторинних струмів. Для врахування струму небалансу при наскрізному к.з. його струм спрацьовування повинен задовольняти умову

$$I_{с.з.} = k_n I_{нб.роз.},$$

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

Величина розрахункового струму небалансу, зумовленого похибкою ТС обчислюється за формулою:

$$I_{1нб.роз.} = k_a k_{одн} f I_{кз.мах}$$

де k_a – коефіцієнт аперіодичності для реле з БНТ і короткозамкнутою обмоткою $k_a=1$, для реле без БНТ $k_a=1$;

$k_{одн}$ – коефіцієнт однотипності ТС $k_{одн}=0,5$ при обтіканні ТС близькими за величиною струмами, а в інших випадках $k_{одн}=1$;

f – похибка ТС, до 10%;

$I_{кз.мах}$ – найбільший струм к.з. при наскрізному к.з.

Величина розрахункового струму небалансу, зумовлена зміною k_T трансформатора при регулюванні напруги, обчислюється за формулою:

при регулюванні з однієї сторони трансформатора

$$I_{2нб.роз.} = \Delta N I_{кз.мах}$$

при регулюванні з двох сторін трансформатора

$$I_{2нб.роз.} = \Delta N_{BH} I_{кз.мах} + \Delta N_{CH} I_{кз.мах},$$

де ΔN – половина регулюючого діапазону відповідної сторони від середнього значення, для якого виконується вирівнювання вторинних струмів, наприклад при половині регулюючого діапазону $N = \pm 10\%$ $\Delta N = 0,1$.

Величина розрахункового струму небалансу, зумовлена неточним вирівнюванням вторинних струмів, обчислюється за формулою:

$$I_{3нб.роз.} = \frac{w_{I.роз.} - w_I}{w_{I.роз.}} I_{кз.мах} + \frac{w_{II.роз.} - w_{II}}{w_{II.роз.}} I_{кз.мах},$$

де $w_{I.роз.}$ і $w_{II.роз.}$ – розраховані кількості витків обмоток БНТ реле РНТ для неосновних сторін (сторони з меншим вторинним струмом);

w_I і w_{II} – прийняті кількості витків обмоток БНТ реле РНТ для неосновних сторін (найближчі більші або менші кількості витків);

$I_{кз.мах}$ – найбільше значення наскрізного струму к.з. зі сторони, де приєднані обмотки БНТ з витками w_I і w_{II} .

Таким чином, сумарний розрахунковий струм небалансу визначається як сума трьох складових:

$$I_{нб.роз.} = I_{1нб.роз.} + I_{2нб.роз.} + I_{3нб.роз.}$$

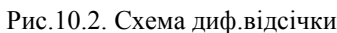
Зазвичай при розрахунку спочатку визначають суму $I_{нб.роз.} = I_{1нб.роз.} + I_{2нб.роз.}$, а після вибору струму спрацьовування і визначення розрахункових витків БНТ реле РНТ визначають додатково сумарний струм небалансу і уточнюють раніше обраний струм спрацьовування.

2. Диференційна відсічка

$$I_{c.з.} = \kappa_H I_{ном},$$

де κ_H – коефіцієнт надійності, що дорівнює 3-4.

де k_H – коефіцієнт надійності, що дорівнює 3-4.


$$I_{H\bar{b}, p03.} = I_{1H\bar{b}, p03.} + I_{2H\bar{b}, p03.}.$$

42

Основною перевагою диф.відсічки є простота схеми і швидкодія. Недоліком є більший струм спрацювання, внаслідок чого захист втрачає чутливість:

$$K_q = \frac{I_{кз. \min}}{I_{с.з.}} \geq 2(1,5).$$

3. Диф.захист з РНТ-565

Швидконасичуваний трансформатор реле РНТ-565 є одночасно і проміжним трансформатором для компенсації нерівності вторинних струмів у плечах диф.захисту і має для цієї мети спеціальні вирівнюючі обмотки. Струм у вторинній обмотці БНТ, до якої під'єднано реле, визначається сумарним магнітним потоком в осерді, що створюється як робочою, так і вирівнюючими обмотками. Щоб при наскрізному к.з. диф.захист хибно не спрацював потрібно правильно підключити робочу і вирівнюючі обмотки до схеми і так підібрати кількість витків в обмотках, щоб компенсувати нерівність струмів у плечах. Струми в обмотках зустрічно напрямлені. Розрахунок проводиться наступним чином:

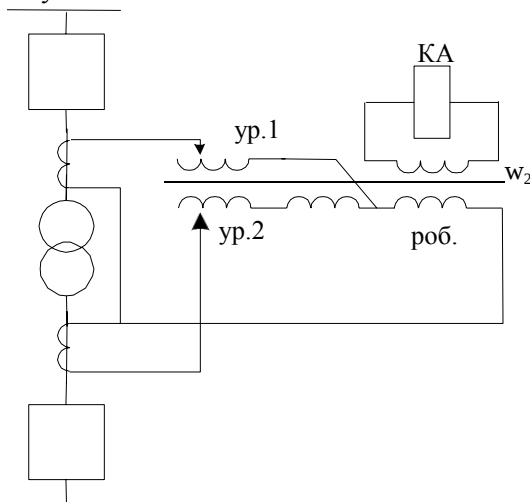


Рис.10.3. Схема диф.захисту з РНТ-565

1. Струм спрацювання захисту визначається з умови:

$$a) I_{c.з.} = \kappa_n I_{ном}$$

$$\kappa_n = 1, 1, 3$$

$$б) I_{c.з.} = \kappa_n I_{нб.}$$

$$\kappa_n = 1, 3;$$

$$I_{нб.} = I_{1нб.роз.} + I_{2нб.роз.}$$

Приймається більше значення струму спрацювання.

2. Визначаються первинні струми у всіх обмотках трансформатора і вторинні струми в плечах диф.захисту.

3. Визначається вторинний струм спрацювання, віднесений до сторони з великим вторинним струмом:

$$I_{cp.1} = \frac{\kappa_{cx} I_{c.з.}}{n_{T1}},$$

де n_{T1} – коефіцієнт трансформації ТС з більшим вторинним струмом.

4. Визначається розрахункове число витків обмоток БНТ з боку з більшим вторинним струмом, яке називається основним:

$$w_1 = \frac{100}{I_{cp.1}}.$$

Відповідно до наявних на обмотках відпайок для регулювання числа витків вибирається найближче менше число витків:

$$w_{осн.} = w_{вст.роб.} + w_{вст.ур.}.$$

5. Визначається число витків з боку з меншим вторинним струмом, яке називається неосновним з умови, щоб при проходженні через трансформатор наскрізного струму, струм у вторинній обмотці дорівнював нулю. Це виконується, коли сумарний магнітний потік у сердечнику БНТ дорівнює нулю. Що має місце при

$$I_1 w_{осн.} - I_2 w_{неосн.} = 0 \quad \text{звідки}$$

$$w_{II} = w_{осн.} \frac{I_1}{I_2} = w_{вст.ур2} + w_{вст.роб.}$$

Приймається менше або більше значення числа витків, які можна встановити на цій обмотці.

6. Після розрахунку числа витків обмоток БНТ і підбору відпайок обчислюється струм небалансу, викликаний неточною компенсацією вторинних струмів у плечах диф.захисту.

Визначають сумарний $I_{нб.}$

Знову визначають $I_{с.з.}$ по $I_{с.з.} = \kappa_n I_{нб.}$, якщо він виходить більше визначеного за першою умовою, розрахунок проводять ще раз (перераховують число витків обмоток БНТ). Розрахунок повторюється доти, доки струм спрацювання захисту з урахуванням $I_{знб.роз}$ дорівнюватиме або стане меншим за струм спрацювання, визначеного попереднім розрахунком.

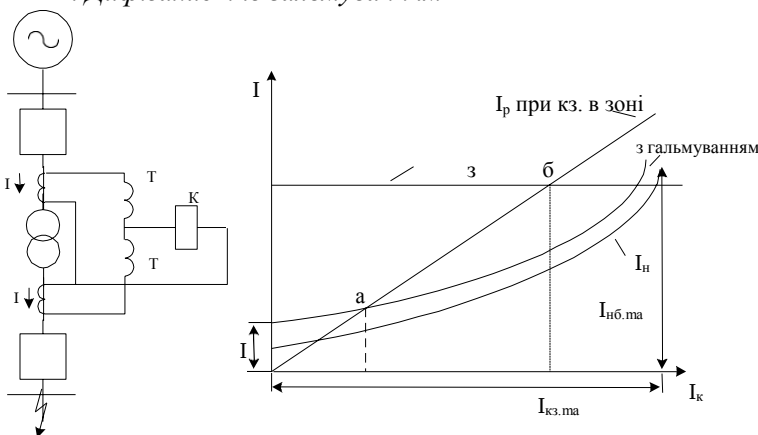
7. Визначається κ_{ψ} . Коефіцієнт чутливості можна визначити за повним струмом к.з. по основній стороні за формулою

$$\kappa_{\psi} = \frac{I_{р.пов.}}{I_{сп.1}} \geq 2,$$

де $I_{сп.1}$ – вторинний струм спрацювання по основній стороні

$$I_{р.роз.} = \frac{\kappa_{сх.} I_{кз. min}}{n_{T1}}.$$

4. Диф.захист із гальмуванням



У диф.захистах, встановлених на трансформаторах з РПН або багатообмоткових трансформаторах з кількома живлячими обмотками, струми небалансу в установленому режимі мають значну величину. У цьому випадку диф.реле з БНТ буде мало чутливим внаслідок того, що його струм спрацьовування доводиться збільшувати до $(3-4) I_{ном}$ трансформатора.

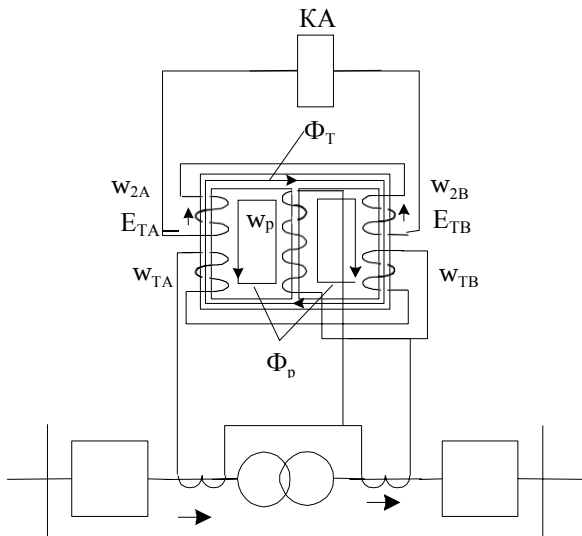


Рис.10.4. Диф.реле з магнітним гальмуванням

Струм $I_{с.з.}$ під впливом струму, що протікає в гальмівній обмотці реле, зростає, що підвищує надійність відмежування захисту від струмів небалансу. При к.з. в зоні струм к.з., що протікає по гальмівній обмотці, загрожує реле (збільшується струм $I_{ср.}$), але, незважаючи на це, чутливість гальмівного реле виявляється вище, ніж у реле РНТ (точки "а" і "б"). Чутливість гальмівного реле при к.з. в зоні можна підвищувати, якщо гальмівні обмотки під'єднувати не до всіх плечей, а тільки там, де це необхідно для гальмування при зовнішньому к.з. Для забезпечення достатньої надійності дії захисту при пошкодженнях у зоні і селективності при зовнішніх к.з. коефіцієнт k_T приймають $(30-60)\%$, а найменший $I_{ср.}$ при $I_T = 0$

становить (30-40)% $I_{\text{ном.т.}}$. Наявність гальмування не усуває можливість спрацьовування реле від стрибків струмів намагнічення, тому $I_p = I_{\text{торм.}}$, що відповідає умовам к.з. в зоні захисту.

Секції ω_{TA} і ω_{TB} з'єднані так, що створений магнітний потік Φ_T замикається по крайнім стрижням. Потік Φ_T наводить ЕРС в ω_{2A} і ω_{2B} (E_{TA} і E_{TB}), які однакові і взаємознищуються, у результаті струм I_T не створює струму в реле, а служить для підмагнічення крайніх стержнів та насичуючи їх, погіршує трансформацію струму з робочого на вторинний. Потік Φ_p , створений в ω_p , замикається по крайнім стрижням і наводить в секціях ω_2 однаково напрямлені ЕРС:

$$\Phi_p = \frac{I_p \square_p}{R_m}$$

Опір R_m збільшується при насиченні струму I_T . Чим більший струм I_T , тим менший струм реле I_p :

$$I_p = k_T I_T.$$

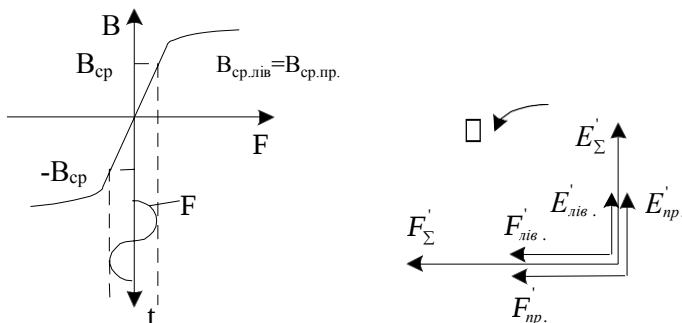
При зовнішньому к.з. струм протікаючи по ω_T насичує крайні стрижні магнітопроводу, в результаті чого струм I_{cp} зростає, погіршуючи трансформацію $I_{\text{нб.}}$, що з'являється в робочій обмотці трансформатора. При к.з. в зоні струм в ω_p більше струму I_T .

1. Струм $I_T = 0$. Під впливом МРС F робочої обмотки відбувається намагнічування сердечника НТС відповідно до залежності миттєвих значень магнітної індукції в правому і лівому стрижнях від величини МРС.

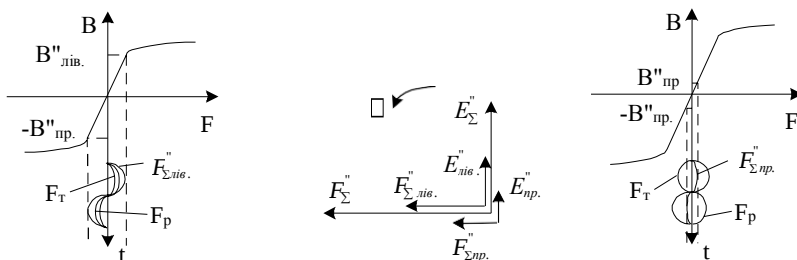
МРС робочої обмотки розподіляється порівну на створення магнітних потоків у лівому і правому стрижнях НТС. НТС є насичуючою, тому залежність B від F має нелінійний характер. Якщо припустити, що крива зміни магнітної індукції має синусоїдальний характер, то амплітудні значення ЕРС у кожній обмотці можна вважати пропорційними амплітудним значенням магнітної індукції у відповідних стрижнях.

ЕРС в осерді відстає від F на 90° . Магнітні потоки в крайніх стрижнях збігаються за фазою із МРС F і вектори ЕРС E вторинних обмоток відстають на 90° :

$$E'_{\Sigma} = E'_{\text{лів.}} + E'_{\text{пр.}} = E_{\text{ср.}}$$



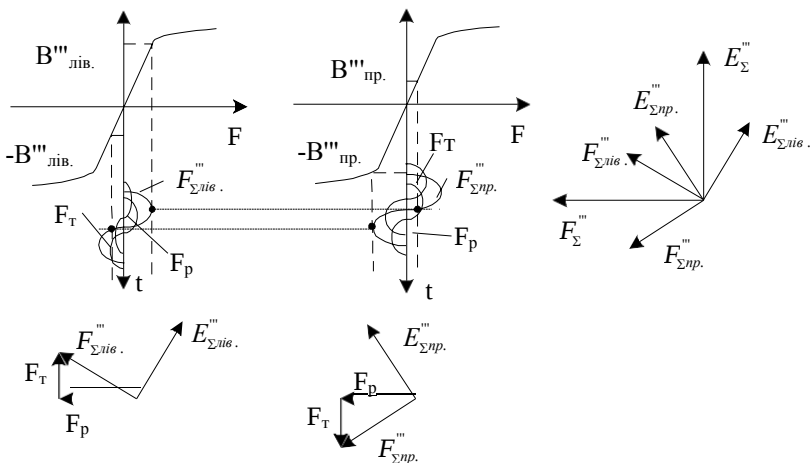
2. Сруми в робочій і гальмівній обмотках збігаються за фазою. Якщо по гальмівній обмотці протікає струм, що збігається за фазою із струмом робочої обмотки, то в лівому стрижні НТС робоча і гальмівна МРС F_p і F_T додаються, а в правому – віднімаються.



У лівому стрижні ЕРС $F''_{\Sigma\text{лів.}} = F_p + F_T$ створює магнітну індукцію $+B''_{\text{лів.}}$. У цей же момент у правому стрижні ЕРС $F''_{\Sigma\text{пр.}} = F_p - F_T$ створює магнітну індукцію $+B''_{\text{пр.}}$. У вторинних обмотках наводяться співпадаючі за фазою ЕРС $E''_{\text{лів.}}$ і $E''_{\text{пр.}}$, пропорційні максимальним значенням цих магнітних індукцій. Сумарна ЕРС вторинних обмоток дорівнює $E''_{\Sigma} = E''_{\text{лів.}} + E''_{\text{пр.}}$. Через насичення сталі лівого стрижня $E''_{\Sigma} < E'_{\Sigma} = E_{\text{ср.}}$ відповідно,

уставки реле заглубляються і в даних умовах реле не спрацює. Для спрацювання реле необхідна велика робоча МРС. Якщо збільшити МРС гальмівної обмотки F_T у два рази, то в лівому стрижні НТС помітно зростає МРС $F_{\Sigma \text{лів.}}''$. Однак через насичення сталі НТС це призведе лише до невеликого збільшення магнітної індукції $+B''_{\text{пр.}}$. У правому стрижні НТС змінюється не тільки величина, але і знак сумарного МРС $F_{\Sigma \text{пр.}}''$. Викликана $F_{\Sigma \text{пр.}}''$ у правій обмотці і магнітна індукція $B''_{\text{пр.}}$ наводить ЕРС у правій обмотці $E''_{\text{пр.}}$ іншого знака. Результуюча ЕРС E_{Σ}'' стане менше E_{Σ}'' попереднього випадку. Отже, для того, щоб реле спрацювало, потрібно іще збільшити МРС робочої обмотки.

3. Струми гальмівної та робочої обмоток, зсунуті по фазі на 90° .



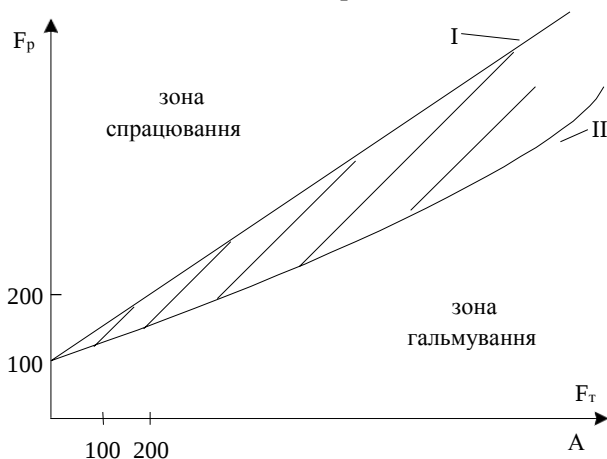
Якщо I_T і I_P зміщені на 90° , то гальмування виявляється меншим, ніж у випадку збігу фаз струму. Якщо струм у гальмівній обмотці відстає від струму в робочій обмотці на 90° , то в лівому стрижні НТС гальмівна МРС F_T відстає від робочої

МРС F_p на 90° . Сумарна ЕРС $E_{\Sigma \text{лів.}}'''$ пропорційна максимальному значенню сумарної МРС $F_{\Sigma \text{лів.}}'''$ і відстає від неї на 90° .

У правому стрижні НТС гальмівна МРС F_t випереджає робочу МРС F_p на 90° . Сумарна ЕРС $E_{\Sigma \text{пр.}}'''$ пропорційна максимальному значенню сумарної МРС $F_{\Sigma \text{пр.}}'''$ і відстає від неї на 90° . Сумарна ЕРС на виході вторинної обмотки E_{Σ}''' дорівнює сумі ЕРС обмоток правого і лівого стрижнів.

Зіставляючи векторні діаграми, можна встановити, що при однакових значеннях робочих і гальмівних МРС ефект гальмування виявляється меншим при кутовому зміщенні F_t відносно F_p на 90° , чим при їх збігу за фазою або зміщенні на 180° .

Гальмівні характеристики. Гальмівна МРС, погіршуючи умови трансформації між первинною і вторинною обмотками, призводить до збільшення МРС спрацювання.



Залежність МРС спрацювання реле від зміни МРС гальмівних обмоток називається гальмівною характеристикою. Оскільки МРС спрацювання залежить не лише від абсолютної величини МРС гальмування, але і від кута зміщення між

робочою і гальмівною МРС, від співвідношення величини гальмівних струмів у гальмівних обмотках, від схеми приєднання цих обмоток, то існує сімейство характеристик.

Криві I і II є відповідно найбільшою і найменшою залежністю $F_{cp} = f(F_T)$. Характеристика I використовується при визначенні чутливості захисту, а II – при визначенні числа витків гальмівної обмотки. Верхня гальмівна характеристика I відповідає характеристиці при збігу кутів між векторами струмів гальмівної і робочої обмоток. Це означає, що при будь-якому іншому куті ефект гальмування буде меншим і для спрацювання реле вимагатиметься менша $F_{роб}$. Гальмівна характеристика для будь-якого іншого кута завжди розташовуватиметься нижче.

Нижня II характеристика відповідає характеристиці при куті між векторами I_p і I_T в діапазоні $90^\circ \pm 30^\circ$. Це означає, що при цьому куті реле має мінімальне значення МРС спрацювання

$$\kappa_T = \frac{I_{cp}}{I_T} = \frac{F_{cp} \square_T}{F_T \square_p}.$$

Коефіцієнт гальмування κ_T визначається за характеристиками реле $F_{cp}=f(F_T)$ при вибраному числі витків спрацювання робочої і гальмівної обмоток.

10.1.4. Струмова відсічка

Як правило, на трансформаторах потужністю нижче 6300 кВА, працюючих окремо, і трансформаторах потужністю нижче 4000 кВА, працюючих паралельно, замість складного диф.захисту встановлюється струмова відсічка (СВ). Дія СВ трансформатора базується на тому ж принципі, що і СВ ліній. При к.з. на вводах трансформатора з боку живлення струм к.з. значно більше, ніж при к.з. на стороні навантаження, тобто за трансформатором. Враховуючи цей факт, струм спрацювання вибирається так, щоб вона не працювала при к.з. за трансформатором:

$$I_{cp} = \kappa_n \kappa_{cx} \frac{I_{кз.мах}}{n_T},$$

де $I_{к.з. \max}$ – максимальний струм к.з., що протікає через трансформатор при к.з. за ним;

K_n – коефіцієнт надійності, що дорівнює 1,3-1,4 для реле типів ЭТ-521, РТ-40, реле, що діють через проміжні; 1,5-1,6 – для реле типу РТ-80.

Чутливість СВ характеризується коефіцієнтом чутливості

$$K_{\eta} = \frac{I_{кз} K_{CX}}{I_{cp} n_T} \geq 2,$$

де $I_{к.з.}$ – струм к.з. при к.з. на вводах трансформатора з боку живлення.

10.1.5. Захист від надструмів

Захист трансформаторів (автотрансформаторів) від надструмів є резервним захистом, призначеним для від'єднання їх від джерел живлення як у випадках ушкодження самих трансформаторів і відмови основних захистів, так і при ушкодженнях суміжного устаткування і відмовах його захисту або вимикачів. За відсутності спеціального захисту шин захист трансформатора від надструмів здійснює також захист цих шин. На підвищуючих трансформаторах схеми захисту від надструмів можуть бути наступними (рис.10.5).

Як захист від надструмів при м.ф.к.з. служить зазвичай МСЗ, МСЗ з пуском мінімальної напруги, МНЗ, МСЗ зворотної послідовності (МСЗЗП). Для захисту від надструмів при однофазних к.з. використовується МСЗ і МНЗ нульової послідовності (МНЗНП). Захист від надструмів при м.ф.к.з. встановлюється з боку джерела живлення, а при декількох джерелах – з боку головних джерел. Захист від надструмів при однофазних к.з. встановлюється з боку обмоток, сполучених в У із заземленою нульовою точкою. Аналогічно виконується захист від надструмів при м.ф.к.з. автотрансформаторів при відсутності живлення з боку середньої напруги. МЗНП автотрансформаторів встановлюється з боку вищої і середньої напруг, причому один із них виконується напрямленим.

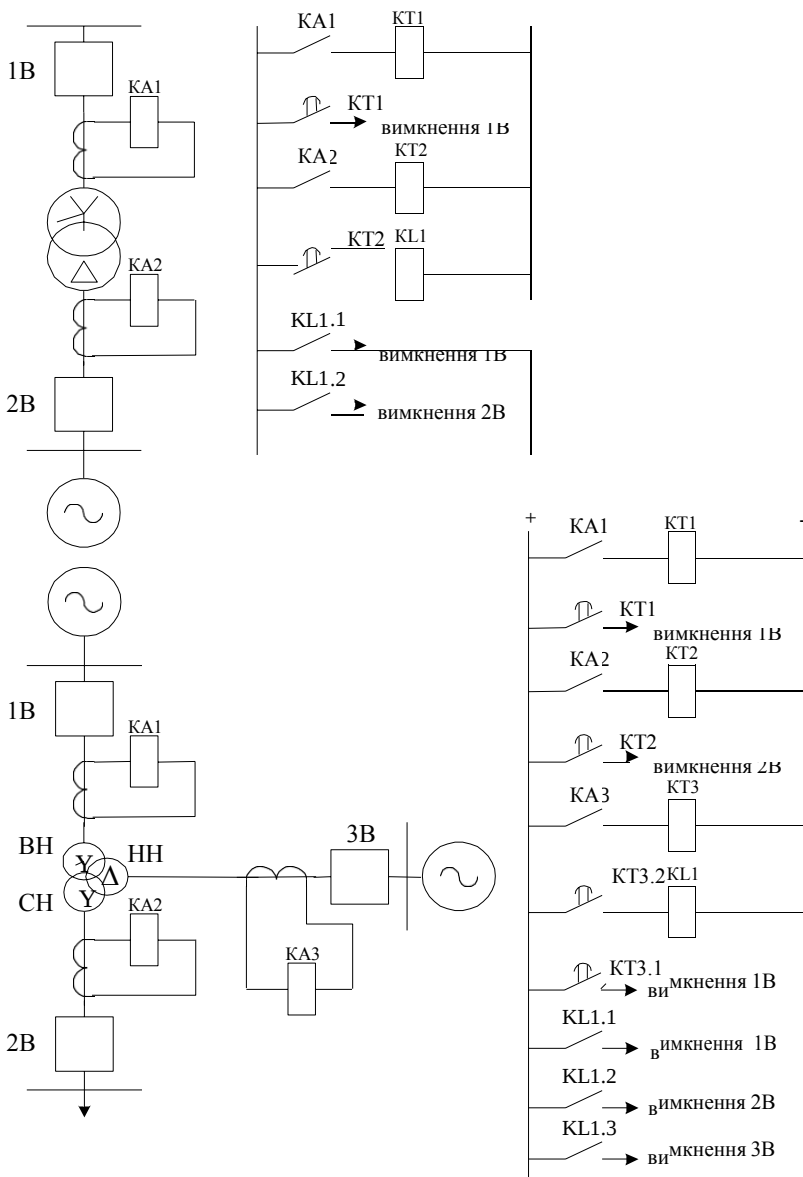
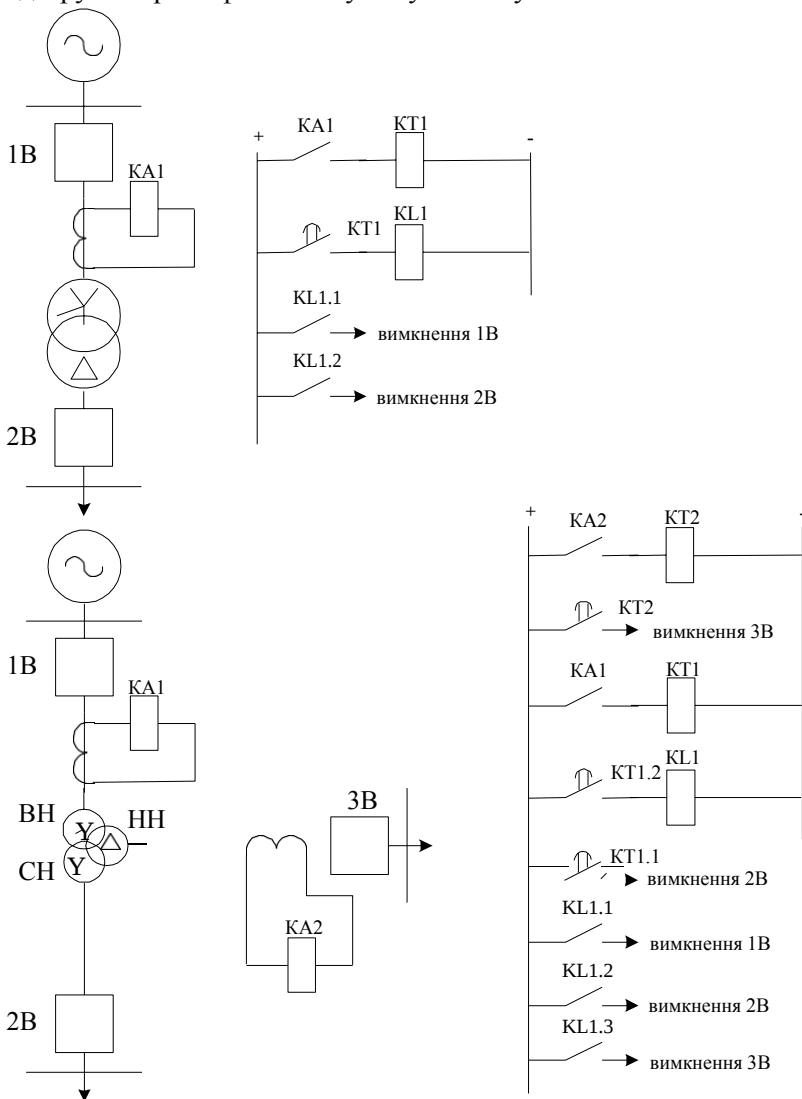
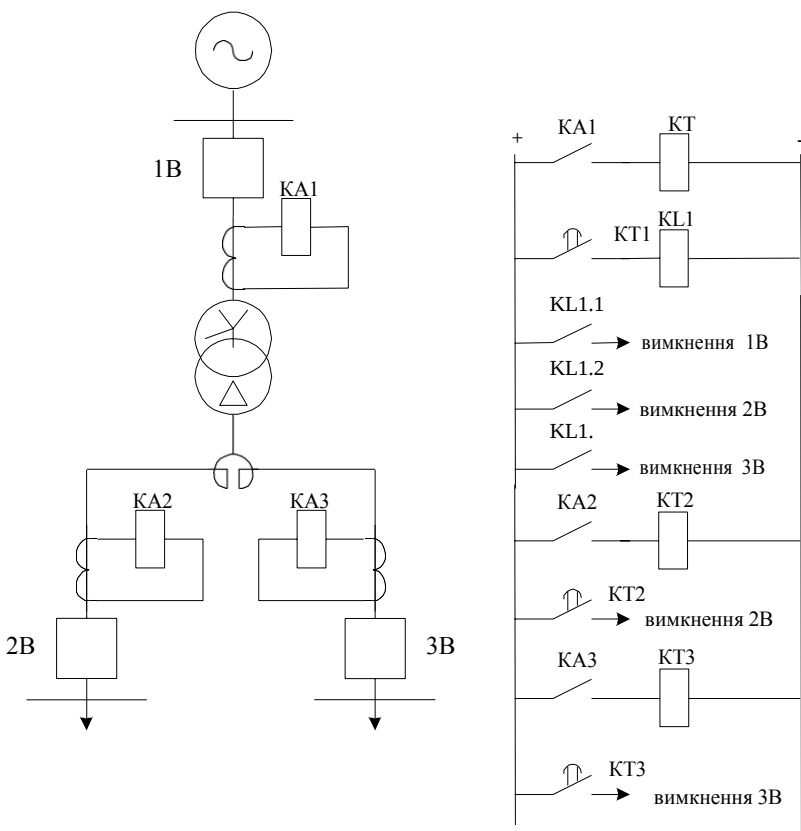


Рис.10.5. Схеми захисту від надструмів

На понижуючих трансформаторах схеми захистів від надструмів при м.ф.к.з. можуть бути наступними:





Крім розглянутих вище схем для захисту трансформаторів і автотрансформаторів, застосовується МСЗ з пуском мінімальної напруги і МСЗЗП.

Як видно зі схеми (рис.10.6), плюс оперативного струму подається на контакти струмових реле КА від пускового пристрою напруги, який складається з фільтра напруги зворотної послідовності типу РНФ-1 (KV1 і ФНЗП) і реле мінімальної напруги KV2. Напруга на реле KV2 подається через контакти KV1, увімкненого через ФНЗП.

При всіх видах 2-фазних к.з. з'являється напруга зворотної послідовності і KV1 спрацьовує і знімає напругу з KV2, яка у свою чергу подає плюс на контакти струмових реле КА. При

3-фазному к.з. напруга зворотної послідовності відсутня, але працює реле KV2, увімкнене на мінімальну напругу.

Розглянута схема забезпечує велику чутливість.

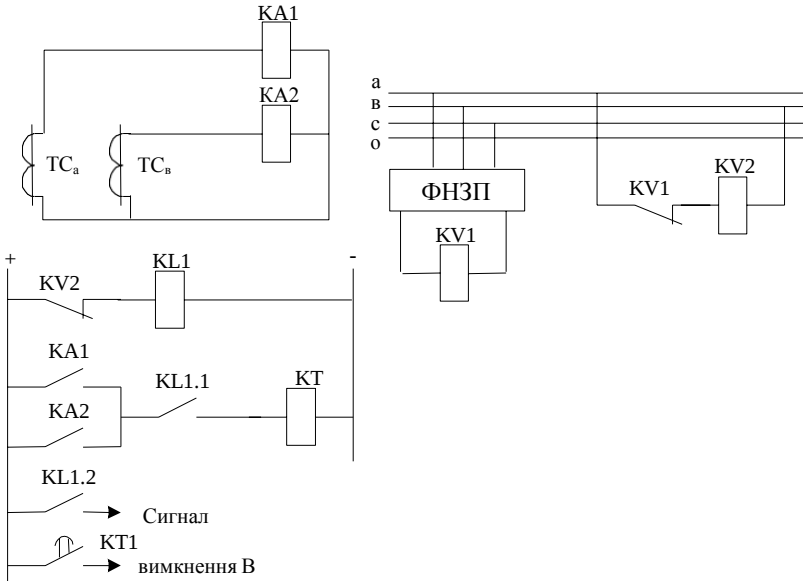
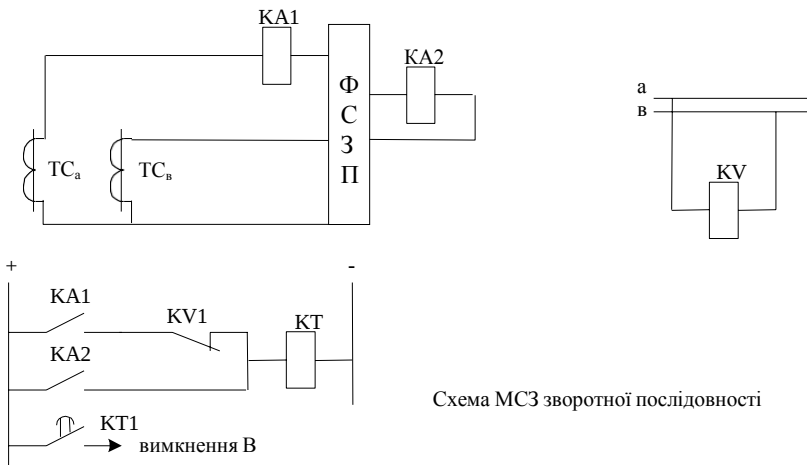


Рис.10.6. Схема МСЗ з пуском мінімальної напруги

Схема МСЗ зворотної послідовності з фільтром реле струмів зворотної послідовності типу РТ-2 (КА і ФСЗП) і реле часу КТ1. Такий захист діє тільки при несиметричних к.з. Тому для забезпечення захисту при 3-фазному к.з. часто струмовий захист зворотної послідовності доповнюють приставкою, яка складається з одного струмового реле КА1 і одного реле мінімальної напруги KV1.



10.1.6. Захист від перенавантаження

Перенавантаження трансформаторів (автотрансформаторів) зазвичай буває симетричним. Тому захист від перенавантаження виконується за допомогою МСЗ, увімкненого на струм однієї фази. Захист діє з витримкою часу на сигнал, а на підстанціях, які не обслуговуються, – на розвантаження і вимкнення трансформатора. На двох обмоткових трансформаторах захист від перенавантаження встановлюється з боку основного живлення. На трьохобмоткових трансформаторах при двосторонньому живленні – з боку основного живлення і зі сторони обмоток, де живлення відсутнє, а при тристоронньому живленні з усіх трьох сторін. На автотрансформаторах із тристороннім живленням захист від перенавантаження встановлюється зі сторони основного живлення КА1, зі сторони вищої напруги КА2 і з боку виводів обмотки автотрансформатора до нульової точки (нейтралі) КА3 для контролю за перенавантаженням загальної частини обмотки. Крім того, на підвищуючих автотрансформаторах із тристороннім живленням встановлюється захист від перенавантаження з боку середньої напруги КА4 в режимі, коли в обмотці НН нема струму.

Необхідність цього захисту викликана тим, що в такому режимі пропускна потужність автотрансформатора знижується. Захист КА4 вводиться в дію контактом реле КА5, який замикається при зникненні струму в обмотці НН.

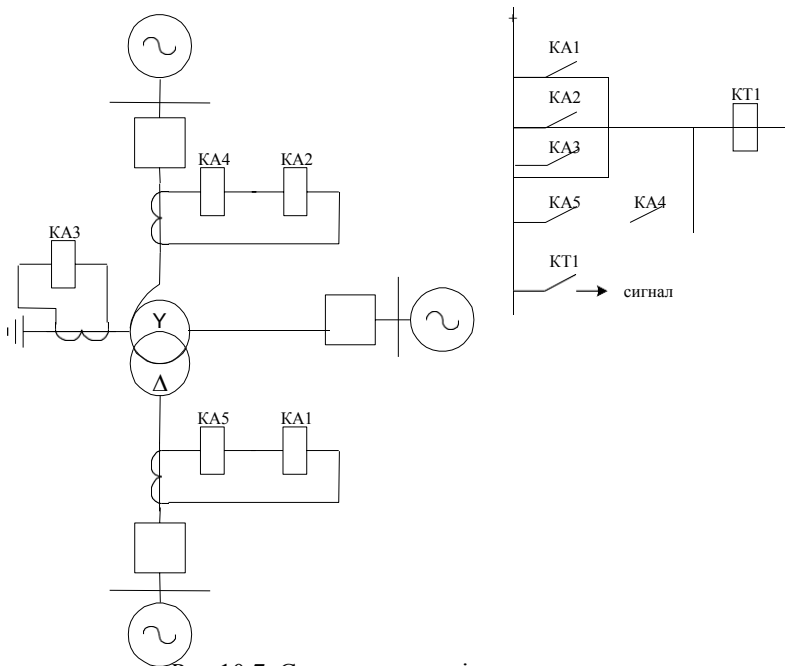


Рис.10.7. Схема захисту від перенавантаження

Струм спрацювання захисту від перенавантаження визначається за формулою

$$I_{с.з.} = \frac{K_n}{K_e} I_{ном},$$

де K_n – коефіцієнт надійності, що дорівнює 1,05.

10.2 Захист шин

10.2.1. Захист збірних шин, ошиновки

Досвід експлуатації показує, що, незважаючи на сприятливі умови для спостереження та догляду за елементами розподільчих приладів підстанцій, пошкодження на їх шинах

все ж має місце. До числа причин к.з. на шинах можна віднести: перекриття ізоляторів шин та введів вимикачів; пошкодження ТН, встановлених між шинами і вимикачами; пошкодження ТС; вихід із ладу ізоляторів-роз'єднувачів і повітряних вимикачів під час операцій; помилки обслуговуючого персоналу.

Для вимкнення к.з. використовують відповідний захист. Як такий на силових трансформаторах використовується захист від зовнішніх к.з., а на ЛЕП – МСЗ і ДЗ, але ці захисти виконуються з витримкою часу, а за умови стійкості мережі 110-500 кВ необхідне миттєве вимкнення міжфазного к.з. на шинах. Тому існує необхідність використання спеціального захисту.

1. Диференційний захист шин

Диференційний захист шин базується на тому ж принципі, що і диф.захист трансформаторів, тобто на порівнянні величини струмів у фазах.

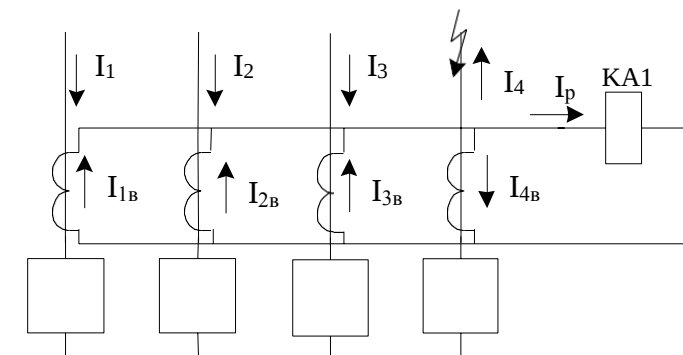


Рис.10.8. Схема диф.захисту шин

На приєднаннях встановлюються ТС з однаковими коефіцієнтами трансформації. Реле КА1 під'єднано на суму всіх приєднань так, щоб при первинних струмах, направлених до шин, у ньому проходив струм $I_p = \sum I_{пр}$, тоді при зовнішньому к.з. $\sum I_{пр} = 0$:

$$I_4 = I_1 + I_2 + I_3;$$

$$I_p = (I_1 + I_2 + I_3) - I_4 = \frac{I_1}{n_T} + \frac{I_2}{n_T} + \frac{I_3}{n_T} - \frac{I_4}{n_T} = 0.$$

З урахуванням струму намагнічення

$$I_{1\phi} = \frac{I}{n_T} - I_{\text{нам}},$$

$$I_p = I_{\text{нам}4} - (I_{\text{нам}1} + I_{\text{нам}2} + I_{\text{нам}3}) = I_{\text{нб}}.$$

Внаслідок похибки ТС в реле виникає струм небалансу, що дорівнює геометричній різниці струмів $I_{\text{нам}}$. Струм спрацювання обирається так, щоб захист був побудований на основі цих двох струмів небалансу $I_{\text{сп}} > I_{\text{нбmax}}$.

При к.з. на шинах струм у реле

$$I_p = \frac{I_1 + I_2 + I_3 + I_4}{n_T} = \frac{I_{\text{к.з.}}}{n_T}$$

При к.з. на шинах диф.захист реагує на повний струм к.з. за умови, що $I_{\text{к.з.}} > I_{\text{с.з.}}$.

У нормальному режимі частини струмів у деяких приєднаннях можуть бути спрямовані до шин, а інші – від шин:

$$\sum I_{\text{прих}} = \sum I_{\text{відх}}$$

$$I_p = \sum \frac{I_{\text{прих}}}{n_T} - \sum \frac{I_{\text{відх}}}{n_T} = 0.$$

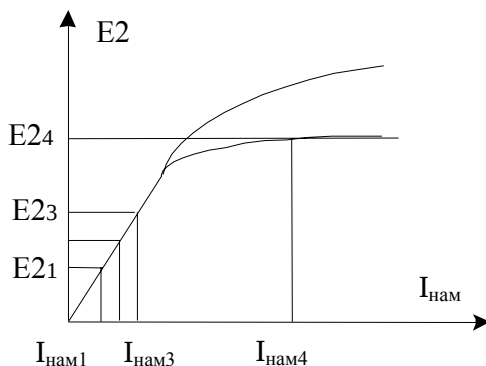
Для підвищення надійності роботи диф.захисту шин застосовуються наступні заходи:

1. Зменшення струму небалансу.

Струм намагнічення ТС залежить від Е2: чим більше $I_{\text{к.з.}}$, тим більше Е2 і тим більше $I_{\text{нам}}$.

Для зменшення струму намагнічення потрібно забезпечити умови, за яких усі ТС при зовнішніх к.з. працюють у ненасиченій частині характеристики. Для цього необхідно: однотипні ТС класу Р (Д); зменшення кратності $I_{\text{к.з.}}$ до $I_{\text{ном}}$; зменшення навантаження на ТС; зменшення опору

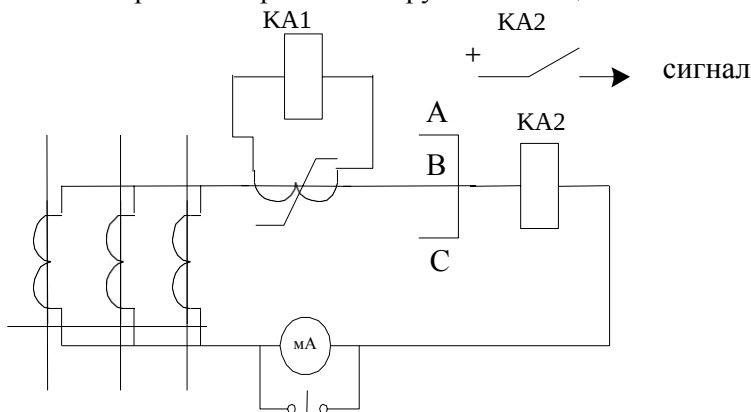
з'єднувальних дротів (за рахунок збільшення перерізу дротів, скорочення довжини); зменшення вторинних струмів (застосуванням ТС з $I_{ном} = 1 \text{ A}$).



2. Врахування струмів небалансу при виборі диф.реле.

У сталому режимі $I_{нб}$ можуть досягати великих значень за рахунок впливу аперіодичної складової струму к.з. Для поліпшення врахування застосовуються реле зі швидконасичуваням ТС.

3. Контроль за справністю струмових ланцюгів.



У разі обриву або шунтування фази вторинних ланцюгів ТС, струм не надходить до диф.реле. У результаті баланс струмів у реле порушується. Захист може неправильно спрацювати і вимкнути всю підстанцію, тобто створити складну

аварію. Для усунення цього $I_{\text{ср}}$ диф.реле відраховується від струму навантаження найбільш завантаженого з'єднання. Крім того, додатково встановлюється чутливе струмове реле КА2 з витримкою часу, яке виводить захист з дії і подає сигнал. Обрив, погіршення контакту в ланцюзі будь-якої фази або виткові замикання в ТС можна виявити і за допомогою міліамперметра. Натискаючи кнопку, черговий періодично вимірює струм небалансу, тобто справність струмових ланцюгів.

Головна перевага диф.захисту шин – це швидкість, селективність і висока чутливість. Диф.захисти не діють при перевантаженні і при коливаннях.

2. Неповний диф.захист шин

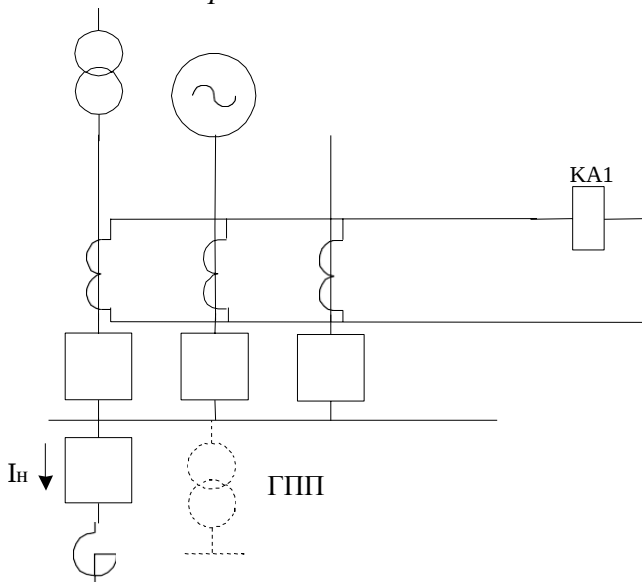


Рис 10.9.Схема неповного диф.захисту шин

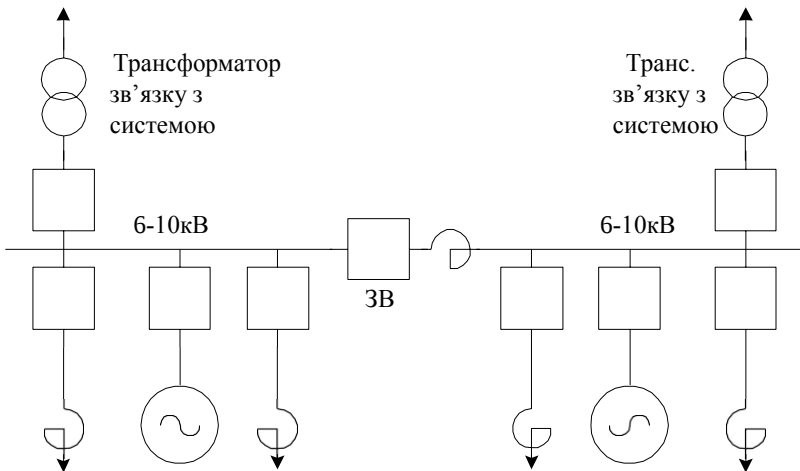
На підстанціях із кількома джерелами живлення і тупиковими ЛЕП диф.реле вмикається на суму струмів всіх джерел живлення.

У нормальному режимі струм навантаження не потрапляє в реле, струми в реле не балансуються і в ньому протікає

залишковий струм, що дорівнює струму сумарного навантаження всіх ліній. Захист не діє при $I_{\text{нав}} < I_{\text{к.з.}}$.

Захист шин 6-10 кВ

При к.з. на секції збірних шин на пошкоджену секцію припиняється подача струму шляхом вимкнення навантаження і ЗВ. Реактори застосовуються для обмеження струму к.з. при пошкодженнях на відхідних кабельних лініях. Вони сприяють підтримці залишкової напруги на збірних шинах станцій, що підвищує стійкість паралельної роботи генераторів і надійність для споживачів електроенергії.



Принцип виконання захисту шин 6-10 кВ

На шинах можуть виникати м.ф.к.з. (перекриття шинних ізоляторів, введів вимикачів, вимірювальні ТТ і ТН, поломка ізоляторів-роз'єднувачів при операціях з ними, помилки чергового персоналу). Для вимкнення к.з. на збірних шинах 6-10 кВ можна використовувати встановлені на генераторах і трансформаторах зв'язку МСЗ з пуском від мінімальної напруги та струмовий захист зворотної послідовності при 2-фазних к.з. Ці захисти в більшості випадків виконуються з витримкою часу 6-8 с, що може призвести до значних пошкоджень на шинах і тривалого зниження напруги на секціях шин. У зв'язку з цим

застосовується спеціальний захист, що діє на вимкнення всіх з'єднань, живлячих пошкоджену шину.

Неповний ДЗШ. При неповному ДЗШ у нормальному режимі в реле протікає сумарний струм навантаження споживачів відхідних ліній 6-10 кВ. У разі пошкодження на живлячому елементі за ТС він працює як звичайний ДЗШ, тобто не діє при зовнішньому к.з. ТС для неповного ДЗШ 6-10 кВ вибирають із однаковими коефіцієнтами трансформації, що виключає необхідність вирівнювання вторинних струмів на всіх живлячих елементах і підвищує надійність захисту. У реле неповного ДЗШ 6-10 кВ проходить струм, що дорівнює рівний геометричній сумі вторинних струмів ТС тільки живлячих елементів, тому в реле протікає струм, що дорівнює струму сумарного навантаження.

При к.з. на відхідних лініях струм к.з. і навантаження не балансуються. $I_{\text{ср}}$ вибирається більше ніж $\sum I_{\text{нав}}$ ліній.

Неповний ДЗШ виконується двоступенево: 1-ший ступінь – струмова відсічка, а при недостатній її чутливості вона виконується як комбінована відсічка по струму і напрузі; 2-гий ступінь – МСЗ з витримкою часу, який для забезпечення вимкнення к.з. за лінійним реактором має підвищену чутливість. Він служить і для резервування 1-го ступеня захисту шин, а також захисту ліній, що відходять 6-10 кВ.

1-ший ступінь – СВ виконана на РТ1, РТ2 без витримки часу для вимкнення пошкоджень на збірних шинах і в початкових витках реакторів відхідних ліній.

Вимикачі, встановлені на лініях, не розраховані на вимкнення к.з. до реактора, і тому на лініях не встановлюють струмові відсічки миттєвої дії. Лінії обладнані тільки МСЗ з витримкою часу: 1-ший ступінь діє на вимкнення трансформатора зв'язку з системою і на вимкнення ЗВ; 2-гий ступінь – МСЗ з витримкою часу виконана на КА3, КА4 і реле часу КТ1 – призначений для резервування СВ захисту шин (1-ший ступінь) і захисту відхідних реакторів ліній.

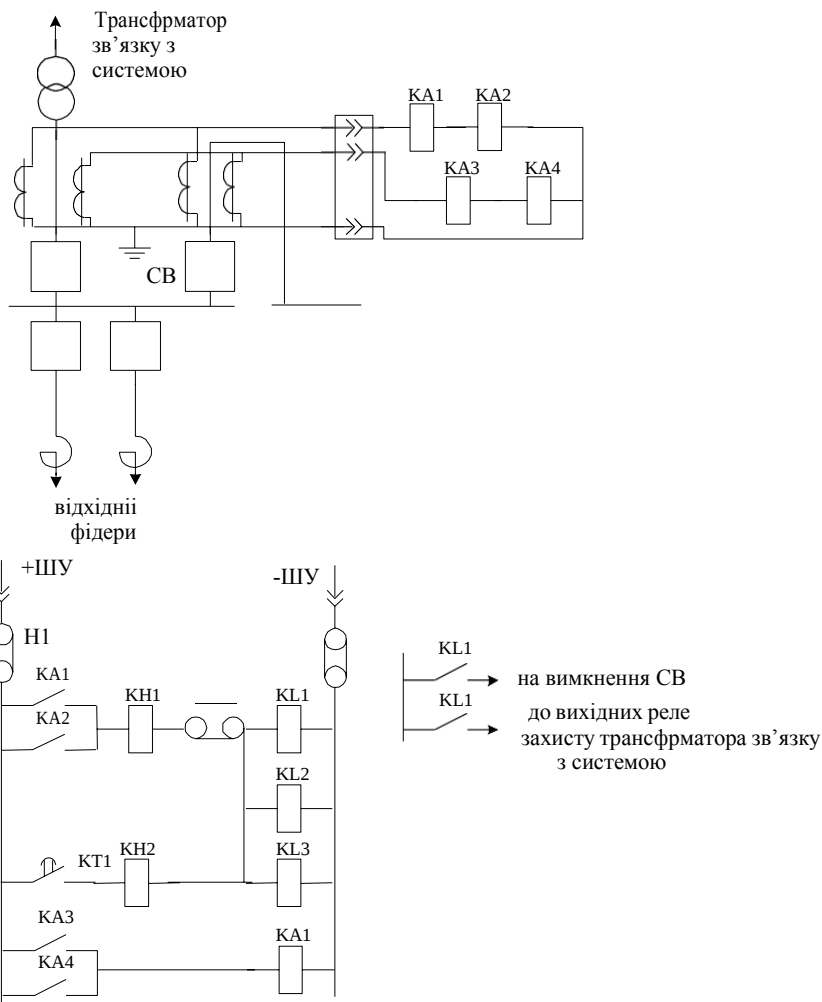


Рис.10.10. Схема неповного ДЗШ 6-10 кВ

10.3. Захист двигунів

10.3.1. Загальні відомості

Релейний захист електродвигунів повинен реагувати на внутрішні пошкодження і небезпечні ненормальні режими.

Релейний захист має бути простим і дешевим, але для електродвигунів потужністю понад 200 кВт можливе застосування складних захистів.

Особливу роль відіграють електродвигуни механізмів власних потреб, вимкнення яких через неправильні дії релейного захисту може викликати порушення нормальної роботи електростанції. Тому захист електродвигунів важливих механізмів електростанцій повинен відрізнятися великою надійністю.

Велике значення має самозапуск електродвигунів, що часто відбувається при к.з. і при автоматичному перемиканні двигуна (АПР). Захист електродвигунів повинен забезпечити самозапуск, тобто він не повинен передчасно вимикати електродвигуни як при зменшенні напруги, так і при її відновленні.

Для захисту електродвигунів можуть бути встановлені:

1. Окремі пошкодження м.ф.к.з. в обмотках статора призводять до значних пошкоджень і зниження напруги мережі, тому обов'язково повинен бути захист електродвигунів від м.ф.к.з.

2. Однофазні к.з. обмотки статора на землю менш небезпечні тому, що електродвигуни працюють з ізольованою нейтраллю. Захист від 1-фазне к.з. встановлюється, коли $I_{к.з.} > (5-10) A$.

3. Захист від виткових замикань не встановлюють тому, що простих способів його виконання не існує.

4. Часто виникають перевантаження по струму, тому захист від перевантаження в залежності від умов діє на сигнал, навантаження приводного механізму або вимкнення електродвигуна.

10.3.2. Захист від м.ф.к.з.

Як захист застосовується струмова відсічка, відрхована від пускових струмів і струмів самозапуску електродвигунів. При недостатній чутливості СВ для електродвигунів потужністю більш 2000 кВт, що мають 6 виводів, застосовується

диференційний струмовий захист. На електродвигунах потужністю більше 5000 кВт застосування диф.захисту є обов'язковим. Електродвигуни $U_{ном} \leq 500$ В захищають від к.з. запобіжниками.

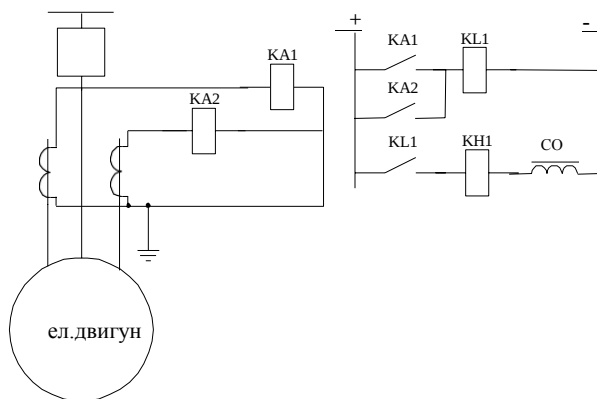
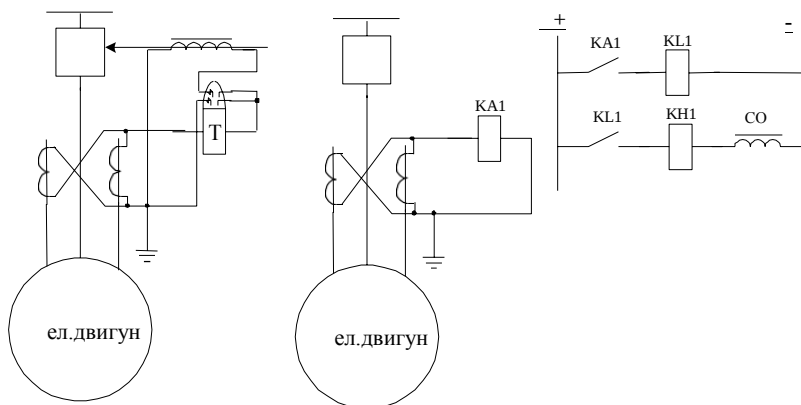


Рис.10.11. Схема захисту від м.ф.к.з.

Для живлення захисту доцільно використовувати змінний оперативний струм із застосуванням реле прямої дії, що

спрошує вторинну комутацію і дозволяє заощадити контрольний кабель на електростанціях.

Для електродвигунів, схильних до перевантаження застосовується схема а), для електродвигунів, не схильних до перевантаження застосовується схема б), коли однолінійна схема не забезпечує чутливості при 2-фазне к.з., застосовується схема в).

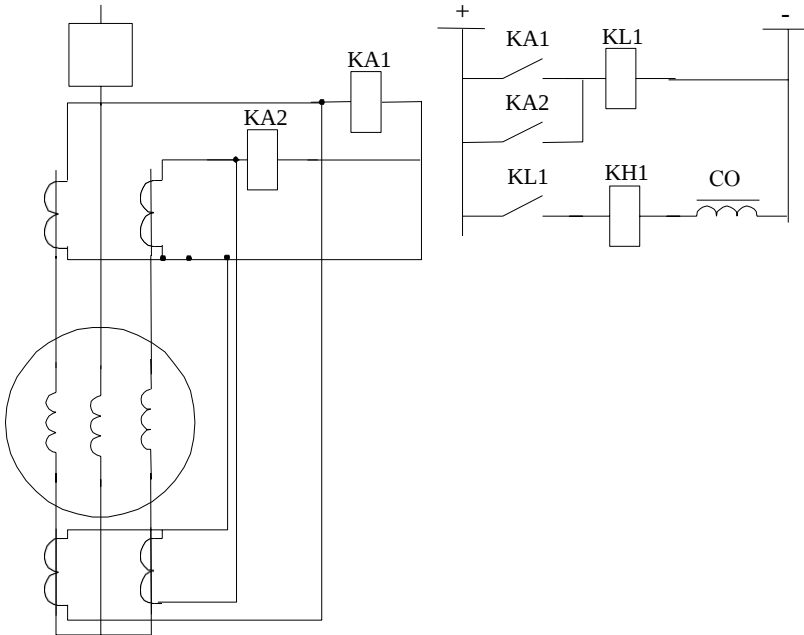


Рис.11.12. Схема диф.захисту

СВ відраховується від пускового струму електродвигуна при повній напрузі живлячої мережі і виведеному пусковому опорі в ланцюзі ротора. Якщо в захисті застосовується реле РТ-40, то для врахування аперіодичної складової пускового струму додатково встановлюється проміжне реле з $t_b = (0,04-0,06)$ с.

$$I_{с.з.} = \frac{K_n I_{п.пуск}}{K},$$

де $I_{п.пуск}$ – періодичний пусковий струм;

κ_H – коефіцієнт надійності, що дорівнює 1,2;
 κ_B – коефіцієнт повернення, що дорівнює 0,85.
 Коефіцієнт чутливості дорівнює:

$$\kappa_q = \frac{I_{\kappa.з.\min}^{(2)}}{I_{c.з.}},$$

де $I_{\kappa.з.\min}^{(2)}$ – струм металевого 2-фазного к.з. на виводах двигуна при мінімальному режимі роботи живлячої мережі.

Застосування диф.захисту дає більшу чутливість, ніж МСЗ, тому стрибки струму при зовнішньому к.з. і пускового струму самозапуску у схемі збалансовані.

Струм спрацьовування захисту розраховується за формулою

$$I_{c.з.} = (1,5 - 2)I_{ном}.$$

Коефіцієнт чутливості дорівнює:

$$\kappa_q = \frac{I_{\kappa.з.\min}^{(2)}}{I_{c.з.}},$$

де $I_{\kappa.з.\min}^{(2)}$ – струм металевого 2-фазного к.з. на виводах двигуна при мінімальному режимі роботи живлячої мережі.

10.3.3. Захист від 1-фазного к.з.

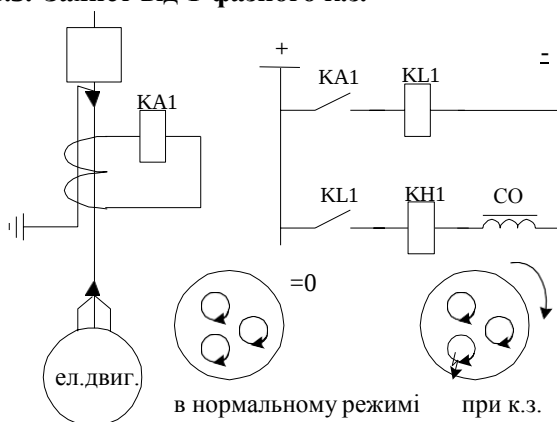


Рис.11.13. Схема захисту від 1-фазного к.з.

Захист від 1-фазного к.з. встановлюється на двигунах потужністю до 2000 кВт при струмі к.з. менше 10 А і на двигунах потужністю більше 2000 кВт при струмі к.з. менше 5 А. Захист виконується з дією на вимкнення без витримки часу з використанням ТНП, ТЗЛ.

10.3.4. Захист від перевантаження

Перевантаження виникає в наступних випадках:

- при тривалому пуску або самозапуску;
- з технічних причин і перевантаженні механізмів;
- обрив фази;
- при пошкодженні механічної частини електродвигунів, що викликає момент опору і гальмування електродвигуна.

Перевантаження бувають стійкі і короточасні.

Основною небезпекою надструмів є супроводжуюче їх підвищення температури окремих частин і обмоток.

Перевантажувальна здатність електродвигуна визначається характеристикою залежності між величиною надструму і допустимим часом його проходження:

$$t = T \frac{a-1}{k-1},$$

де t – допустима тривалість перевантаження, с;

T – const часу нагрівання, с;

a – коефіцієнт, що залежить від типу ізоляції, а також періодичності і характеру надструмів, $a=1,3$;

k – кратність надструмів, $k = I_{\text{дт}}/I_{\text{ном}}$.

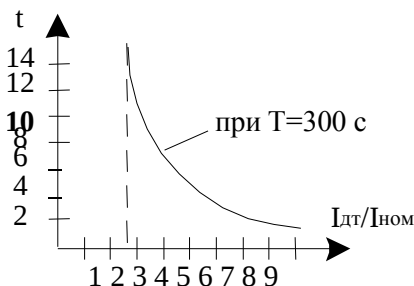


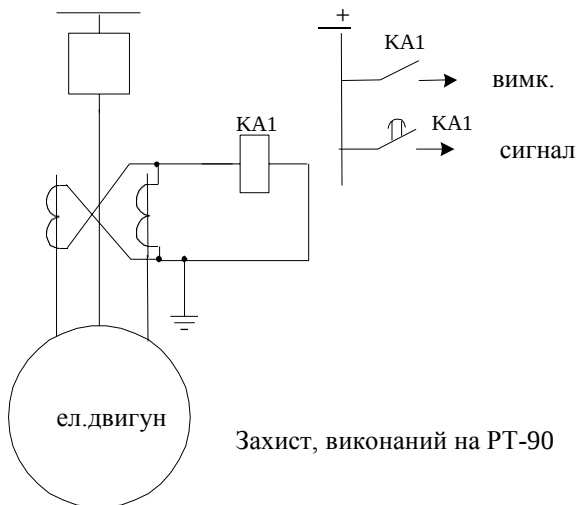
Рис.11.14. Характеристика $t=f(I_{\text{дт}})$

На електродвигунах, які не схильні до технологічних перевантажень і не мають важких умов пуску, захист від перевантаження не встановлюється (циркуляційні, живлячі насоси). На електродвигунах, які схильні до перевантажень, захист повинен обов'язково встановлюватися (електродвигуни млинів, дробарок). Захист виконується на вимкнення. Якщо не забезпечується самозапуск, то захист виконується на сигнал або розвантаження механізму автоматично чи вручну без зупинки механізму.

Краще за інших працює захист, виконаний із тепловими реле. Реле налаштовується так, щоб уставка спрацьовування по теплу, що виділяється в електродвигуні, дорівнювала граничнодопустимому:

$$Q_{с.р.} = Q_{сп.доп.}$$

Захист від перевантаження також можуть виконати зі струмовим реле:



Струм спрацьовування дорівнює

$$I_{с.з.} = \frac{K_n}{K_\epsilon} I_{ном}$$

Уставка за часом спрацьовування: $t_{\text{перег}} > t_{\text{пуск}}$ або $t_{\text{перег}} > t_{\text{самоз.}}$.
Оскільки час пуску асинхронного двигуна (10-15) с, то характеристика реле РТ-90 в незалежній частини часу повинна бути не менше (12-15) с.

10.4. Захист синхронних компенсаторів

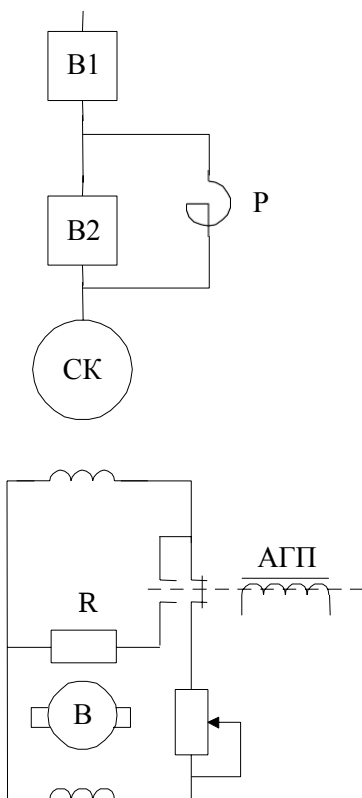


Рис.11.15. Схема пуску СК

Синхронний компенсатор – це генератор реактивної потужності. Важливою особливістю СК є пуск. Простий спосіб пуску – асинхронний. Ввімкнення СК на напругу мережі здійснюється за відсутності збудження в ланцюзі ротора (як

асинхронний двигун). Після пуску, коли швидкість обертання ротора наближається до синхронної, вмикається збудження і СК входить у синхронізм. У момент ввімкнення СК на напругу мережі виникає пік струму (пусковий струм). Для зменшення цього струму потужні СК пускаються через реактор.

АГП – це автомати гасіння поля, які розривають ланцюг збудження і замикають обмотку ротора на опір R.

На СК встановлюються всі види захисту від внутрішніх пошкоджень, як і у генераторів тієї ж потужності.

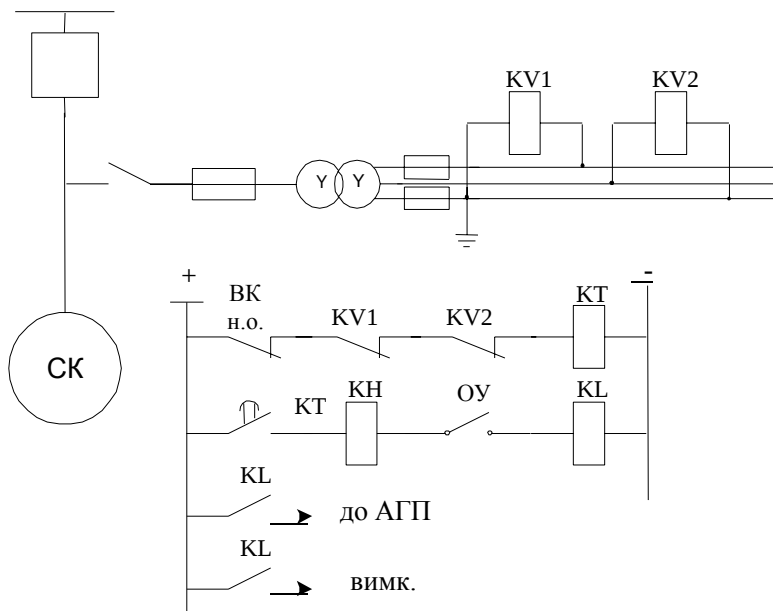


Рис.10.16. Схема захисту мінімальної напруги

Основним захистом від внутрішніх пошкоджень СК є диф.захист і захист від замикань на землю. Захист від виткових замикань із паралельними гілками у фазах із міркувань спрощення не застосовується. Захист від зовнішніх к.з. на СК не ставиться. Захист від перевантаження можливий при тривалому зменшенні напруги, що викликає дію регулятора напруги, форсування збудження СК. Для усунення цього застосовується розвантажувальний пристрій, що знижує струм збудження і

вимикає регулятор. Пристрій реагує на фазний струм приблизно через 1 хв.

Для того, щоб запобігти подачі напруги на відновлений СК, коли його вимикач залишився ввімкненим, встановлюється захист мінімальної напруги.

Захист відмикає СК при тривалій відсутності напруги на його виводах. Крім того, оскільки при близьких к.з. напруга на шинах буде знижуватися, захист мінімальної напруги захищає СК від перевантаження, викликаного зовнішнім 3-фазним замиканням. Контакти реле напруг з'єднані послідовно для уникнення помилкової роботи при перегоранні запобіжників у ланцюгах напруги.

Уставка по напрузі розраховується так:

$$U_{c.p.} = 0,4 \frac{U_{ном}}{n_n} \cdot$$

Час спрацювання захисту становить 8-9 с. Він повинен на 1-2 ступені перевищувати максимальний час дії резервних захистів відхідних ЛЕП.

На СК, як і на гідрогенераторах, повинен бути виконаний захист від замикань на землю в одній точці ланцюга збудження.

10.5. Захист генераторів

10.5.1. Види пошкоджень і ненормальні режими

До електричних пошкоджень належать однофазні та багатозфазні замикання в обмотках статора і замикання на землю. Небезпека для генератора при пошкодженнях в обмотці статора - це дуга. Дуга, перекинувшись на корпус статора, викликає оплавлення активної сталі корпусу. Може знадобитися серйозний ремонт. Замикання на землю в одному місці ланцюга збудження безпосередньої небезпеки не представляє, однак виникнення пробою в другому місці призводить до важкого пошкодження. У цьому випадку необхідна швидка ліквідація аварії. Основні ненормальні режими роботи: надструми при зовнішніх к.з., перевантаження, втрата збудження, неприпустиме збільшення напруги (для гідрогенераторів).

Особливо небезпечні для генераторів зовнішні несиметричні к.з. і несиметричні перевантаження.

1. Пошкодження обмотки статора.

Багатофазні к.з. належать до найбільш важких пошкоджень генератора. Вони супроводжуються великими струмами, які у кілька разів перевищують номінальний струм. Для захисту від б.ф.к.з. на всіх генераторах потужністю вище 1000 кВт при наявності виводів окремих фаз з боку нейтралі встановлюється повздовжній диференційний захист, що діє на вимкнення генератора. На генераторах малої потужності встановлюється більш простий захист: МСЗ, струмова відсічка, встановлені з боку виводів генератора, а також автомати і плавкі запобіжники.

Однофазні замикання на землю (корпус генератора) у великих генераторах напругою 2 кВ і вище, що працюють з ізолюваною нейтраллю, супроводжуються в місці пошкодження проходженням невеликих струмів порівняно зі струмами багатофазних к.з. Однак тривале протікання струму і горіння дуги в місці замикання на корпус генератора можуть призвести до вигорання ізоляції і значного оплавлення сталі статора, після чого доведеться проводити тривалий ремонт.

На підставі досвіду експлуатації і спеціальних випробувань встановлено, що при пошкодженнях в обмотці статора струм замикання на землю до 5 А не приводить до значного пошкодження сталі. Тому при струмах менше 5 А захист від о.ф.к.з. на землю діє, як правило, на сигнал, а при струмах, які перевищують 5 А, – на вимкнення. Генератори потужністю

150 МВт і більше при замиканнях на землю повинні негайно автоматично відключатися. Робота генераторів потужністю менше 150 МВт допускається за наявності замикання на землю в обмотці статора до 2 годин, а у виняткових випадках – до 6 годин (коли к.з. не в обмотці статора). На генераторах малої потужності напругою 500 В, що працюють з заземленою нульовою точкою, захист від о.ф.к.з. діє на вимкнення.

У статорі генератора можуть виникати замикання між витками однієї фази. Струми, що проходять при цьому в місці

пошкодження, співмірні зі струмами при б.ф.к.з. На генераторах, що мають виведені паралельні гілки, для захисту від виткових замикань встановлюється поперечний диф.захист, що діє на вимкнення вимикача генератора. На генераторах, що не мають виведених паралельних гілок, захист від виткових замикань не встановлюється тому, що це вельми складно, і ще тому, що виткові замикання, як правило, супроводжуються однофазними або багатфазними к.з. обмотки статора.

2. Пошкодження обмотки ротора

Замикання на землю в одній точці ланцюга збудження не впливає на нормальну роботу генератора, струм у місці пошкодження не проходить і симетрія магнітного поля не порушується. Однак наявність одного замикання на землю вже являє деяку небезпеку для генератора, тому у разі замикання на землю в другій точці ланцюга збудження частина обмотки виявиться замкненою накоротко.

Замикання на землю у двох точках ланцюга збудження супроводжується сильною вібрацією через несиметрію магнітного потоку. Дуга в місці замикання може призвести до значного пошкодження обмотки ротора і сталі ротора.

Через сильні вібрації замикання у двох точках ланцюга збудження особливо небезпечне для синхронних машин з виступаючими полюсами, якими є гідрогенератори і синхронні компенсатори. Внаслідок цього на генераторах із виступаючими полюсами і на синхронних компенсаторах встановлюється захист від замикань в одній точці ланцюга ротора, а при замиканнях у двох точках такі генератори і СК повинні бути виведені з роботи.

Синхронні машини без виступаючих полюсів (турбогенератори) з непрямым охолодженням обмоток ротора в більшості випадків можуть працювати деякий час при наявності подвійного замикання на землю у ланцюзі збудження без істотних пошкоджень. Тому турбогенератор залишається в роботі при наявності на ньому замикання у ланцюзі збудження в одній точці і на ньому встановлюється захист від подвійного замикання в ланцюзі ротора, яка у більшості машин із непрямым охолодженням обмоток вмикається з дією на сигнал.

На потужних турбогенераторах із безпосереднім охолодженням провідників обмотки ротора захист від подвійних замикань на землю в ланцюзі збудження діє на вимкнення. СГ з іонною або тиристорною системою збудження при к.з. в одній точці на роторі переводять на резервне збудження.

3. Ненормальні режими

Перевантаження статора струмом більше номінального тягне за собою перегрівання і руйнування ізоляції обмотки, що може, в кінцевому рахунку, призвести до б.ф.к.з. і замикання на землю. В експлуатацію все більше впроваджуються потужні турбогенератори з безпосереднім або, як кажуть, із фразованим охолодженням обмоток, в яких охолоджуюче середовище (водень або вода) циркулює всередині струмоведучих стрижнів, завдяки чому забезпечується краще охолодження і більш високі густини струму. Ці генератори допускають значно менше перевантаження, ніж генератори з непрямим охолодженням. Для того, щоб черговий персонал своєчасно вжив заходів до розвантаження генератора, встановлюється струмовий захист від перевантаження, діючий на сигнал. Для запобігання пошкодження генератора у випадку, якщо к.з. не буде вимкнено захистами ліній або трансформаторів, служить МСЗ з пуском або без пуску по напрузі, що діє на вимкнення генератора. Найбільш важкі наслідки для генератора можливі при зовнішніх несиметричних к.з. У цьому випадку нерівність струмів у фазах статора викликає суттєве нагрівання ротора і вібрацію генератора, що може призвести до його пошкодження. Захист генератора від зовнішніх несиметричних к.з. і несиметричних режимів (несиметричне ввімкнення вимикача) здійснюється струмовим захистом зворотної послідовності, діючої на сигнал і на вимкнення.

Перевантаження по струму ротора генераторів і СК з непрямим охолодженням визначається припустимим перевантаженням статора, а для турбогенераторів із безпосереднім охолодженням обмотки ротора обмежується наступними чином:

Кратність перенавантаження ротора $\frac{I_{роб}}{I_{роб.ном}}$	1,05	1,1	1,15	1,2	1,5	2
Тривалість перенавантаження ротора з безпосереднім охолодженням, хв.	60	10	6	4	1	0,3

Для запобігання пошкодження ротора при перевантаженні його обмотки під час форсування збудження з безпосереднім охолодженням передбачається автоматичне обмеження тривалості форсування. Допускається перевантаження статора на 30% для генератора з безпосереднім охолодженням і 50% – з непрямим охолодженням.

Підвищення напруги на виводах обмотки статора може призвести до пробою ізоляції і виникненню в генераторі багатофазних к.з. Небезпечне підвищення напруги виникає внаслідок збільшення швидкості обертання при скиданні навантаження. На турбогенераторах при збільшенні швидкості до 110% спрацьовує автомат безпеки і припиняється доступ пари в турбіну. Навпаки, на гідрогенераторах при скиданні навантаження можливе збільшення швидкості обертання на 40-50% вище нормальної, відповідно підвищення напруги статора. Тому захист від підвищення напруги (ЗПН) встановлюється тільки на гідрогенераторах з дією на вимкнення генератора і автомата гасіння поля (АГП).

До ненормальних режимів належить також робота синхронного генератора без збудження (наприклад, при вимкненні АГП), так званий асинхронний режим. При роботі в асинхронному режимі збільшується швидкість обертання генератора і виникає пульсація струму статора. У деяких випадках втрата збудження може послужити причиною порушення стійкості паралельної роботи енергосистеми. Зазвичай у таких випадках здійснюється блокування, при вимкненні АГП вимикається генератор, те ж саме на синхронному генераторі.

10.5.2. Поздовжній диф.захист

Основним захистом генератора від б.ф.к.з. в обмотці статора є поздовжній диф.захист. У даний час на генераторах, працюючих на шини генераторної напруги, як правило, застосовуються дві схеми поздовжнього диф.захисту. У першій із них, яка застосовується на генераторах потужністю менше 30 МВт, використовують два струмових реле і 4 ТС.

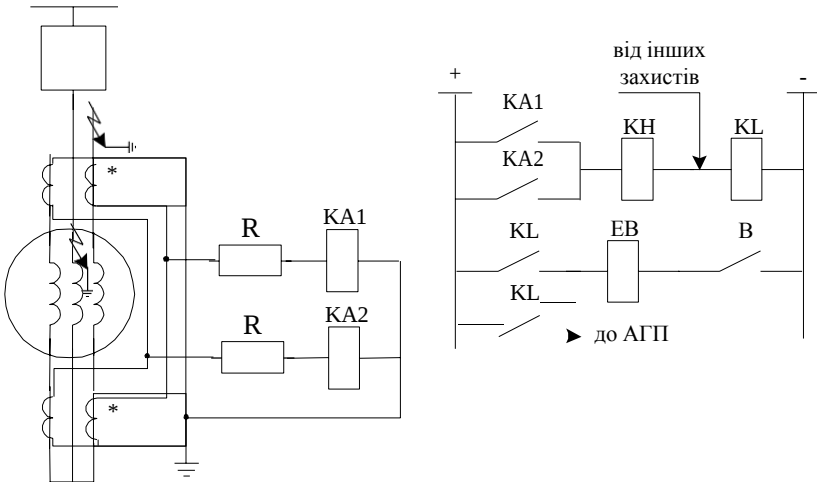


Рис.10.17. Схема диф.захисту (у 2-х фазах)

Недоліком цієї схеми захисту є те, що вона не буде спрацьовувати при подвійному замиканні на землю (одне – в мережі, інше – в обмотці статора) на фазі, яка не має ТС. Для вимкнення генератора в цьому випадку передбачається додаткове струмове реле в схемі захисту від замикань на землю, діюче без витримки часу на вимкнення. Тому поздовжній диф.захист може бути виконаний у двох фазах тільки на генераторах, які мають захист від замикань на землю, що діє на вимкнення і забезпечує вимкнення генератора без витримки часу при подвійних замикань на землю. Якщо генератор не має захисту від замикань на землю, що діє на вимкнення, поздовжній диф.захист повинен встановлюватися в трьох фазах.

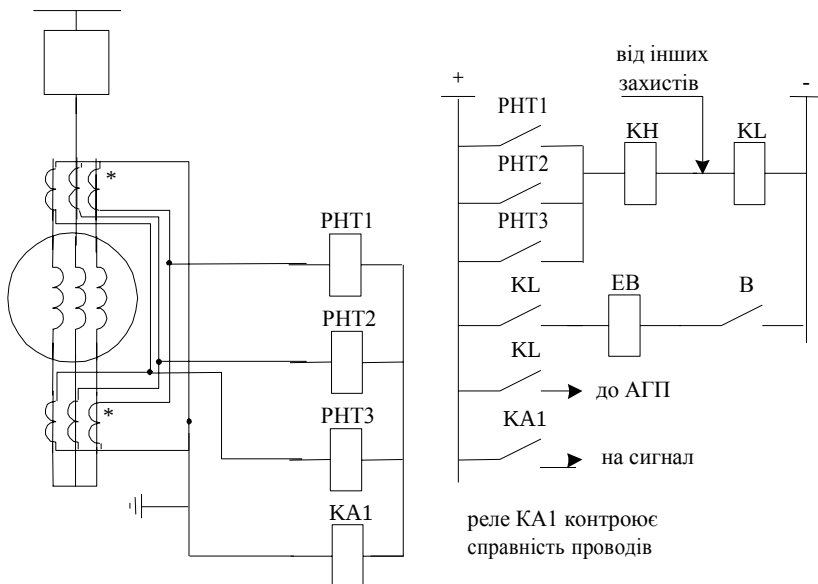


Рис.10.18. Схема диф.захисту (у 3-х фазах)

Для підвищення надійності захисту генераторів потужністю понад 30 МВт поздовжній диф.захист на них виконується, як правило, в 3-фазному виконанні незалежно від того, чи є захист від замикань на землю чи ні.

Розрахунок уставок поздовжнього диф.захисту.

Струм спрацьовування поздовжнього диф.захисту відбудовується від струму небалансу, що проходить через реле при зовнішніх к.з.:

$$I_{с.з.} = \kappa_n I_{нб.розрах.},$$

де κ_n – коефіцієнт надійності, що дорівнює 1,2-1,3;

$I_{нб.розрах.}$ – найбільше значення струму небалансу при зовнішньому к.з. або асинхронному ході. Визначається за наступним виразом: $I_{нб.розрах.} = \kappa_{ап} \kappa_{одн} f_i I_{к.з.мах.}$,

де $\kappa_{ап}$ – коефіцієнт аперіодичності, що враховує додаткову похибку ТС при перехідному процесі і приймається таким, що

дорівнює 1 при використанні реле РНТ-565 і 1,5-2 – для захистів з реле РТ-40 або з реле прямої дії РТМ;

$K_{одн}$ – коефіцієнт однозначності, що приймається таким, що дорівнює 0,5;

f_i – відносна величина похибки ТС, що дорівнює 0,1;

$I_{к.з. max}$ – періодична складова струму к.з. (при $t = 0$), яка проходить по ТС при зовнішньому металевому к.з. на шинах генераторної напруги.

Для зменшення струму небалансу підбирають ТС з однаковими характеристиками намагнічення. З цією ж метою рекомендується вирівнювати опір диф.захисту підбором відповідних перетинів жил сполучних кабелів і під'єднувати послідовно з струмовими реле додаткові опори 5-10 Ом. Для зменшення струму небалансу та підвищення чутливості диф.захисту найбільш доцільно використовувати реле з БНТ.

Для сигналізації про обрив струмових ланцюгів диф.захисту до нульового проводу під'єднується струмове реле КА1, струм спрацьовування якого встановлюється таким, що дорівнює (0,2-0,3) $I_{ном.}$.

Поздовжній диф.захист генератора у всіх випадках повинен забезпечувати $K_q > 2$ при к.з. на його виводах:

$$K_q = \frac{I_{к.з. min}}{I_{с.з.}} \geq 2.$$

Розрахунковий струм к.з. визначається для двох режимів: пошкодження при нормально працюючому генераторі (струм тільки від генератора) і пошкодження генератора, ввімкненого методом самосинхронізації, коли струм до місця к.з. підходить тільки від мережі. За найменшим визначається K_q .

10.5.3. Поздовжній поперечний захист

Поздовжній диф.захист не діє при виткових замиканнях в обмотці статора. Для захисту генератора, що має дві паралельні гілки і більше, застосовується спеціальний поперечний диф.захист, який реагує на різницю струмів, які проходять у паралельних гілках обмотки статора. Принцип дії такий, як у поперечного диф.захисту ліній. У нормальному режимі в

паралельних гілках проходять однакові струми, в реле потрапляє тільки струм небалансу. При замиканні між гілками однієї з паралельних обмоток рівність струмів порушується, і реле спрацює.

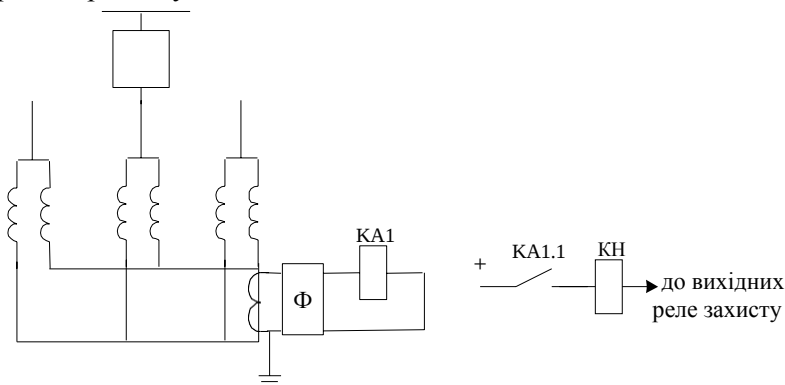


Рис.10.19. Схема поздовжнього диф.захсту

Фільтр Ф пропускає струм тільки основної частоти 50 Гц. У цій схемі струмове реле під'єднане до ТС, встановленого в ланцюзі між нульовими струмами сполучних у зірку паралельних гілок обмотки статора. З метою підвищення чутливості струмове реле вмикається через фільтр Ф для захисту від впливу гармонік, кратних трьом, наявність яких зумовлена спотворенням форми кривої ЕРС генератора. У результаті струм спрацювання реле при частоті 150 Гц (третя гармоніка) приблизно в 10 разів більше, ніж при частоті 50 Гц.

На генераторах із безпосереднім охолодженням захист виконується без витримки часу. На генераторах із непрямим охолодженням встановлюється додатково реле часу. Нормально на цих генераторах поперечний диф.захист працює без витримки часу, а уповільнення близько (0,5-1) с вводиться у схему при появі замикання в одній точці ланцюга збудження.

Струм спрацювання розраховується за формулою

$$I_{с.з.} = (0,2 - 0,3) I_{ном} .$$

10.5.4. Захист від однофазних замикань на землю

Генератори з напругою вище 2 кВ виконуються з ізолюваною нейтраллю. Захист від однофазних замикань на землю виконується з ТС нульової послідовності, які мають підмагнічування.

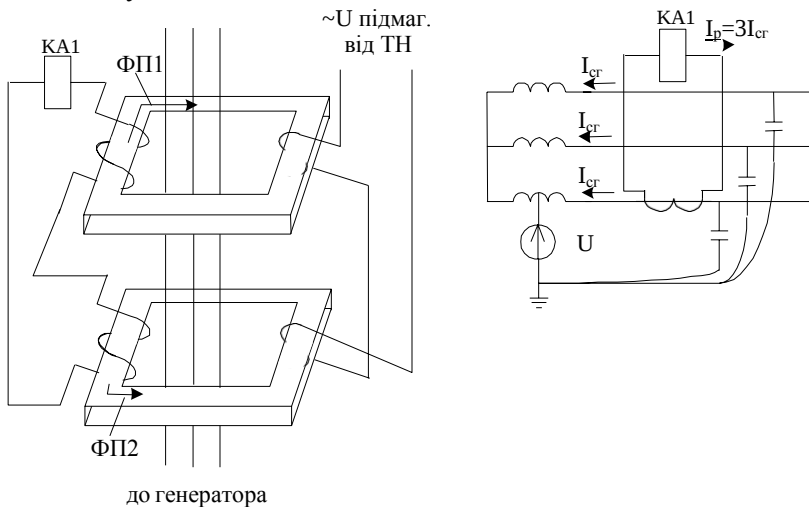


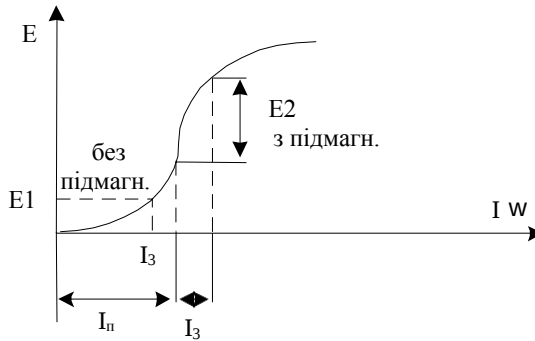
Рис.10.20. Схема ТНП

Оскільки струми замикання на землю малі порівняно зі струмами нульової послідовності, які забезпечують роботу захисту при малих струмах замикання на землю.

В експлуатації використовуються ТС нульової послідовності двох типів: для захисту генераторів мають кабельні виводи – кабельного типу (ТНС); для захисту генераторів з шинними виводами (ТНПШ) – шинного типу.

За принципом дії ТНП аналогічний ТЗВ (ТЗЛ), які застосовуються у схемах захистів від замикань на землю кабельних ліній. Обмотка підмагнічування, розташована на обох сердечниках, призначена для збільшення потужності, яка віддається ТНП, що досягається підмагнічуванням змінним струмом. Потоки ФП1 і ФП2 спрямовані в протилежні сторони і ЕРС в реле КА1 дорівнює нулю. Для збільшення потужності, яка віддається ТНП, вводиться підмагнічування змінним

струмом
110 В.



ТС нульової послідовності шинного типу застосовуються в генераторах із шинними виводами. ТНПШ виконані в основному так, як і ТНП кабельного типу. Для з'єднання з шинними виводами генератора у вікні ТНПШ вмонтовані три шини, ізолювані одна від одної і від сердечника.

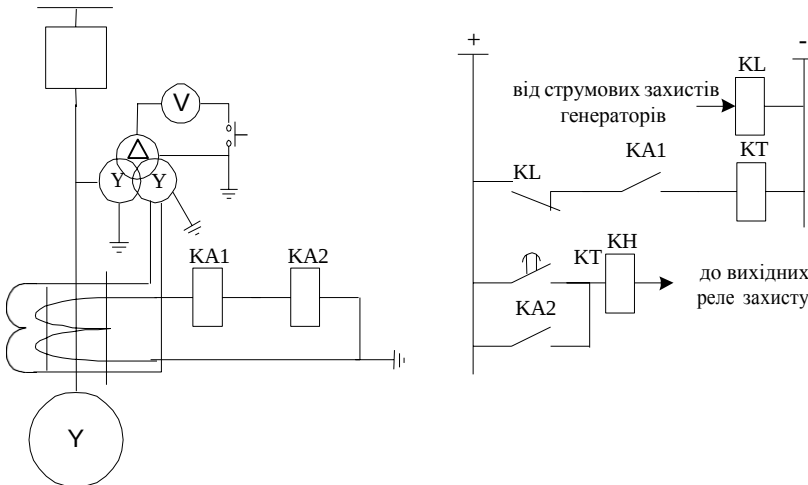


Рис.10.21. Схема захисту нульової послідовності
Струмове реле КА1 типу РТ-40 під'єднано до вторинної обмотки ТНП. Щоб запобігти неправильній дії захисту від

струмів небалансу, які проходять короткочасно при перехідних процесах при замиканні на землю в зовнішній мережі, до схеми введено реле часу, що створює витримку (0,5-2) с. Реле КА2, більш грубе, призначене для дії при подвійних замиканнях на землю (одне замикання – в зовнішній мережі і друге – в обмотці статора).

Струм спрацьовування чутливого реле КА1 захисту від замикань на землю повинен відповідати наступним умовам:

а) бути не вище 5 А, для того щоб забезпечити вимкнення генератора при струмах замикання на землю 5 А і вище

$$I_{с.з.} \leq 5A;$$

б) бути вище струму небалансу, що проходить через ТНП при зовнішніх 2-фазних к.з.

$$I_{с.з.} = \frac{1}{K_{пов}} (2I_{вг} + 1,5I_{нб}),$$

де $I_{вг}$ – власний смісний струм генератора;

$K_{пов}$ – коефіцієнт повернення: для реле РТ-40 – 0,8; ЭТД-551 – 0,5; ЭТ-521 – 0,85;

$I_{нб}$ – струм небалансу, приведений до первинної сторони ТНП.

Первинний струм спрацьовування грубого реле захистів від замикань на землю приймається порядку 10-200 А.

На генераторах потужністю 160 МВт і більше застосовується захист ЗЗГ-1. Він складається з пристрою нульової послідовності першої гармоніки та пристрою третьої гармоніки.

10.5.5. Струмові захисти від зовнішніх к.з. і перевантаження

1. МСЗ з блокуванням по напрузі

МСЗ з блокуванням по напрузі виконується аналогічно релейному захисту цього типу.

Реле KV1 – це реле мінімальної дії типу РН-50 (працює при 3-фазних к.з.). Замість одного реле KV1 може бути три, увімкнених на $U_{л.}$ Реле KV2 – це реле максимальної дії типу

РНФ-1 (працює при 2-фазних к.з.). Реле КТ2 – реле термічної дії.

До зони дії захистів від зовнішніх к.з. повинні входити: генератор, шини та приєднання, які від них відходять. Захист діє на вимкнення генератора і АГП. Захист не повинен працювати при перевантаженнях і коливаннях.

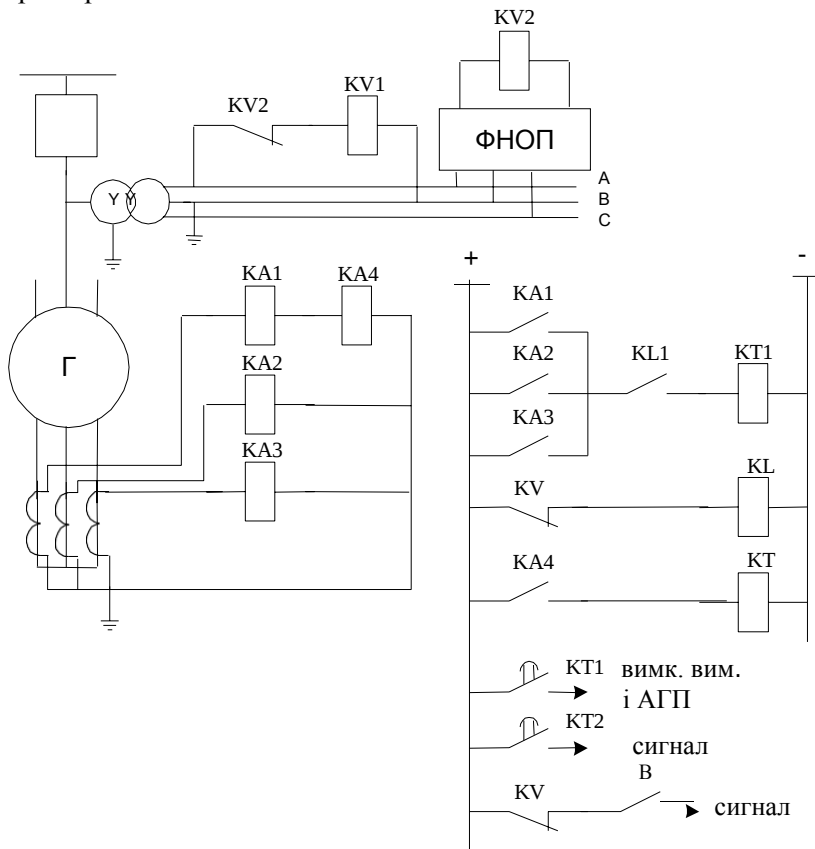


Рис.10.22. Схема МСЗ з блокуванням по напрузі

Розрахунок уставок

Струм спрацьовування:

$$I_{\text{сп.}} = \kappa_n \frac{I_{\text{ном}}}{\kappa_{\text{нов}} \eta}$$

де κ_n – коефіцієнт надійності, що дорівнює 1,1-1,2;

$\kappa_{пов}$ – коефіцієнт повернення.

Напруга спрацьовування реле KV1:

$$U_{cp} = (0,5 - 0,6) U_{роб.ген}.$$

Напруга спрацьовування реле KV2 приймається мінімально можливою $U_{cp} = 0,06 U_{роб.ген}$ (зазвичай 6 В).

Витримка часу у МСЗ встановлюється на одну-дві сходитинки вище витримки часу захистів трансформаторів і ліній, що відходять від шин генератора напруги.

2. МСЗ від перевантаження

Захист від перевантаження виконується на одному струмовому реле тому, що перевантаження має місце у всіх трьох фазах. Для того, щоб захист не спрацював при короточасних перевантаженнях, до схеми введено реле часу КТ2 (див. Рис.10.22).

Розрахунок уставок.

$$\text{Струм спрацьовування: } I_{cp} = \frac{\kappa_n I_{ном}}{\kappa_{пов} n_T},$$

де κ_n – коефіцієнт надійності, що дорівнює 1,05.

Встановлена витримка часу повинна бути більша, ніж витримка часу МСЗ генератора. На гідростанціях без постійного чергового персоналу захист від перевантаження виконується з двома витримками часу: з меншою – на зниження струму збудження для зменшення струму статора і з більшою – на вимкнення генератора.

3. Струмовий захист зворотної послідовності

Як вже зазначалося, струми зворотної послідовності становлять велику небезпеку для генераторів, тому на генераторах вище 30 МВт для захисту від зовнішніх несиметричних к.з. застосовується СЗЗП.

Розрахунок уставок.

Струм спрацьовування реле КА2:

$$I_{с.з.} = (0,3 - 0,7) I_{ном}.$$

Прийнято вибирати струм спрацьовування реле КА2 так, щоб він не перевищував величини струму зворотної

послідовності, проходження якого допустиме для генератора даного типу протягом 2 хв.

$$I_{с.з.} = \sqrt{\frac{A}{120}} I_{ном},$$

де A – постійна величина для генератора даного типу.

Для дії при 3-фазних к.з. передбачено одне струмове реле КА1, увімкнене на фазний струм.

На потужних турбогенераторах потужністю 160 МВт і вище з безпосереднім охолодженням, які значно чутливіші до перевантажень струмами зворотної послідовності, запропоновано використовувати СЗЗП із залежною характеристикою, що забезпечує чутливий і селективний захист генератора на основі реле РТФ-6.

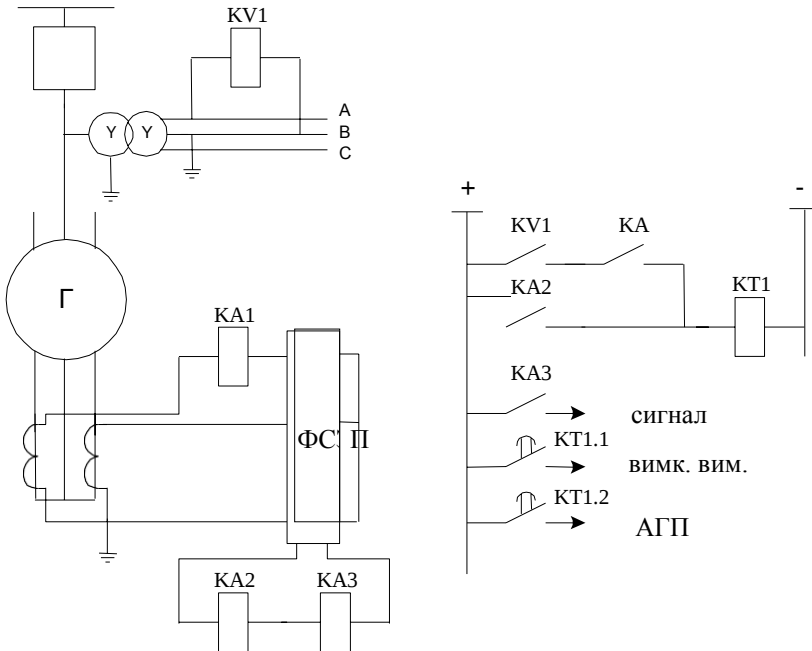


Рис.10.23. Схема СЗЗП

Для того, щоб забезпечити задовільний захист потужних турбогенераторів із безпосереднім охолодженням обмоток, на них встановлюється багатоступенева СЗЗП із залежною характеристикою.

10.5.6. Захист від підвищення напруги

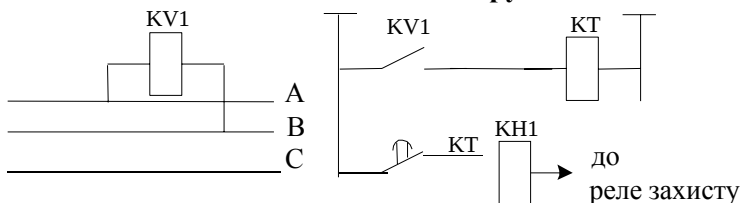


Рис.10.24. Схема захисту від підвищення напруги

Захист складається з реле напруги, увімкненого на міжфазову напругу генератора, і реле часу – для запобігання спрацьовування захисту при короткочасному підвищенні напруги.

Розрахунок уставок

Напруга спрацьовування

$$U_{cp} = (1,5 - 1,7) \frac{U_n}{n_T}.$$

Час спрацьовування звичайно дорівнює 0,5 с.

10.5.7. Захист ланцюга збудження від замикань на землю

1. Захист від замикань на землю в одній точці

Для періодичного контролю стану ізоляції кіл збудження використовується вольтметр, один затискач якого з'єднаний із землею, а другий по черзі під'єднується до полюсів ротора. Якщо ізоляція добра, то виміри в обох випадках близькі до нуля.

На генераторах і синхронних компенсаторах рекомендується встановлювати спеціальний захист, що діє на сигнал.

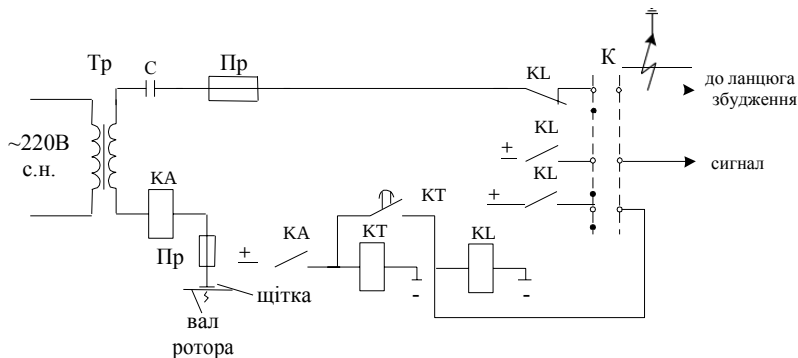


Рис.10.25. Схема захисту від замикань на землю в одній точці

Захист такого типу може застосовуватися на гідрогенераторах при ємності ланцюга збудження щодо землі не більше 0,5 мкФ. До ланцюга збудження через конденсатор С ується вторинна обмотка проміжного трансформатора Тр, до ланцюга якого під'єднано струмове реле КА, що має спеціальні обмоточні дані.

2. *Захист від замикань на землю у двох точках (встановлюється тільки на турбогенераторах)*

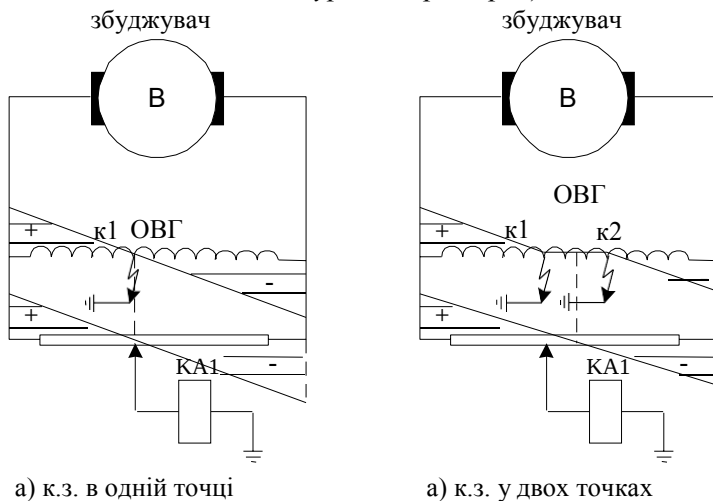


Рис.10.26. Принцип дії захисту від замикань на землю у двох точках

На станціях зазвичай є один загальний комплект захисту, який і під'єднується до генератора, який має замикання на землю в одній точці.

Розглянемо роботу захисту типу К.З.Р-2.

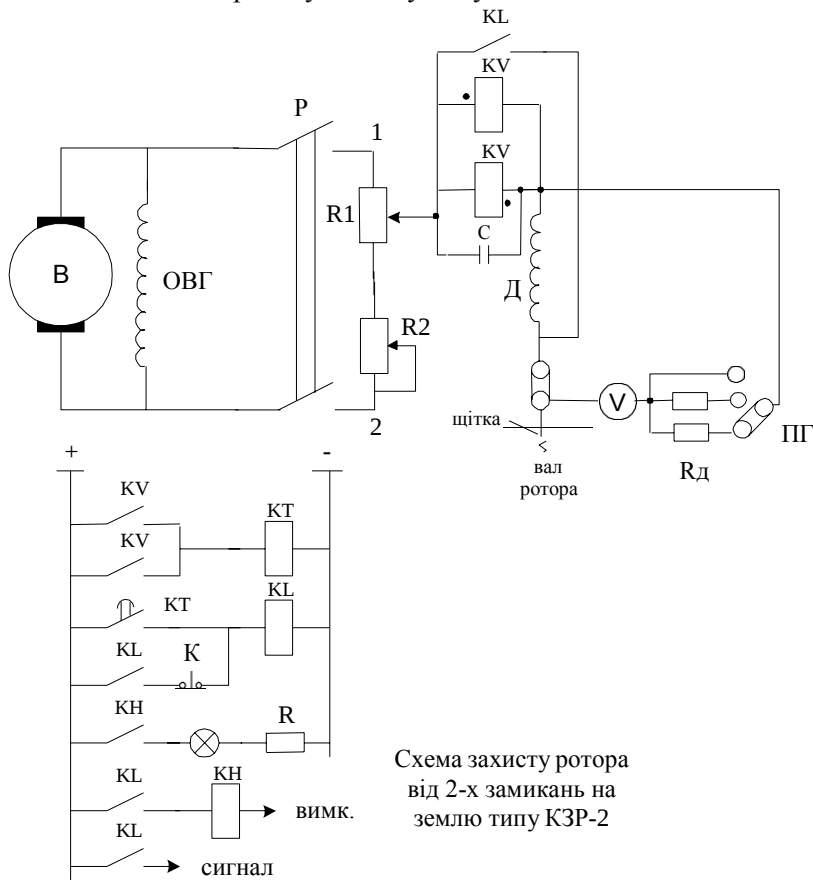


Схема захисту ротора від 2-х замикань на землю типу КЗР-2

Увімкнення здійснюється вручну рубильником Р при появі одного замикання на землю у ланцюзі ротора. Реостати R1 і R2 встановлюють струм так, щоб на вольтметрі V була мінімальна напруга. Реле KV1 і KV2 – це поляризовані реле (необхідні два реле, тому що реле такого типу працюють тільки при певній полярності). Через нерівномірність повітряного

зазору генератора в обмотці ротора циркулює змінний струм, який може проходити по обмотках реле KV1 і KV2. Для зниження впливу змінного струму на роботу реле до схеми захисту введені дросель Д і конденсатор С. Захист працює з витримкою часу. Після спрацьовування вихідне реле захисту KL самоутримується і подає імпульс або на вимкнення, або на сигнал. Недоліком розглянутої схеми є наявність у неї "мертвої зони", тому чим ближче друге замикання до першого, тим менший струм протікає по реле. При першому замиканні на кільцях захист взагалі працювати не буде.

10.5.8. Захист ротора від перевантаження

Перевантаження обмотки ротора потужних турбогенераторів із безпосереднім охолодженням не допускається. Для запобігання перевантаження передбачається спеціальний захист, а також обмежується тривалість форсування збудження. Найбільш повноцінний захист ротора від перевантаження здійснюється за допомогою реле, що має характеристику, залежну від струму ротора.

На генераторах потужністю 160 МВт і більше застосовується пристрій захисту типу РЗР-1М з двома ступенями дії – перший діє на збудження генератора, і другий – на від'єднання його від мережі і на гасіння поля.

Реле KV типу РН-53/400, в якого демонтовано випрямляючий міст.

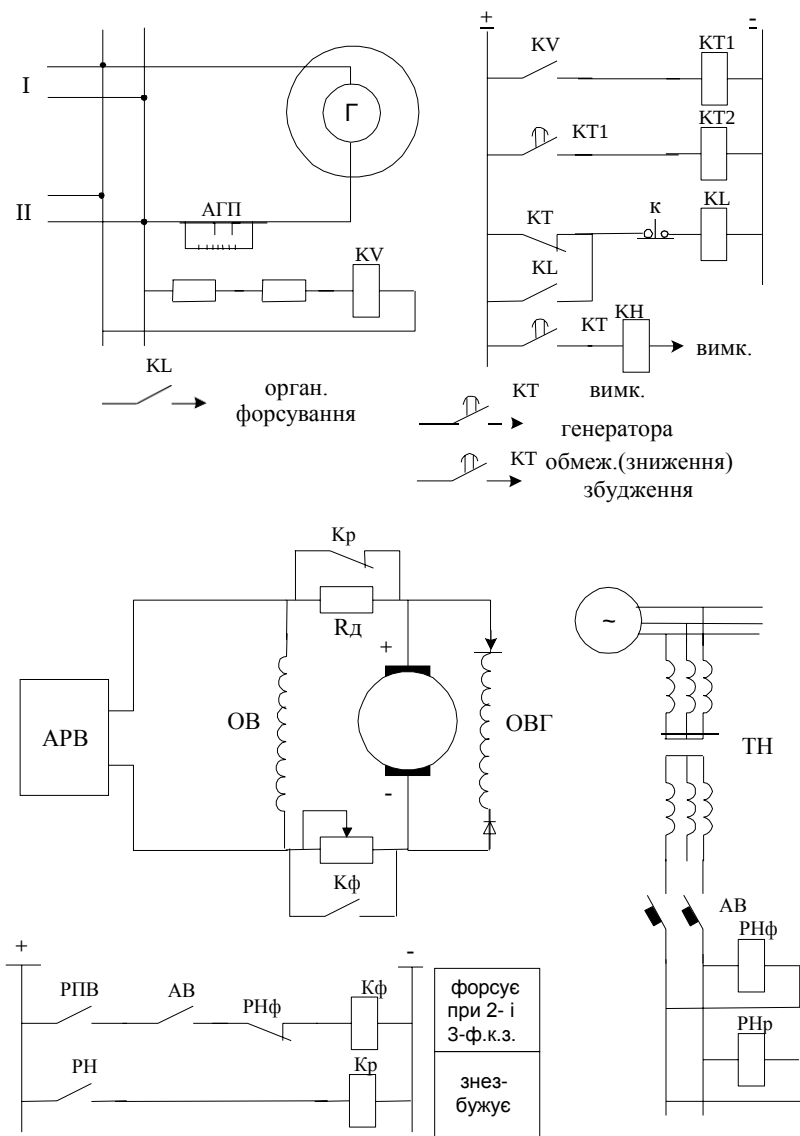
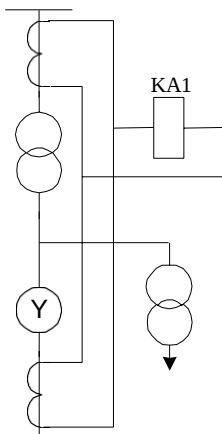


Рис.10.27. Схема захисту ротора від перевантаження

10.5.9. Особливості захисту блоків генератор-трансформатор

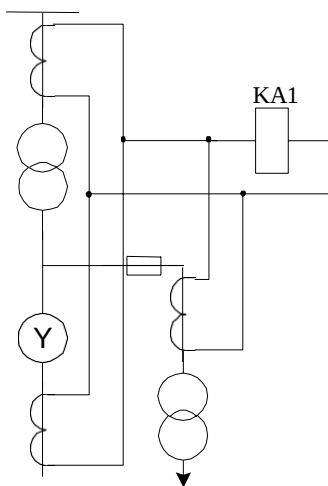
1.Повздовжній захист

а)



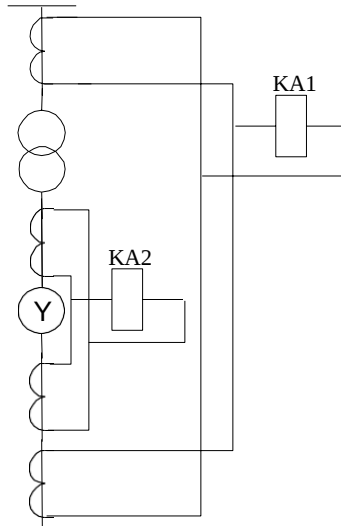
Застосовується на блоках потужністю менше 100 МВт. Захист відбудовується від струмів к.з. за трансформатором власних потреб.

б)



Струмові кола під'єднані до ТС вимикача трансформатора ВП. Захист виконується на реле РНТ або ДЗТ. Зона дії захисту обмежується ТС.

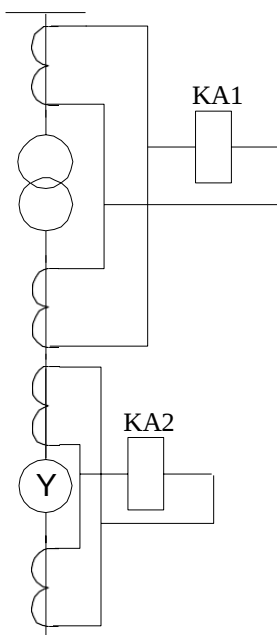
в)



Два диф.захисти, один з яких захищає блок, а другий – тільки генератор. Окремий диф.захист генератора на блоках встановлюється в наступних випадках:

1. на турбогенераторах потужністю 100 МВт і більше;
2. на турбогенераторах потужністю менше 100 МВт, якщо струм спрацьовування загального диф.захисту блока перевищує $1,5 I_{ном}$;
3. на гідрогенераторах, для того щоб виконати захист генератора із струмом спрацьовування, меншим номінального, а також для того, щоб забезпечити автоматичне ввімкнення пожежогасіння тільки при пошкодженнях в обмотках статора.

г)



На блоках турбогенератор-трансформатор потужністю 200-300 МВт застосовується така схема диф.захисту. Таке рішення пояснюється тим, що в нульових виводах цих генераторів встановлена тільки одна група ТС з двома обмотками, до яких під'єднуються струмові кола поздовжнього диф.захисту і резервного захисту генератора.

10.5.10. Струмові захисти від зовнішніх к.з. і перевантажень

Захист блоків від м.ф.к.з. здійснюється загальним струмовим захистом. Він складається з захисту зворотної послідовності з приставкою від симетричних к.з. Захист від 3-фазних к.з. здійснюється з двома витримками часу: з першої – подається імпульс на вимкнення вимикача з боку високої напруги трансформатора; з другої – на вихідне реле захисту

блока, що вимикає вимикач блока, АГП генератора і вимикач трансформатора ВП.

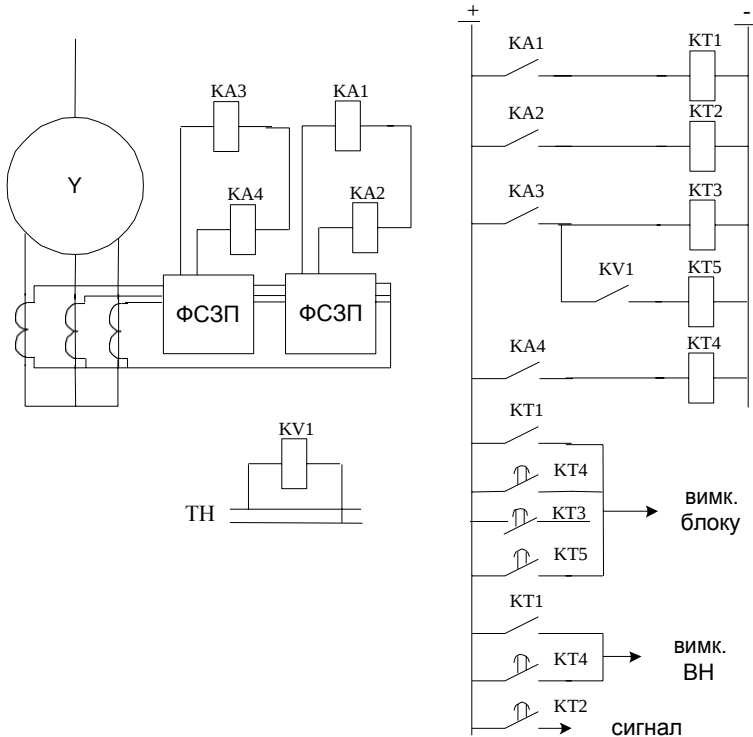


Рис.10.28. Схема захисту від зовнішніх к.з. і перевантаження

Захист від зовнішніх несиметричних к.з. і від перевантаження струмами зворотної послідовності здійснюється за допомогою двох реле типу РТФ-2 і одного реле напруги нульової послідовності, під'єднаного до вторинної обмотки ТН, встановленого на виводах генератора. За допомогою цих реле забезпечується 3-ступінчастий струмовий захист зворотної послідовності.

Перший ступінь захисту, призначений для вимкнення к.з. на виводах генератора, здійснюється за допомогою реле КА3 і реле напруги нульової послідовності КВ1. Реле напруги

нульової послідовності KV1 при 2-фазних к.з. на землю на виводах генераторної напруги дозволяє захисту діяти на вимкнення блока. При к.з. на стороні високої напруги блока напруга нульової послідовності на стороні генераторної напруги не виникає, і перший ступінь захисту не діє. Завдяки такому виконанню схеми витримка часу першого ступеня не відраховується від резервних захистів ліній, під'єднаних до шин високої напруги, і може бути прийнята невеликою. Другий ступінь захисту, призначений для дії при несиметричних к.з. на виводах високої напруги блока, виконаний за допомогою того ж струмового реле, але без реле мінімальної напруги. Третій ступінь захисту – струмове реле КА4 і реле часу КТ4. Четвертий ступінь захисту – струмове реле КА1 і реле часу КТ1. На сигнал діє реле КА2 через реле часу КТ2.

Оскільки ступінчастий струмовий захист не забезпечує вимкнення турбогенератора при проходженні струмів зворотної послідовності в точній відповідності з характеристикою допустимого перевантаження генераторів, розроблено реле з залежною характеристикою типу РТФ-6.

Для підвищення чутливості резервних захистів до зовнішніх однофазних к.з. застосовується спеціальний струмовий захист нульової послідовності, який зазвичай під'єднується до ТС встановленого в ланцюзі заземлення нульової точки трансформатора. Захист зазвичай виконується з двома витримками часу: перша – на вимкнення вимикача з високої сторони; друга – на вимкнення блока.

На блоках генератор-двохобмотковий трансформатор встановлюється тільки один захист від перевантаження. На блоці генератор-трьохобмотковий трансформатор або автотрансформатор встановлюється два або три захисти від перевантаження. На таких блоках також встановлюються додаткові струмові захисти для того, щоб забезпечити селективне вимкнення вимикачів при к.з. на стороні високої або середньої напруги.

10.5.11. Захист від замикань на землю з реле максимальної напруги

Для захисту від однофазних замикань на землю в статорі генератора, що працює в блоці з трансформатором, застосовується реле напруги максимального типу.

Захист діє з витримкою часу 0,5 с на сигнал. Напруга спрацювання 10-15 В і відраховується від напруги небалансу.

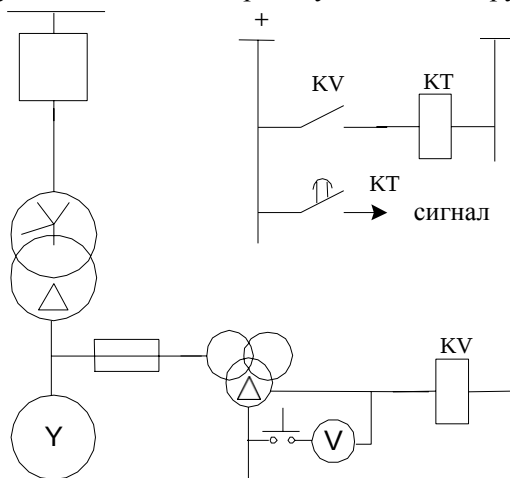


Рис.10.29. Схема захисту від замикання на землю з реле максимальної напруги

На блоках потужністю 150 мВт і вище, генератори яких не мають поперечного диф.захисту від виткових замикань, допускається для підвищення надійності, під'єднанням до захисту реле напруги максимального типу нульової послідовності на вимкнення навіть при струмі замикання на землю менше 5 А. За витримкою часу захист має бути відокремлений від захистів, встановлених на стороні високої і середньої напруг.

10.5.12. Захист генераторів малої потужності

Для захисту генераторів напругою до 500 В і потужністю до 150 кВт можуть застосовуватися плавкі вставки. Захист таких генераторів може здійснюватися також і автоматичними

[illegible]

1. Основний захист – струмова відсічка на реле типу РТ-81 (реле КА2, КА3).
2. Індукційний елемент цих же реле, використаний як МС3.

3. Оскільки генератор працює з глухозаземленою нейтраллю, для захисту від однофазних к.з. на землю встановлюється диф.струмовий захист нульової послідовності – реле КА4.

11. Цифрові пристрої захисту та автоматики

11.1. Загальна характеристика цифрових пристроїв захисту та автоматики

Останніми роками в енергосистемах України широко впроваджуються пристрої релейного захисту, виконані за *цифровими принципами*. За кордоном такі пристрої використовуються вже протягом більше двох десятиріч. Тому не дивно, що закордонні фірми, які займаються розробкою цифрових пристроїв релейного захисту та автоматики, мають суттєву перевагу порівняно з вітчизняними виробниками подібної техніки.

Найбільш відомими зарубіжними фірмами в галузі розробок цифрових пристроїв релейного захисту та автоматики є ABB, SIEMENS, ALSTOM, GENERAL ELECTRIC.

У літературі досить часто цифрові пристрої ще називають мікропроцесорними. На наш погляд, це не зовсім правильно. *Мікропроцесор* – це один з основних елементів багатьох пристроїв релейного захисту та автоматики. Але є пристрої, які виконані на основі *мікроконтролерів*. Є більш складні пристрої релейного захисту, автоматики, об'єднані в спільну інформаційну мережу, для організації якої використовують комп'ютери з потужними *процесорами*. Спільним для всіх цих технічних елементів є використання *цифрових принципів* їхнього функціонування. Тому доцільно всі ці пристрої називати *цифровими пристроями релейного захисту*.

Порівняно з традиційними електромеханічними та напівпровідниковими пристроями релейного захисту, цифрові пристрої мають ряд суттєвих переваг, що робить їх застосування в енергосистемах на даний час практично безальтернативним. Основними з них є:

- більш висока точність відтворення заданих характеристик функціонування пристрою. У цілому, апаратна похибка цифрових захистів може досягати до 2%. Так, один із основних параметрів вимірювальних засобів захисту – коефіцієнт повернення – може мати значення 0,99. Досягнення такого значення коефіцієнта на напівпровідникових та електромеханічних реле потребує складних технічних рішень. Прикладом такого реле є захист від симетричного перевантаження статора генератора, виконаного на спеціальному реле РТВК. Це реле виконано на напівпровідникових елементах і дозволяє збільшити коефіцієнт повернення до 0,99. Проте воно дороге та громіздке. Висока точність відтворення характеристик захистів дозволяє змінити деякі параметри узгодження між захистами суміжних елементів електричної мережі. Наприклад, можна зменшити ступінь селективності для максимальних струмових захистів суміжних елементів мережі, що у свою чергу зменшить час їх спрацювання і, як наслідок, час ліквідації аварії;

- отримання характеристик будь-якої складності. Це особливо актуально для дистанційних захистів, вимірювальні засоби яких можуть мати які завгодно характеристики і враховувати будь-які особливості режимів, що можуть виникати в енергосистемі. При цьому зміна форми характеристик не потребує ніяких додаткових технічних переробок – вона змінюється на алгоритмічному рівні;

- запам'ятовування координат режиму під час спрацювання цифрового пристрою. Практично всі цифрові захисти запам'ятовують координати режиму аварійного та доаварійного режиму, що дає змогу експлуатаційному персоналу здійснювати глибокий аналіз аварійних ситуацій, визначати причини аварії і на основі цього при необхідності уточнювати та змінювати характеристики захистів та автоматики;

- можливість змінювати конфігурацію пристрою. У процесі розвитку мережі може виникнути необхідність у зміні характеристик пристроїв захисту – змінити уставки, ввести або

вивести з роботи деякі функції тощо. Такі зміни не потребують ніяких технічних витрат, тому що вони здійснюються на програмному рівні;

- універсальність. Ця особливість цифрових пристроїв в більшою мірою стосується розробників, а не експлуатації. Використовуючи універсальний процесорний модуль, відкоректувавши вхідні та вихідні кола, змінюючи алгоритм функціонування, можна створювати різні типи захистів та автоматики;

- значно менші габарити та менші затрати електротехнічних матеріалів. Один невеликий за розміром цифровий пристрій може замінити цілу групу складних реле, виконаних на напівпровідниках або електромеханічних елементах. Наприклад, напівпровідниковий дистанційний захист типу ПДЕ від міжфазних к.з. має дев'ять вимірювальних дистанційних пристроїв, кожен з яких виконаний у вигляді окремого модуля. В цифровому ж пристрої характеристики всіх цих вимірювальних пристроїв задаються на програмному рівні і реалізуються віртуально в процесорі;

- можливість самодіагностики. Алгоритми функціонування сучасних цифрових пристроїв захисту, особливо складних, обов'язково включають функцію самодіагностики, яка періодично здійснює контроль справності всіх складових пристрою – вхідних кіл, вихідних кіл, цифрових елементів і при виявленні несправностей робота пристрою блокується з автоматичним повідомленням про це черговому персоналу. Традиційні ж пристрої релейного захисту, особливо електромеханічні, такої можливості не мають, і є багато випадків в експлуатації, коли при виникненні аварії ці пристрої не спрацьовували і після аналізу виявлялось, що вони були несправними, про що оперативний персонал і не здогадувався;

- менше споживання енергії для функціонування, що суттєво зменшує потужність джерел енергії оперативного струму;

- менше навантаження та первинні вимірювальні трансформатори струму та напруги. Потужність споживання

сучасних цифрових пристроїв релейного захисту складає до 0,5 ВА. Це дає змогу під'єднувати до первинних вимірювальних трансформаторів струму та напруги більшу кількість пристроїв релейного захисту та автоматики, забезпечуючи при цьому роботу трансформаторів струму та напруги в заданому класі точності;

- простота в експлуатації. Під час проведення планових профілактичних робіт немає необхідності перевіряти характеристики окремих складових елементів, як у традиційних пристроях релейного захисту, тому що фізично їх немає, їхні характеристики реалізовані програмно. Тому перевіряються лише загальні характеристики функціонування. Це суттєво зменшує номенклатуру робіт і відповідно час перевірки пристроїв.

11.2. Структурна схема цифрового пристрою РЗА

Незалежно від призначення цифрових пристроїв релейного захисту – струмові, дистанційні тощо – вони мають схожу структуру (рис. 11.1).

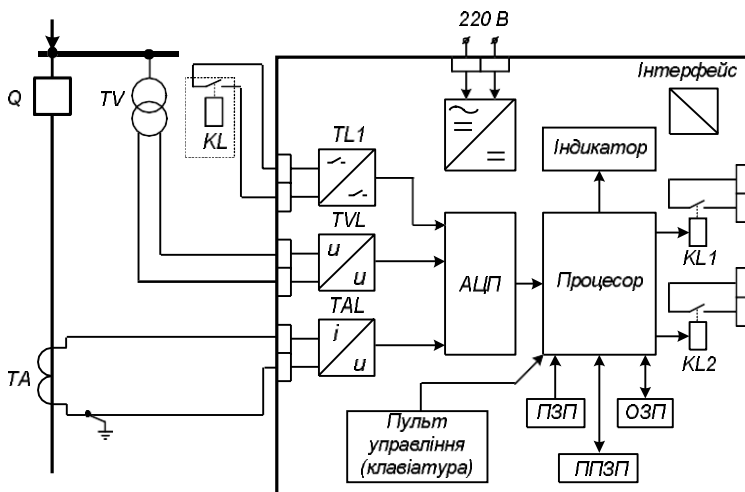


Рис. 11.1. Структурна схема цифрового захисту

Основним елементом цифрового захисту є *процесор*, на якому реалізований алгоритм роботи конкретного захисту. У залежності від призначення пристрою та фірми виробника може бути застосований один процесор або кілька. Так, фірма АВВ надає перевагу багатопроцесорним системам, в яких кожен процесор виконує конкретні завдання алгоритму і ці процесори працюють паралельно. Це дозволяє забезпечити потрібну швидкодію та точність. Інші фірми застосовують однопроцесорні системи, що вимагає для забезпечення потрібних характеристик застосування більш потужних процесорів. Враховуючи важкі умови експлуатації пристроїв релейного захисту (на багатьох підстанціях ці пристрої працюють у неопалювальних приміщеннях), застосовують спеціальні процесори так званого індустріального виконання, які можуть працювати при температурі навколишнього середовища від мінус 30 °С до плюс 50 °С, відносній вологості до 80%.

Процесор має зв'язок з об'єктом захисту через кола *введення – виведення*. Вхідною інформацією є, як правило, *аналогові сигнали* – струми, напруги, температура тощо та *бінарні* – положення комутаційних апаратів, стан вихідних реле інших пристроїв релейного захисту та автоматики тощо. Вихідними сигналами цифрових захистів, як і інших захистів, є традиційно *бінарні сигнали*. Ці сигнали поступають після спрацювання цифрового захисту в кола управління та в кола сигналізації.

11.2.1. Перетворення аналогових сигналів

Контрольовані напруги та струми неперервні в часі *аналогові сигнали* і можуть приймати на фіксованому відрізку часу будь-які значення в межах, зумовлених режимом роботи електричної мережі. Цифрові пристрої захисту працюють не з аналоговими, а з дискретними (цифровими) сигналами, котрі можуть приймати, на відміну від аналогових сигналів лише кінцеву множину значень для конкретних моментів часу. Процес перетворення аналогових сигналів у дискретні

називається дискретизацією або квантуванням. Пристрій, який здійснює це перетворення, називається *аналого-цифровим перетворювачем (АЦП)*.

Попередньо аналогові сигнали, які контролюються пристроями захисту, – це струм від трансформатора струму TA та трансформатора напруги TV – підводяться до спеціальних *вхідних перетворювачів* (на схемі це TAL та TVL). Ці перетворювачі призначені для гальванічної розв'язки пристрою від зовнішніх кіл (трансформаторів струму та трансформаторів напруги), а також для отримання нормованої напруги на виході з подальшим її перетворенням АЦП в цифрові сигнали.

На рис. 11.2 наведені принципові схеми вхідних перетворювачів струму та напруги – відповідно рис. 11.2, а та рис. 11.2, б.

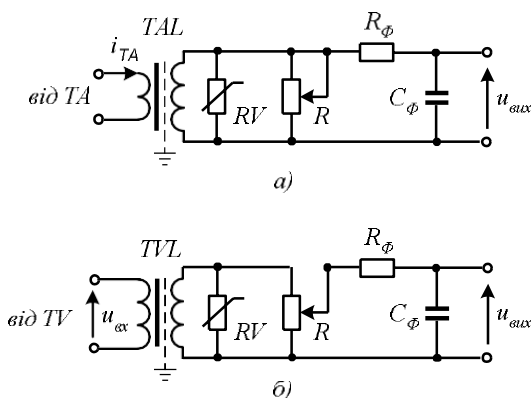


Рис. 11.2. Принципові схеми вхідних перетворювачів струму а) та напруги б)

Сигнали від трансформаторів струму TA та напруги TV подаються на первинні обмотки проміжних трансформаторів TAL та TVL . На вторинних обмотках цих трансформаторів відповідно струм та напруга перетворюються в напруги, пропорційні відповідно величині струму та напруги. Для того, щоб імпульсні сигнали, які можуть виникати у вторинних колах трансформаторів струму та напруги, не попадали в електронну

частину цифрового пристрою та не пошкоджували його, між первинною та вторинною обмотками проміжних трансформаторів *TAL* та *TVL* встановлюють екран. Для захисту електронних блоків цифрового пристрою від перенапруг паралельно до вторинних обмоток проміжних трансформаторів *TAL* та *TVL* встановлюють варистори *RV*. В деяких схемах для захисту застосовують стабілітрони. Для узгодження вторинної напруги на виході проміжних трансформаторів з вхідними сигналами пристрою АЦП служать змінні опори *R*. Для правильної роботи АЦП необхідно унеможливити попадання на нього високочастотного спектра сигналу. Тому застосовується високочастотний фільтр, який виконаний на основі опору R_ϕ та ємності C_ϕ . Слід зазначити, що під час реалізації алгоритму функціонування захисту додатково здійснюється цифрова фільтрація сигналу. Вихідні сигнали $u_{\text{вих}}$ з вхідних перетворювачів *TAL* та *TVL* поступають на вхід АЦП.

Перехід від аналогового неперервного сигналу до дискретного супроводжується деякою втратою інформації. Це пояснюється тим, що АЦП здійснює перетворення вхідного аналогового сигналу в дискретний через деякі часові проміжки Δt , а між ними значення вхідного сигналу не контролюється (рис. 4). Чим менший цей часовий проміжок, тим точніше відтворюється аналоговий сигнал у цифровій формі. Основними характеристиками АЦП є його *розрядність* та *інтервал дискретизації сигналу за часом*. Дискретизацію сигналу за часом ще називають частотою виборок, яка пов'язана з дискретизацією за часом Δt виразом

$$f_B = \frac{1}{\Delta t}. \quad (11.1)$$

Для періодичного сигналу з періодом T можна визначити за відомою частотою кількість виборок за період

$$N = f_B \cdot T. \quad (11.2)$$

Для періодичного сигналу існує взаємозв'язок між верхньою частотою сигналу, який кантиється та кількістю виборок за період. Вченими К. Шенноном та В. Котельниковим

ще в 30-х роках минулого століття було доведено, що для точного відтворення первинного періодичного сигналу з його дискретної форми необхідно, щоб частота виборок f_B повинна хоча б у два рази перевищувати максимальну частоту вхідного періодичного сигналу $f_{\text{МАКС}}$:

$$f_B \geq 2 \cdot f_{\text{МАКС}}. \quad (11.3)$$

Це відповідає максимальному числу виборок за період

$$N_{\text{МАКС}} \geq 2 \cdot f_{\text{МАКС}} \cdot T. \quad (11.4)$$

При заданому максимальному значенні числа виборок $N_{\text{МАКС}}$ необхідно з вхідного аналогового сигналу виключити всі сигнали з частотою, більшою ніж $f_{\text{МАКС}}$. У протилежному випадку після зворотного перетворення сигналу в ньому з'явиться сигнал пониженої частоти, який спотворить реальний вхідний сигнал. Тому на вході АЦП застосовують фільтр вищих гармонік зі смугою пропускання не вище, ніж частота f_B . На схемі рис. 11.2 цей фільтр реалізований на основі RC елементів R_ϕ та C_ϕ .

У сучасних цифрових пристроях РЗА застосовують АЦП з частотою виборок до 2000 Гц, що відповідає 40 виборкам за період промислової частоти 50 Гц. Пристрої із такою частотою виборок дозволяють контролювати вхідний сигнал з частотою до 1000 Гц. Це відповідає 20 гармоніці при основній частоті 50 Гц.

11.2.2. Вхідні бінарні сигнали

Для роботи захисту, крім аналогових сигналів, необхідно мати також інформацію про *бінарні сигнали* від інших пристроїв релейного захисту та автоматики, положення комутаційних апаратів тощо. На практиці ці сигнали ще називають *дискретними*. Щоб не плутати ці сигнали з дискретними сигналами, які отримуються після квантування пристроєм АЦП аналогових сигналів, у подальшому будемо їх називати *бінарними*. Наприклад, з метою реалізації функції АПВ, ПРВВ

необхідно мати інформацію про стан вимикача, на який діє даний захист, для прискорення дії даного захисту за командою від захисту шин необхідно мати інформацію від вихідних кіл захисту шин тощо. На рис. 11.1 бінарний сигнал від зовнішнього пристрою (умовно зображений у вигляді зовнішнього реле KL) подається на вхідний перетворювач бінарних сигналів $TL1$.

У сучасних цифрових пристроях бінарні сигнали від зовнішніх пристроїв подаються через *оптрони*. Оптрон являє собою електронний ключ у вигляді транзистора VT (рис. 11.3), який керується світлодіодом VD . Під час протікання струму через світлодіод (струм через світлодіод починає протікати після замикання контакту KL), останній подає сигнал на базу транзистора VT , який спрацьовує, і на його виході з'являється сигнал $U_{вих}$, який сигналізує про зміну стану бінарного входу. Час спрацювання такого перетворювача мізерний і складає частки мікросекунди.

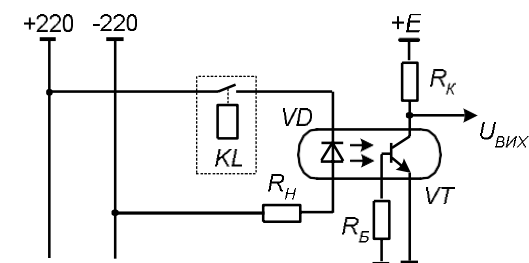


Рис. 11.3. Схема введення дискретного сигналу

Для організації протікання струму через світлодіод VD після спрацювання зовнішнього контакту KL використовується зовнішнє джерело оперативного струму, як правило напругою 220 В (інколи 110 В). Це є недоліком даної схеми. Тому що навіть після від'єднання від оперативного струму зовнішнього пристрою, де встановлене реле KL , на контактах цього реле присутня напруга від оперативних кіл. Це небезпечно для обслуговуючого персоналу. Тому для запобігання ураження електричним струмом обслуговуючого персоналу під час проведення планових робіт для ініціалізації бінарних входів на

інших пристроях, які мають зв'язок із даним пристроєм, застосовують джерело оперативного струму зі зниженою напругою, наприклад джерело напругою 24 В (рис. 11.4), яке реалізоване на інверторному перетворювачі *UVZ*.

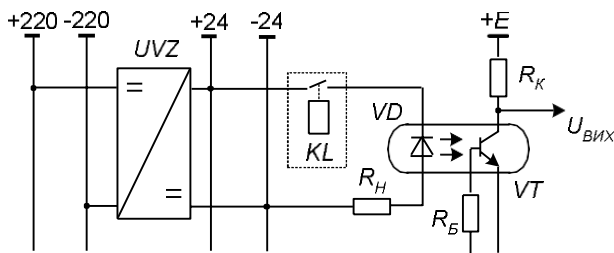


Рис. 11.4. Схема введення дискретного сигналу на зниженій напрузі

Але така схема має два суттєвих недоліки. По перше, вона менш надійна, ніж схема, наведена на рис. 11.3, за рахунок наявності інверторного перетворювача *UVZ*. Технічно це досить складний напівпровідниковий елемент, який попередньо здійснює перетворення постійного струму напругою 220 В у змінну напругу підвищеної частоти, наприклад 400 Гц. Після цього здійснюється перетворення цієї змінної напруги у постійну напругу 24 В з відповідною стабілізацією. Технічна реалізація такого складного перетворення зменшує надійність функціонування перетворювача та схеми в цілому. Як показав досвід експлуатації схем з такими перетворювачами, наприклад панелей серії ПДЕ, найбільш ненадійним елементом таких схем є блоки живлення, які реалізовані на основі саме інверторних перетворювачів.

Крім того, застосування зниженої напруги в колах, де комутуються контакти реле *KL* (рис. 11.4), може приводити до незамикання кола контактами реле *KL*. Це пояснюється наступним чином. З часом у процесі експлуатації поверхні цих контактів окислюються і після їх замикання струм в колі через ізолюючий окислений шар протікати не буде – схема працювати не буде. У випадку ж застосування напруги 220 В після замикання окислених контактів окислений шар буде

пробиватись під дією цієї підвищеної напруги і в колі буде протікати струм, достатній для спрацювання схеми контролю бінарних входних сигналів (рис. 11.3).

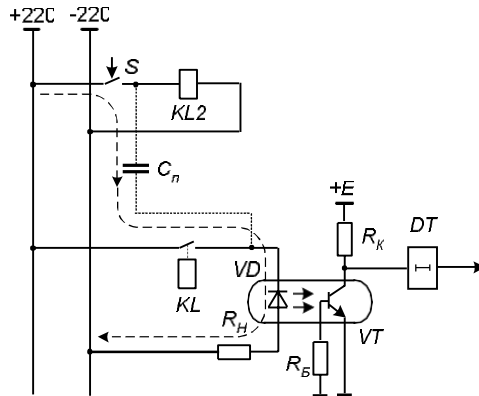


Рис. 11.5. Хибне спрацювання дискретного входу

Під час реалізації схеми введення бінарного сигналу на основі оптрона, який споживає незначний струм (до 5 мА) слід пам'ятати, що можливе хибне спрацювання такої схеми за рахунок паразитних ємностей (рис. 11.5), яка є між кабелями, що здійснюють зв'язок між окремими пристроями.

Наприклад, реле *KL2* з'єднане з іншим пристроєм за допомогою довгого кабелю. Так само довгим кабелем з'єднане реле *KL*, стан контактів якого контролюється оптроном *VD* (рис. 11.5). Ці кабелі прокладені поряд в одному каналі. Тому між ними є електричний зв'язок за рахунок паразитної ємності C_{Π} (на рис. 11.5 для простоти зображена результуюча ємність між двома кабелями, насправді ця ємність розподілена вздовж спільної ділянки між ними). Під час спрацювання ключа *S* в перехідному процесі через паразитну ємність C_{Π} в колі оптрона з'являється сигнал, який може привести до його спрацювання. Це спрацювання буде хибним, тому що, згідно зі схемою, оптрон *VD* повинен контролювати стан контакту реле *KL*, а не положення ключа *S*. Проте цей сигнал буде тільки під час перехідного процесу, пов'язаного з комутацією ключа *S*. Тому, якщо на виході схеми поставити елемент затримки часу *DT* десь на 3 мс, можна убезпечити дану схему від хибної роботи.

11.2.3. Перетворення та зберігання інформації в цифровому пристрої РЗА

Цифрові сигнали від АЦП поступають у процесор, де вони обробляються за певним алгоритмом, реалізованим у вигляді програми. Сама програма зберігається в постійному запам'ятовуючому пристрої (*ПЗП*) (ROM – Read Only Memory – лише для читання). Це є програмований постійний запам'ятовуючий пристрій з енергонезалежного пам'яттю, тобто інформація в ньому зберігається навіть тоді, коли пристрій вимкнений від зовнішнього живлення.

Для зберігання результатів проміжних обчислень використовують оперативний запам'ятовуючий пристрій (*ОЗП*) (RAM – Random Access Memory – пам'ять з „випадковим” доступом). *ОЗП* має високу швидкодію, але не зберігає інформації після вимкнення зовнішнього живлення.

Уставки спрацювання захистів, які потрібно змінювати в процесі експлуатації, зберігаються в постійному програмованому запам'ятовуючому пристрої (*ППЗП*), який допускає багатократну зміну уставок. При цьому інформація про уставки зберігається після зникнення зовнішнього живлення.

На передній панелі пристрою розміщений *пульт управління (клавіатура)*, за допомогою якого можна задавати необхідний режим пристрою та змінювати уставки спрацювання.

Результати роботи пристрою та уставки відображаються на рідкокристалічному *індикаторі*, який також знаходиться на передній панелі пристрою.

Після спрацювання пристрою замикаються вихідні контакти реле *KL1* та *KL2*.

11.3. Вибір параметрів спрацювання дистанційних захистів фірми SIEMENS

У сучасних цифрових захистах використовуються в основному характеристики, форма яких зображена на рис. 11.6. Методика розрахунку таких характеристик дещо відрізняється

від методики розрахунку уставок для традиційних дистанційних захистів, виконаних не за цифровим принципом. Для прикладу розглянемо методику розрахунку параметрів спрацювання дистанційного захисту 7SA502 фірми SIEMENS.

На рис. 11.6 наведені характеристики вимірнювальних пристроїв дистанційного захисту 7SA502. На цьому рисунку наведені форми характеристик першої, другої, третьої сходинок, пускової зони та зони хитань. Призначення зони хитань розглянемо нижче.

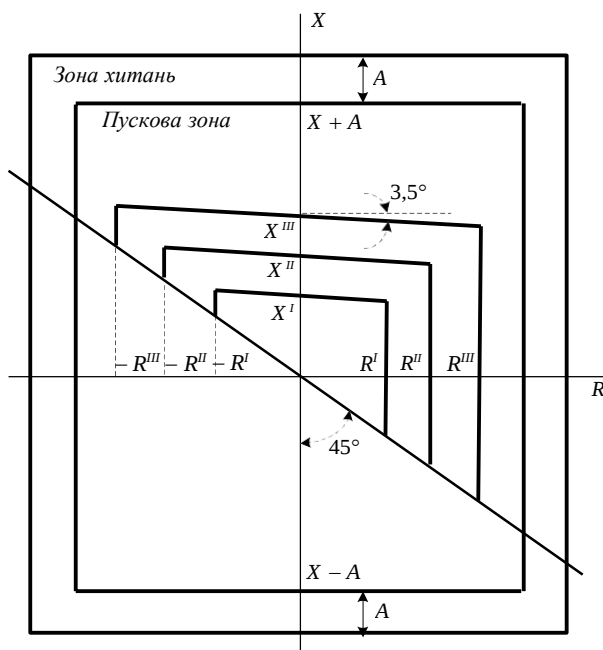


Рис. 11.6. Характеристики вимірнювальних пристроїв дистанційного захисту фірми SIEMENS

Розрахунок уставок спрацювання дистанційного захисту починається з відображення на рисунку гальванічно з'єднаних елементів електричної мережі, де буде встановлений дистанційний захист. На цьому рисунку наносяться довжини ділянок ліній з їх первинними реактивними опорами (X Ом/фазу). Реактивні опори X ліній є основними для визначення

зон дії окремих сходінок дистанційного захисту. Тому уставки спрацювання відображаються саме для реактивних складових опору (рис. 11.7).

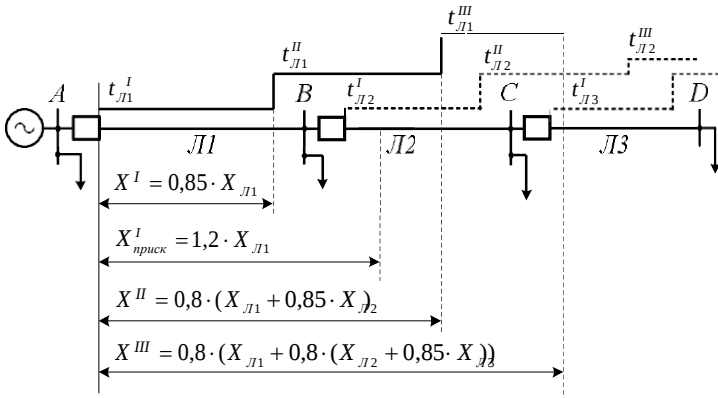


Рис. 11.7. Зони дії окремих сходінок дистанційного захисту

Розглянемо, як визначаються уставки спрацювання – реактивний та активний опори спрацювання та час для захисту лінії без відгалужень. Окремо визначаються уставки за реактивним опором, окремо – за активним.

Розрахунок уставок спрацювання за реактивним опором I –а сходинок

Перша сходинок вибирається з умови забезпечення селективності роботи захисту (неспрацювання під час к.з. на суміжній лінії Л2) і захищає порядку 85% довжини лінії Л1. Час її спрацювання складає 0,02 – 0,04 с. Значення первинного реактивного опору першої сходінки визначається з виразу

$$X_{с.з.Л1}^I = 0,85 \cdot X_{Л1}, \quad (11.6)$$

де $X_{Л1}$ – реактивна складова опору лінії Л1.

I –а сходинок після АПВ

Перша сходинок з дією після АПВ призначена для захисту лінії, коли дія АПВ неуспішна і пошкодження слід вимикати повторно, але з меншою витримкою часу – з часом дії першої сходінки. З цією метою розширюється зона дії першої сходінки, що охоплює порядку 120% її довжини. Значення

первинного опору спрацювання цієї сходинок визначається з виразу

$$X_{с.з.Л1.приск}^I = 1,2 \cdot X_{Л1}, \quad (11.7)$$

II – а сходинок

Умовою вибору опору спрацювання II-ї сходинок є умова узгодження з роботою I-ї сходинок дистанційного захисту суміжного елемента (лінії Л2) – зона дії II-ї сходинок не повинна виходити за межі другої лінії, а з урахуванням забезпечення селективності роботи (щоб вона не спрацьовувала під час к.з. в кінці лінії Л2) - за межі роботи I-ї сходинок захисту суміжного елемента (лінії Л2). Тому вона повинна охоплювати повністю лінію Л1 та порядку 80% довжини суміжної лінії – лінії Л2:

$$X_{с.з.Л1}^{II} = 0,8 \cdot (X_{Л1} + 0,85 \cdot X_{Л2}), \quad (11.8)$$

де $X_{Л2}$ – реактивна складова опору лінії Л2.

Час спрацювання другої сходинок вибирається на сходинок селективності більшим часу спрацювання першої сходинок захисту суміжного елемента – лінії Л2:

$$t_{с.з.Л1}^{II} = t_{с.з.Л2}^I + \Delta t, \quad (11.9)$$

де Δt – сходинок селективності.

Сходинок селективності повинна враховувати час спрацювання вимикача Q2 суміжного елемента (лінії Л2), час повернення вихідних кіл захисту суміжного елемента з урахуванням розкиду їхніх часових характеристик.

Час спрацювання другої сходинок становить порядку 0,3 – 0,4 с.

III – а сходинок

Третя сходинок дистанційного захисту виконує функцію ближнього резервування – резервує роботу першої та другої сходинок. Крім того, може виконувати функцію дальнього резервування – резервувати роботу захистів суміжного елемента – лінії Л2. Тому повинна повністю охоплювати як лінію Л1, так і лінію Л2. Для забезпечення надійності дальнього резервування уставка спрацювання третьої сходинок вибирається з умови

охоплення ділянки третьої лінії $ЛЗ$ – порядку 80% довжини лінії $ЛЗ$. Виходячи з цих умов, уставка спрацювання третьої сходинок визначається з виразу

$$X_{с.з.Л1}^{III} = 0,8 \cdot (X_{Л1} + 0,8 \cdot (X_{Л2} + 0,85 \cdot X_{Л3})). \quad (11.10)$$

Час спрацювання третьої сходинок дистанційного захисту вибирається на сходинок селективності більшим часу спрацювання третьої сходинок захисту суміжної лінії – лінії $Л2$:

$$t_{с.з.Л1}^{III} = t_{с.з.Л2}^{III} + \Delta t. \quad (11.11)$$

Пускова зона призначена для виявлення пошкодження в мережі та запуску алгоритму дистанційного захисту. Опір спрацювання пускової зони в спрямуванні потужності від шин у лінію визначається як подвоєне значення уставки спрацювання третьої сходинок:

$$X_{Л1}^{ПУСК} + A = 2 \cdot X_{Л1}^{III}. \quad (11.12)$$

Опір спрацювання пускової зони в напрямку потужності від лінії до шин визначається як половина від значення уставки спрацювання пускової зони в прямому спрямуванні:

$$X_{Л1}^{ПУСК} - A = X_{Л1}^{III}. \quad (11.13)$$

Розрахунок уставок спрацювання за активним опором

Для визначення уставок спрацювання дистанційного захисту за активним опором під час однофазного к.з. приймається максимальне значення напруги електричної дуги 12 кВ, мінімальний струм у місці пошкодження приймається 1000 А. Для таких прийнятих параметрів первинне значення опору дуги складає

$$R_{дуги} = 12000 / 1000 = 12 \text{ Ом} \quad (11.14)$$

В імпедансній площині зона дії обмежується по осі абсцис уставками, які відповідають активному опору (рис. 11.6). Ці уставки для кожної зони спрацювання визначаються наступним чином.

I – а сходинок

Перша сходинок вибирається, як і перша сходинок за реактивною складовою, з умови забезпечення селективності роботи захисту (неспрацювання під час к.з. на суміжній лінії $Л2$)

і захищати порядку 85% довжини лінії $Л1$, але, на відміну від реактивної складової, необхідно враховувати опір дуги:

$$R_{с.з}^I = 0,85 \cdot R_{Л1} + 0,5 \cdot R_{дуги}, \quad (11.15)$$

де $R_{Л1}$ – активний опір лінії, яка захищається; $R_{дуги}$ – опір дуги. У формулі (11.15) враховується тільки половина опору дуги, тому що він додається до повного опору шлейфа і тому входить до повного опору кожної фази лише наполовину.

Другою умовою вибору уставки спрацювання першої сходинки є уникнення хибного спрацювання під час максимального навантаження лінії:

$$R_{с.з}^I = \frac{0,9 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{макс}}, \quad (11.16)$$

де: $U_{ном}$ – номінальна напруга лінії; $I_{макс}$ – максимальний струм у лінії, який визначається максимальним навантаженням:

$$I_{макс} = \frac{P_{макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (11.17)$$

де $P_{макс}$ – максимальна потужність, яка передається по лінії.

Коефіцієнт 0,9 у формулі (11.16) визначає мінімальну напругу лінії.

З двох умов (11.15) та (11.16) вибирається менше значення.

II –а сходинка

Умовою вибору опору спрацювання II-ї сходинки аналогічно як і для II сходинки за реактивною складовою є умова узгодження з роботою I-ї сходинки дистанційного захисту суміжного елемента (лінії $Л2$) – зона дії II-ї сходинки не повинна виходити за межі другої лінії, а з урахуванням забезпечення селективності – за межі роботи I-ї сходинки захисту суміжного елемента (лінії $Л2$). Тому вона повинна охоплювати повністю лінію $Л1$ та порядку 80% довжини суміжної лінії – лінії $Л2$ з урахуванням опору дуги:

$$R_{с.з.Л1}^{II} = 0,8 \cdot (R_{Л1} + 0,85 \cdot R_{Л2}) + 0,5 \cdot R_{дуги}, \quad (11.18)$$

де $R_{Л2}$ – активна складова опору лінії Л2.

Другою умовою вибору уставки спрацювання другої сходинки є уникнення хибного спрацювання під час максимального навантаження лінії, згідно (11.16).

З двох умов (11.16) та (11.18) вибирається менше значення.

III – а сходинка

Уставка спрацювання третьої сходинки за активною складовою аналогічно як і за реактивною складовою з врахуванням опору дуги визначається з виразу:

$$R_{с.з.Л1}^{III} = 0,8 \cdot (R_{Л1} + 0,8 \cdot (R_{Л2} + 0,85 \cdot R_{Л3})) + 0,5 \cdot R_{дуги} \quad (11.19)$$

Другою умовою вибору уставки спрацювання третьої сходинки за активною складовою опору є уникнення хибного спрацювання під час максимального навантаження лінії згідно з (11.16).

З двох умов (11.16) та (11.19) вибирається менше значення.

11.4. Цифрові захисти трансформаторів

11.4.1 Загальна характеристика цифрових захистів трансформатора

Сучасні цифрові захисти трансформаторів виконують у вигляді багатофункціональних комплексів. Тобто один пристрій може виконувати функції диференційного захисту, захисту від надструмів зовнішніх к.з., захисту від перевантажень, захисту від коротких замикань на землю, мати функції вимірювання, реєстрації параметрів аварійних режимів, деякі функції автоматики, керування тощо. До того ж основні характеристики цифрових захистів та автоматики мають суттєво кращі показники, ніж захисти, реалізовані з використанням електромеханічних чи напівпровідникових елементів.

Для прикладу розглянемо цифровий пристрій фірми ALSTOM R3IPM, призначений для захисту триобмоткового

трансформатора (автотрансформатора).

Схема під'єднання цього пристрою до вторинних кіл трансформаторів струму триобмоткового трансформатора наведена на рис. 4.1, де використано умовні та позиційні позначення, прийняті з згідно класифікацією ANSI з РЗА.

Пристрій має наступні функції:

- трифазний диференційний захист трансформатора;
- двоступеневий трифазний захист від перевантажень;
- трифазний максимальний струмовий захист від надструмів зовнішніх к.з.;
- захист від замикань на землю;
- резервування відмови вимикача;
- вимірювання фазних струмів з усіх сторін трансформатора;
- вимірювання та запам'ятовування координат режиму та параметрів спрацювання захистів під час аварій у мережі: струмів замикання на землю, максимальних значень струмів к.з., значень струмів у струмових колах диференційного захисту;
- діагностування резерву вимикачів – вимірювання та запам'ятовування рівня зношення полюсів вимикача ($\sum I^2 t$);
- реєстрування струмів к.з.;
- реєстрування логічних сигналів захистів, у тому числі реєстрування спрацювання окремих сходинок захисту;
- реєстрування логічних сигналів від зовнішніх пристроїв;
- керування зовнішніми пристроями;
- пересилання інформації на вищі рівні керування через комп'ютерну мережу.

Для зв'язку із зовнішніми пристроями захист має 7 входів (на рис. 11.8 “*exid1*” □ “*exid7*”), функції п'яти з яких призначають довільно. Це може бути керування даного пристрою іншими пристроями, блокування його роботи, перемикання груп уставок захистів тощо.

Пристрій має 11 вихідних реле (на рис. 11.8 *X1* □ *X12*), функції 11 із яких задають довільно. Це може бути дія на вихідні кола вимикання вимикачів, дія на кола сигналізації, дія

на інші вихідні пристрої тощо. Одне вихідне реле (*X12*) використовують для діагностування справності пристрою.

На лицьовій панелі пристрою розміщено 13 світлодіодів, функції 6 із них задають довільно, з допомогою решти контролюють параметри пристрою, наприклад наявність напруги живлення, увімкнений стан пристрою, несправність тощо.

Для керування пристроєм на лицьовій панелі розміщена клавіатура, а для контролю за параметрами спрацювання пристрою (уставками, константами тощо) на передній панелі розміщено дисплей на рідких кристалах.

Керування пристроєм, його налагодження можна здійснювати від персонального комп'ютера, який під'єднують до послідовного порту на лицьовій панелі пристрою або через інтерфейс локальної мережі.

Схема під'єднання та розрахунок параметрів спрацювання цифрового пристрою має ряд особливостей.

Вторинні обмотки трансформаторів струму з усіх сторін силового трансформатора з'єднують у зірку, незважаючи на схеми з'єднання обмоток силового трансформатора. Це дає можливість розвантажити ті трансформатори струму, які для організації традиційного диференційного захисту з'єднувались у трикутник. Корегування фазового зсуву, викликаного різними групами з'єднання обмоток трансформатора, а також убезпечення диференційного захисту від хибної роботи під час зовнішніх однофазних к.з. реалізують на цифровому рівні алгоритмічно. Для цього у вихідній інформації задають характер з'єднань обмоток силового трансформатора, групи з'єднань. У пристрої передбачена можливість задавати полярність трансформаторів струму. Вимірювання струмів від трансформаторів струму може здійснюватись без зміни знака або знак може інвертуватись. Тобто на цифровому рівні можна здійснювати зміну полярності трансформатора струму, не змінюючи фізично його під'єднання у вторинних колах трансформаторів струму.

Уставки спрацювання за струмом окремих захистів задають у відносних одиницях, зведених до номінальних

вторинних струмів трансформаторів струму – 5 А або 1 А.

Для роботи цифрового пристрою необхідно ввести ряд констант. Вони можуть вводиться із клавіатури, розміщеної на лицьовій панелі, або з комп'ютера через спеціальний інтерфейс (на рис. 11.8 “Інтерфейс ПК”). До цієї інформації належать:

- номінальна частота системи (50 Гц, 60 Гц);
- номінальні струми силового трансформатора для всіх сторін;
- номінальна потужність кожної сторони силового трансформатора;
- номінальні первинні та вторинні струми всіх трансформаторів струму як фазних, так і трансформатора струму нульової послідовності;
- базові струми для кожної сторони силового трансформатора, які визначають як відношення номінального струму силового трансформатора до номінального первинного струму трансформатора струму відповідної сторони.

Розрахунок параметрів спрацювання окремих захистів, виконаних на цифровому пристрої R3IPT, має ряд особливостей порівняно з розрахунком параметрів спрацювання захистів, реалізованих із використанням електромеханічної та напівпровідникової баз, які були розглянуті у попередніх розділах. Розглянемо розрахунок параметрів спрацювання основних захистів, виконаних із використанням пристрою R3IPT для триобмоткового трансформатора, який живиться від високої напруги. У формулах розрахунку використовуються деякі умовні позначення, які прийняті за кордоном.

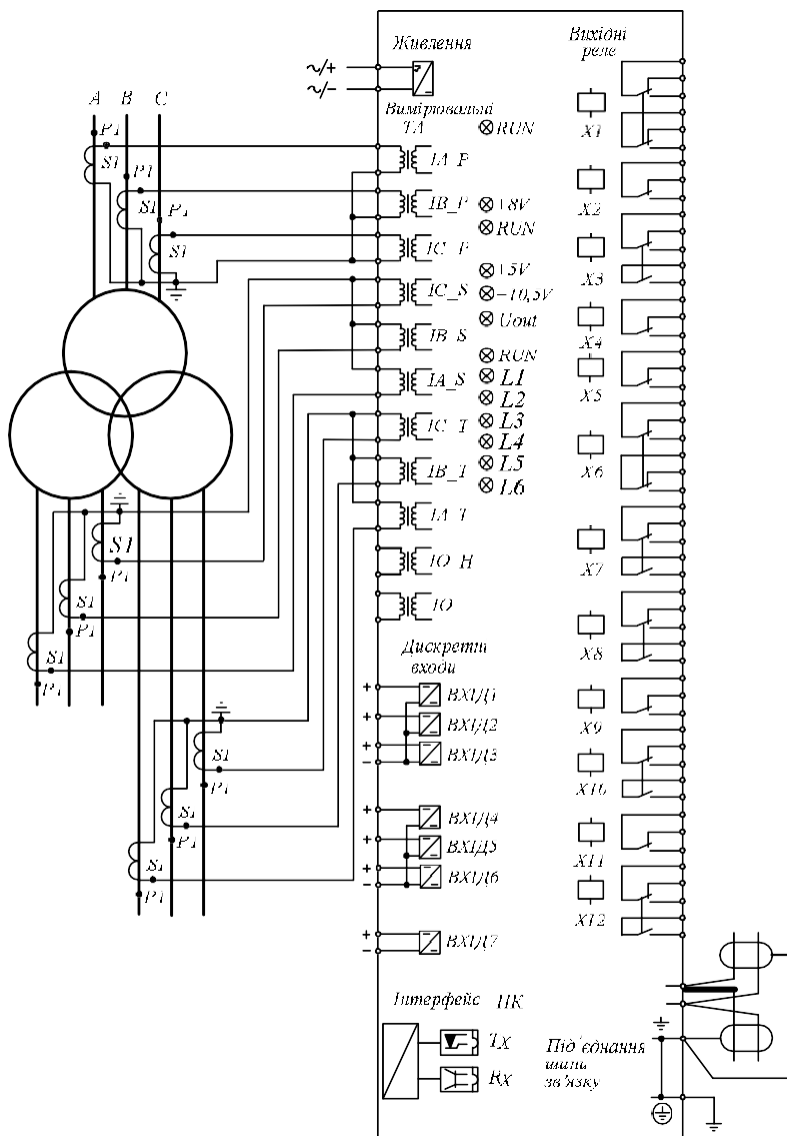


Рис. 11.8. Схема під'єднання цифрового пристрою R3IPT. Цифровий диференційний захист трансформатора

11.4.2. Диференційний захист трансформатора

Для визначення диференційного захисту розраховують його характеристику гальмування (рис. 11.9). Ця характеристика подібна до характеристики гальмування реле серії ДЗТ-20.

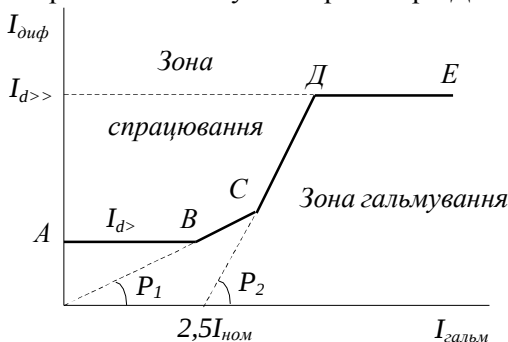


Рис. 11.9. Характеристика гальмування реле R3IPT

Характеристику будують в осях $I_{\text{диф}}, I_{\text{гальм}}$, де $I_{\text{диф}}$ — диференційний струм; $I_{\text{гальм}}$ — струм гальмування, що дорівнює найбільшому струмові з усіх вторинних струмів трансформаторів струму.

Характеристика складається з 4-х ділянок.

1-ша ділянка AB . Її ще називають першою сходинкою захисту. Згідно з рекомендаціями фірми ALSTOM, струм спрацювання першої сходинки доцільно приймати

$$I_{d>} = 0,2 \cdot I_{\text{ном}}; \quad (11.20)$$

2-га ділянка BC . Для цієї ділянки необхідно задати нахил характеристики, тобто коефіцієнт гальмування P_1 . Його розраховують у відсотках за виразом

$$P_1 = k_{\text{вiд}} \cdot (\square^I + \Delta U_p), \quad (11.21)$$

де $k_{\text{вiд}}=1,2$ — коефіцієнт відмежування; $\square^I$ — похибка трансформатора струму, яка для малих струмів дорівнює 5 %; ΔU_p — діапазон регулювання коефіцієнта трансформації

трансформатора, в %.

Передбачена можливість змінювати коефіцієнт гальмування P_1 у межах $20 \div 50$ %.

3-тя ділянка CD . Для цієї ділянки, як і для ділянки BC , необхідно розрахувати коефіцієнт нахилу

$$P_2 = k_{\text{від}} \cdot (k_{\text{ан}} \cdot \square^{\text{II}} + \Delta U_p), \quad (11.22)$$

де $k_{\text{від}} = 1,2$ – коефіцієнт відмежування; $k_{\text{ан}}$ – коефіцієнт, який враховує похибку від аперіодичної складової, $k_{\text{ан}} = 1,5$; $\square^{\text{II}}$ – похибка трансформаторів струму, для великих струмів ця похибка складає $\square^{\text{II}} = 10\%$; ΔU_p – діапазон регулювання коефіцієнта трансформації, в %.

Величина P_2 може змінюватись у межах $40\% \div 100\%$.

Ділянка DE відповідає струмові диференційної відсідки $I_{d>>}$. Струм спрацювання диференційної відсідки вибирають із наступних умов:

- з умови неспрацювання під час зовнішнього к.з. (відмежування від струму небалансу, який виникає під час зовнішнього к.з.)

$$I_{d>>} = k_{\text{від}} \cdot (k_{\text{ан}} \cdot \square^{\text{II}} / 100 + \Delta U_p / 100) \cdot I_{\text{к.з.зовн.макс}}^{(3)}, \quad (11.23)$$

де $k_{\text{від}} = 1,2$ – коефіцієнт відмежування; $k_{\text{ан}} = 3$ – коефіцієнт, що враховує похибку від аперіодичної складової; $\square^{\text{II}} = 10\%$ – похибка трансформаторів струму для великих струмів; ΔU_p – діапазон регулювання коефіцієнта трансформації, в %; $I_{\text{к.з.зовн.макс}}^{(3)}$ – струм, який протікає через сторону високої напруги трансформатора під час к.з. на стороні низької або середньої напруги в режимі найбільших струмів к.з. (вибирають більше значення);

- з умови відмежування від відкидка струму намагнічення під час увімкнення ненавантаженого трансформатора на номінальну напругу

$$I_{d>>} = 6 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (11.24)$$

де $I_{Тном}$ – номінальний струм сторони високої напруги трансформатора.

З двох струмів, отриманих за (11.23) і (11.24), вибирають більше значення.

Розрахований струм спрацювання струмової відсічки необхідно перерахувати у відносні одиниці. Для цього $I_{d>>}$ необхідно поділити на номінальний первинний струм трансформатора струму, встановленого на стороні живлення силового трансформатора

$$I_{d>>*} = I_{d>>} / I_{ТАВНном}, \quad (11.25)$$

де $I_{ТАВНном}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму, встановленого на стороні високої напруги силового трансформатора.

Передбачена можливість регулювати $I_{d>>*}$ в межах $1 \div 30$.

Крім розрахунку характеристики гальмування диференційного захисту, необхідно вибрати уставку блокування роботи захисту струмом другої гармоніки. Це необхідно для блокування роботи захисту під час увімкнення ненавантаженого трансформатора на номінальну напругу. Саме в цьому режимі в кривій фазного струму рівень другої гармоніки найвищий. Ця уставка може задаватись в межах $10 \div 50\%$. Оскільки відсутня методика розрахунку цієї уставки, рекомендують виставляти заводську уставку 12% .

У пристрої також передбачена можливість блокування роботи захисту від струму 5-ї гармоніки. Оскільки на трансформаторах енергосистем України це блокування не потрібне, розрахунок його не проводять і в захисті цю функцію не використовують.

Перевірка чутливості захисту

Як правило, диференційний захист забезпечує необхідну чутливість і перевіряти її немає потреби. Проте, за необхідності, чутливість диференційного захисту перевіряють наступним чином.

Для першого ступеня коефіцієнт чутливості визначають за

виразом

$$k_q = \frac{I_{\text{к.з.мін}}^{(2)} / k_{TA}}{I_{d>}} \geq 2, \quad (11.26)$$

де $I_{\text{к.з.мін}}^{(2)}$ – струм к.з., який протікає через обмотку живлення трансформатора під час двофазного к.з. на стороні середньої або низької напруги (вибирають менше значення) в режимі мінімальних струмів к.з.; $I_{d>}$ – уставка спрацювання першої сходинки диференційного захисту, визначена за (11.20); k_{TA} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму, встановленого на стороні живлення трансформатора. Коефіцієнт чутливості як для основного захисту повинен задовільняти умову $k_q \geq 2$.

Для диференційної відсічки чутливість перевіряють за виразом

$$k_q = \frac{I_{\text{к.з.мін}}^{(2)} / k_{TA}}{I_{d>>}} \geq 2, \quad (11.27)$$

де $I_{\text{к.з.мін}}^{(2)}$ – струм двофазного к.з. на стороні високої напруги трансформатора в режимі мінімальних струмів к.з.; $I_{d>>}$ – струм спрацювання диференційної відсічки, обчислений за (11.24); k_{TA} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму, встановленого на стороні високої напруги силового трансформатора.

11.4.3. Максимальний струмовий захист від надструмів зовнішніх к.з.

У пристрої передбачена можливість встановити три сходинки максимального струмового захисту на всіх трьох сторонах трансформатора. Перша сходинка може мати як залежну, так і незалежну характеристику витримки часу. Для трансформаторів, які експлуатують в енергосистемах України, достатньо використовувати лише першу сходинку із незалежною витримкою часу.

Вибір струму спрацювання здійснюють як для

максимальних струмових захистів трансформаторів, розглянутих у розділі “Захист трансформаторів та автотрансформаторів від надструмів зовнішніх к.з.”, тобто струм спрацювання захисту вибирають з наступних умов:

- відмежування від максимального струму навантаження після вимикання зовнішнього к.з. з урахуванням самозапуску двигунів;

- узгодження із захистами суміжних елементів.

Під час розрахунку уставок спрацювання необхідно враховувати, що коефіцієнти повернення цифрових захистів є суттєво вищі, ніж для захистів, виконаних із використанням електромеханічних реле. Для захисту РЗІРТ $k_{нов} = 0,95$.

Узгодження максимального струмового захисту із захистами суміжних елементів за часом здійснюють за східчастим принципом. Час спрацювання МСЗ трансформатора вибирають на сходінку селективності більшим від часу спрацювання МСЗ попередніх суміжних елементів. Сходінка селективності Δt для цифрових захистів менша, ніж для захистів, виконаних із використанням електромеханічних реле. Сходінка селективності визначається за виразом

$$\Delta t = t_{вимк.в} + t_{нох.1} + t_{нох.2} + t_{нов.} + t_{зан}, \quad (11.28)$$

де $t_{вимк.в}$ – час вимикання вимикача для сучасних вимикачів, наприклад елегазових чи вакуумних цей час можна приймати $0,05$ с; $t_{нох.1}$, $t_{нох.2}$ – похибки за часом даного захисту та захисту попереднього елемента, з яким проводиться узгодження. Для процесорних захистів часова похибка реле складає 5%. Якщо уставка за часом складає до 2 с, то абсолютна похибка $0,1$ с, якщо уставка за часом не перевищує 1 с, то абсолютна похибка $0,05$ с; $t_{зан}$ – час запасу, приймають $0,1$ с.

Таким чином, сходінка селективності за часом для цифрових захистів можна приймати:

- $\Delta t = 0,3$ – с для уставок захистів за часом до 2 с;
- $\Delta t = 0,4$ – с для уставок захистів за часом 2 с та більше.

У пристроях, як наприклад R31RT, уставки задають у відносних одиницях. Тому уставки спрацювання, розраховані за первинним струмом для кожної сторони силового трансформатора, необхідно звести до відносних величин. Для цього значення, розраховані для первинного струму трансформатора, необхідно розділити на первинний струм трансформатора струму тієї сторони, де цей захист встановлюють. Діапазон уставок у цифровому пристрої R31PT складає $0,1 \square 5,0$ відносних одиниць.

За часом кожна сходінка має дві витримки часу: для дії на сигнал та для дії на вимикання. Діапазон уставок на вимикання складає $0,02 \square 600$ с, діапазон уставок на сигнал – $0,0 \square 9,99$ с.

Чутливість цифрового максимального струмового захисту від надструмів зовнішнього к.з. визначають згідно з (11.26), (11.27).

У разі, коли МСЗ від надструмів зовнішніх к.з. не задовольняє вимоги чутливості, застосовують МСЗ із блокуванням за напругою. У пристрої R31PT не передбачені реле напруги. Тому потрібно додатково встановлювати реле напруги, бажано теж цифрове, і на один із дискретних входів пристрою R31PT, наприклад, “*exit 1*” на рис. 12.8, подати дискретний сигнал “*спрацювання*” від зовнішнього цифрового реле напруги. Оскільки всі входи та виходи цифрового пристрою програмують, не викликає труднощів реалізувати алгоритмічно максимальний струмовий захист трансформатора від надструмів зовнішніх к.з. із блокуванням за напругою.

У деяких випадках живлення триобмоткового трансформатора зі сторони високої напруги може здійснюватись від одного з двох джерел живлення: від потужного джерела або менш потужного. Під час живлення від менш потужного джерела чутливість МСЗ може бути недостатньою. Тому в пристрої задають дві групи уставок: з однією захищається трансформатор для випадку його живлення від потужного джерела, із другою – в разі живлення трансформатора від менш потужного джерела. Ці дві групи уставок обчислюють із урахуванням особливостей режимів, вводять у пристрій і

перемикають після зміни режиму живлення трансформатора *через дискретний вхід пристрою*. Таке перемикання можна здійснювати автоматично.

11.4.4. Захист трансформатора від перевантажень

У пристрої R3IPT передбачена можливість організовувати захист від перевантажень із залежною від кратності перевантаження витримкою часу. Але в Україні захисти з такими характеристиками поки що не використовують. Для захисту від перевантажень застосовують одну сходинку із трьох, які передбачені на кожній стороні трансформатора.

Струм спрацювання захисту від перевантажень розраховують як для захистів, виконаних не на цифровому принципі. Тільки значення коефіцієнта повернення необхідно приймати $k_{пов} = 0,95$. Після цього цей струм перераховують у відношенні значення шляхом ділення первинного струму спрацювання, розрахованого для відповідної сторони силового трансформатора, на номінальний первинний струм трансформатора струму цієї сторони.

Захист від перевантажень рекомендують встановлювати з усіх сторін трансформатора незалежно від особливостей режимів роботи та живлення трансформатора, оскільки це не вимагає встановлення додаткової апаратури.

11.4.5. Функція резервування відмови вимикача

Після спрацювання захистів R3IPT формуються сигнали на вимикання вимикача середньої напруги (робота МСЗ середньої напруги трансформатора), вимикача низької напруги (робота відповідного МСЗ), вимикання всіх вимикачів – наприклад робота диференційного захисту трансформатора. Деколи можлива відмова вимикача, на вимикання якого діє пристрій. Якщо відмовляють вимикачі сторони середньої чи низької напруги, то пристрій R3IPT із витримкою часу формує сигнал на вимикання вимикача зі сторони високої напруги трансформатора.

Витримку часу пристрою резервування відмови вимикача

(ПРВВ) визначають за виразом

$$t_{ПРВВ} = t_{вим.в} + t_{пов} + t_{зан}, \quad (11.29)$$

де $t_{вим.в}$ – час вимикання вимикача, для сучасних вимикачів, наприклад, елегазових, цей час можна приймати 0,05 с;
 $t_{пов} = 0,05$ с. – час повернення пристрою у вихідний стан;
 $t_{зан} = 0,05 \div 0,1$ – запас, зумовлений можливим збільшенням часу вимкнення вимикача. Враховуючи числові значення величин, які входять у вираз (11.29), час роботи ПРВВ знаходиться у межах $0,15 \div 0,2$ с.

Список рекомендованої літератури

1. Беркович М.А., Молчанов В.В., Семенов В.А. Основы техники релейной защиты. М.: Энергоатомиздат, 1984.
2. Справочник по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций / А.А. Антюшин, А.Е. Гомберг, В.П. Караваев и др.; Под ред. Э.С. Мусаэляна. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Чернобровов Н.В. Релейная защита / М.: Энергия, 1974.
5. Яндульський О.С., Дмитренко О.О., Касьянов Г.П. Релейний захист електричних систем. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту і автоматики електроенергетичних систем: навч. посіб. 72 с., 2007 р.
6. Кідиба В.П., Шелепетень Т.М. Захист трансформаторів та автотрансформаторів: навч. посіб. НУ «ЛП», 2004. 180 с.
7. Кідиба В.П., Шелепетень Т.М. Захист ліній електропередавання: навч. посіб. НУ «ЛП», 2004. 184 с.
8. Буличев, А.В. Релейний захист електроенергетичних систем: Навч. посібник / А.В. Буличев, В.К. Ванін, А.А. Наволочний, М.Г. Попов. - СПб.: Вироб-во Політехн. ун-та, 2008. - 211 с.
9. Гловацкий В.Г., Пономарев И.В., Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей: Учебник для вузов. Энергомашвин, 2003. – 534 с.
10. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / М.: Высш. шк., 2006. – 639 с.

Зміст

Вступ.....	3
9 Системи автоматизації енергосистем	5
9.1 Автоматичне повторне ввімкнення.....	5
9.2 Автоматичне ввімкнення резерву	12
9.3. ПРВВ.....	17
9.4. Автоматичне частотне розвантаження	19
10. Застосування релейного захисту та автоматизації енергосистем.....	21
10.1. Захист трансформаторів.....	21
10.2 Захист шин	58
10.3. Захист двигунів.....	65
10.4. Захист синхронних компенсаторів.....	72
10.5. Захист генераторів.....	74
11. Цифрові пристрої захисту та автоматики.....	101
11.1. Загальна характеристика цифрових пристроїв захисту та автоматики	101
11.2. Структурна схема цифрового пристрою РЗА	104
11.3. Вибір параметрів спрацювання дистанційних захистів фірми SIEMENS.....	112
11.4. Цифрові захисти трансформаторів.....	118
Список рекомендованої літератури	131

Навчально-методичне видання
ОСНОВИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ
ТА АВТОМАТИЗАЦІЇ ЕНЕРГОСИСТЕМ
Навчальний посібник
Частина 2

Укладачі: *Козярський Дмитро Петрович, Майструк Едуард*
Васильович, Козярський Іван Петрович

Відповідальний за випуск *Мар'янчук П.Д*
Літературний редактор *Макарова О.П.*
Комп'ютерний набір і технічна редакція
Козярський Д.П.