

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ



РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
(частина 2)

СУМИ – 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
(частина 2)

для здобувачів 4 та 2 с.т. курсів освітньої програми
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної та заочної форм здобуття освіти
ступеня вищої освіти «Бакалавр»

СУМИ 2025

УДК 621.316
Р37

Укладачі: **Кравченко В.О.**, к.ф.-м.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Юрченко О.Ю., ст. викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем
Сіренко Ю.В., PhD, доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Тимошенко Г.А., завідувач лабораторіями кафедри енергетики та електротехнічних систем

Р37 Науково-методичне забезпечення навчального процесу: Релейний захист. Конспект лекцій (частина 2) / укл.: Кравченко В.О., Юрченко О.Ю., Сіренко Ю.В., Тимошенко Г.А.- Суми, 2025. - 145 с.

Конспект лекцій складається з 6 тем, починаючи з першої «Захист трансформаторів» до заключної «Захист мережі від замикань на землю в мережах». В кінці кожній теми наведені питання для самоконтролю та література.

Рецензенти:

Чепіжний А.В. – к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ;

Шуляк М.Л. – д.т.н., професор, зав. кафедри агроінжинірингу СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А.В. к.т.н., доцент, зав. кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету СНАУ.
Протокол № 4 від „28” січня 2025 року.

ЗМІСТ

Вступ	6
Навчально-тематичний план	8
1. Тема 1. Захист трансформаторів.	9
2. Тема 2. Захист генераторів.	63
3. Тема 3. Захист двигунів.	92
4. Тема 4. Автоматика мереж.	118
5. Тема 5. Автоматичне вмикання резервного живлення.	128
6. Тема 6. Захист мережі від замикань на землю в мережах	134
Список використаних джерел.	143

ВСТУП

Метою освітнього компонента «Релейний захист» *являється* надання майбутнім фахівцям з електроенергетики, електротехніки та електромеханіки системи професійних знань і умінь з питань осиних вимог до систем релейного захисту та автоматики; класифікації, будови, конструкції різних типів реле та засобів автоматики; аварійних режимів роботи систем електропостачання та їх елементів; основних методів розрахунку параметрів і режимів систем електропостачання, різних видів релейного захисту та автоматики систем електропостачання об'єктів АПК; формування у майбутніх фахівців навичок обґрунтування, вибору, розрахунку параметрів елементів систем релейного захисту та автоматики та аналізу режимів роботи систем електропостачання.

Основними завданнями вивчення освітнього компоненту «Релейний захист» є набуті знання, які дозволять майбутнім інженерам самостійно й творчо вирішувати задачі проєктування, функціонування та експлуатації систем релейного захисту та автоматизації енергосистем у будь-яких галузях промисловості, комунального та сільського господарства, промислових районів, населених пунктів, оволодіти теоретичною базою та практичними вміннями для побудови систем релейного захисту об'єктів електроенергетики.

В процесі вивчення освітнього компоненту здобувачі освітньої програми «Електроенергетика, електромеханіка та електромеханіка» набудуть наступні програмні результати навчання:

- знати і розуміти принципи роботи електричних систем та мереж, силового обладнання електричних станцій та підстанцій, пристроїв захисного заземлення та грозозахисту та уміти використовувати їх для вирішення практичних проблем у професійній діяльності;

- знати і розуміти теоретичні основи метрології та електричних вимірювань, принципи роботи пристроїв автоматичного керування, релейного захисту та автоматики, мати навички здійснення відповідних

вимірювань і використання зазначених пристроїв для вирішення професійних завдань;

- розв'язувати складні спеціалізовані задачі з проектування і технічного обслуговування електромеханічних систем, електроустаткування електричних станцій, підстанцій, систем та мереж.

НАВЧАЛЬНО-ТЕМАТИЧНИЙ ПЛАН

Тема 1. Захист трансформаторів.

1. Основні види пошкоджень та особливі режими роботи трансформаторів і автотрансформаторів .
2. Струмові захисти трансформаторів
3. Диференційний захист трансформаторів та автотрансформаторів
4. Газовий захист трансформатора .
5. Захист трансформаторів та автотрансформаторів від надструмів зовнішніх к.з.
6. Захист трансформаторів від перевантажень

Тема 2. Захист генераторів.

1. Види пошкоджень та особливі режими генераторів.
2. Диференційний захист генератора.
3. Захист від замикань на землю в обмотці статора генератора.
4. Захист генератора від несиметричних режимів.
5. Захист обмотки статора генератора від симетричних перевантажень .
6. Захист обмотки ротора генератора від перевантаження струмом збудження

Тема 3. Захист двигунів.

1. Пошкодження та особливі режими двигунів.
2. Захист двигунів напругою до 1000 В .
3. Захист двигунів напругою вище ніж 1000 В.
4. Захист двигунів від перевантаження .
5. Захист мінімальної напруги

Тема 4. Автоматика мереж.

1. Загальні відомості.
2. Автоматичні пристрої нормального та аварійного режиму.
3. Автоматичне повторне ввімкнення
4. Автоматичне частотне розвантаження
5. Автоматичне керування технічними засобами секціонування та резервування.

Тема 5. Автоматичне вмикання резервного живлення.

1. Загальні відомості.
2. Основна класифікація АВР.
3. Вимоги до виконання АВР.

Тема 6. Захист мережі від замикань на землю в мережах

1. Захист мереж від замикань на землю в мережах з ізольованою нейтраллю.
2. Розподіл струмів при замиканні на землю.
3. Вимоги до захистів від замикань на землю.

Тема 1. ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ

План

- 1.1. Основні види пошкоджень та особливі режими роботи трансформаторів і автотрансформаторів.**
- 1.2. Захист трансформаторів запобіжниками**
- 1.3. Струмові захисти трансформаторів від міжфазних к.з.**
- 1.4. Струмовий захист нульової послідовності від однофазних к.з. на землю на стороні низької напруги трансформатора**
- 1.5. Диференційний захист трансформаторів та автотрансформаторів.**
- 1.6. Газовий захист трансформатора.**

1.1. Основні види пошкоджень та особливі режими роботи трансформаторів і автотрансформаторів

Основними видами пошкоджень трансформаторів і автотрансформаторів є:

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

За міжфазних к.з. в обмотках та на виводах, а також за однофазних і двофазних к.з. на землю в мережах з ефективно заземленою нейтраллю істотно зростає рівень струмів в обмотках трансформатора, що зумовлює їх перегрівання і, як наслідок, – виткові замикання, розклад оливи (для оливних трансформаторів) та пожежу трансформатора. Ці пошкодження є дуже небезпечними для трансформа- тора. Тому захисти від таких пошкоджень

повинні діяти без витримки часу на вимикання трансформатора від мережі та увімкнення системи пожежогасіння. У такому разі трансформатор вимикають зі всіх сторін, щоб запобігти живленню місця к.з. не тільки від джерела живлення, а й від увімкнутих двигунів навантаження.

За виткових замикань обмотки трансформатора в короткозамкнених витках виникають струми, що багатократно перевищують його номінальний струм, хоча за такого режиму фазні струми трансформатора можуть бути меншими від номінального. Тому захист від таких пошкоджень, як і в попередньому випадку, також повинен діяти без витримки часу на вимикання трансформатора від мережі.

За однофазних замикань на землю в мережах з ізольованою нейтраллю рівень струмів є порівняно незначним і безпосередньо не загрожує роботі трансформатора. Але за такого режиму зростає напруга непошкоджених фаз відносно землі, яка, в разі металічного замикання на землю, збільшується в разів. За дугових замикань і ферорезонансних явищ, як показує досвід експлуатації, напруга непошкоджених фаз відносно землі може сягати чотирикратного рівня. Спеціальний захист від таких пошкоджень на трансформаторах не встановлюють, але на лініях, що живлять трансформатори мереж з ізольованою нейтраллю, встановлюють захист від однофазних замикань на землю.

"Пожежа" сталі трансформатора виникає за пошкодження ізоляції між пластинами магнітопроводу. Тоді виникають замикання між пластинами і в них зростають вихрові струми (струми Фуко). Виникає місцеве перегрівання, що супроводжується розкладом трансформаторної оливи, виділенням газу. Захист від таких пошкоджень повинен діяти на сигнал. За значних пошкоджень ізоляції між пластинами, що супроводжуються бурхливим газовиділенням розкладеної оливи, захист повинен без витримки часу вимикати трансформатор від мережі.

До особливих режимів роботи трансформатора зараховують режими надструмів в обмотках трансформатора (надструми менші від струмів

міжфазних к.з., але більші від номінальних струмів). Причинами виникнення надструмів можуть бути:

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

За зовнішніх к.з. (к.з. на шинах, к.з. на приєднаннях, що живляться від трансформатора) значно зростають струми в обмотках трансформатора, що призводить до їх перегрівання, передчасного старіння ізоляції, та, як наслідок, до її пробою. Тому на трансформаторах передбачають спеціальний захист від надструмів зовнішніх к.з., що діє на вимикання пошкодження з витримкою часу. У трьохобмоткових трансформаторах захист діє на вимкнення вимикача тієї обмотки, від якої безпосередньо живиться пошкоджений об'єкт.

Хитання можуть виникати між частинами системи, об'єднаними через трансформаторний зв'язок. У такому разі перетоки зрівнювальних струмів протікають через трансформатор і нагрівають його. Зрівнювальні струми можуть бути дуже великими (навіть більшими від струмів к.з.), тому такий режим є небезпечним для трансформатора.

За перевантажень рівень струмів є істотно меншим, ніж за зовнішніх к.з. Перевантаження можуть виникати, наприклад, за підєднання до трансформатора додаткового навантаження пристроями АВР після вимикання паралельно працюючого трансформатора тощо.

Роботу, за незначних перевантажень, оливних трансформаторів допускають упродовж часу, що залежить від кратності перевантаження (табл. 1.1).

Допустимі перевантаження трансформаторів

Кратність перевантаження $I_T/I_{T.ном}$	1,3	1,6	1,75	2	3
Допустимий час перевантаження, хв	120	45	20	10	1,5

Як видно з таблиці, незначні перевантаження трансформатора може ліквідувати обслуговуючий персонал підстанції. Для цього є достатньо часу. На підстанціях, де черговий персонал відсутній, довготривалі перевантаження повинні ліквідувати спеціальні пристрої автоматики, що з витримкою часу вимикають менш відповідальних споживачів.

Отже, захист від перевантажень повинен діяти на сигнал (коли є можливість розвантажити трансформатор вручну або автоматично). В інших випадках захист від перевантажень повинен діяти з витримкою часу на вимикання трансформатора від мережі.

Трансформатори великої потужності, що експлуатуються в електроенергетичних системах, мають великі розміри та масу. Ефективне використання матеріалів (трансформаторна сталь, обмоткові проводи) призвело до оптимального підвищення робочої номінальної індукції в сталі трансформатора – до $\sim 1,65$ Тл. Подальше підвищення індукції в магнітопроводі трансформатора спричиняє значне збільшення струму намагнічення в обмотках та втрат у сталі. Тому підвищення напруги живлення трансформатора без збільшення кількості витків обмотки призводить до перезбудження трансформатора та його перегрівання. Захистити трансформатор від перезбудження складно, але застосування автоматики регулювання напруги (пристроєм РПН) забезпечує відповідний підбір витків обмотки живлення трансформатора і не допускає його перезбудження.

1.2. Захист трансформаторів запобіжниками

Запобіжниками здійснюють захист трансформаторів 10/0,4 кВ та 6/0,4 кВ потужністю до 630 кВ.А включно. Це, зазвичай, трансформатори міських та сільських розподільних мереж, цехових підстанцій на підприємствах. Запобіжники встановлюють на напругах 10(6) кВ та 0,4 кВ (рис. 8.1, а). Можливе також встановлення запобіжників лише на напрузі 10(6) кВ трансформатора, а на напрузі 0,4 кВ встановлюють автоматичні вимикачі (рис. 1.1, б).

На закритих трансформаторних підстанціях на стороні високої напруги, крім запобіжників, встановлюють вимикачі навантаження – роз'єднувачі з примітивними дугогасними пристроями та автоматичним приводом, що вимикає три фази після згоряння запобіжника хоча б в одній з фаз. Це запобігає недопустимому режиму роботи мережі 0,4 кВ – за втрати трансформатором фази живлення високої напруги.

Номінальні струми плавких вставок запобіжників для захисту силових трансформаторів вибирають з умов відведення від нормальних режимів роботи, допустимих перевантажень та від надструму увімкнення ненавантаженого трансформатора до джерела номінальної напруги.

На основі досвіду експлуатації, рекомендують вибирати такі значення номінальних струмів плавких вставок запобіжників, (для схеми захисту рис. 1.1, а):

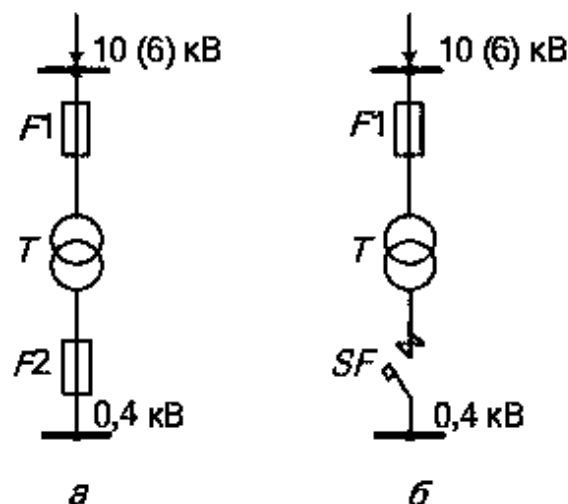


Рисунок 1.1. - Захист трансформатора запобіжниками

– на стороні високої напруги

$$I_{\text{вст.ном}} \geq 2 \cdot I_{\text{ном.Т.ВН}};$$

– на стороні низької напруги

$$I_{\text{вст.ном}} = I_{\text{ном.Т.НН}};$$

(1.1-1.2)

де $I_{\text{ном.Т.ВН}}$, $I_{\text{ном.Т.НН}}$ – номінальні струми обмоток трансформатора, відповідно, високої та низької напруг.

За умови запобіжники низької напруги захищають трансформатор від перевантажень та від к.з. за трансформатором; за умови запобіжники високої напруги захищають трансформатор від к.з. на його виводах високої напруги та, частково, від внутрішніх пошкоджень.

1.3. Струмові захисти трансформаторів від міжфазних к.з.

Для захисту трансформаторів невеликої та середньої потужності (до 6,3 МВ.А) від міжфазних к.з. у його обмотках, на виводах та на приєднаннях до шин низької напруги застосовують струмову відсічку без витримки часу та максимальний струмовий захист. Вимірні органи захистів під'єднують до трансформаторів струму, встановлених на стороні високої напруги трансформатора. Захисти вимикають трансформатор, як зі сторони високої, так і з низької напруг.

Струмова відсічка без витримки часу. Струмовою відсічкою без витримки часу називають струмовий захист, що реагує на пошкодження в трансформаторі й селективність якого забезпечують вибором струму спрацювання.

Для трансформаторів напругою до 35 кВ включно застосовують типову схему струмової відсічки у двофазному виконанні. Вимірні органи КА1, КА2 відсічки під'єднують до трансформаторів струму ТА1, ТА2 (рис. 1.2), встановлених на стороні напруги 6–35 кВ силового трансформатора.

Селективну роботу струмової відсічки (неспрацювання під час к.з. на приєднаннях до шин низької напруги), забезпечують відведенням від

найбільшого струму к.з. на шинах низької напруги трансформатора (точка К1 на рис. 1.2)

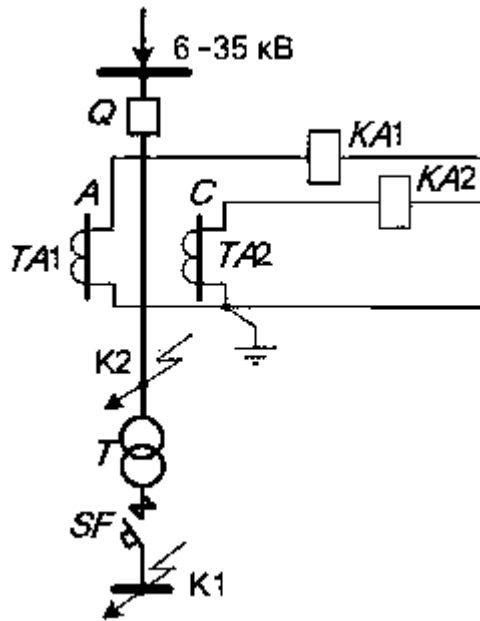


Рисунок. 1.2. - Схема під'єднання вимірних органів струмової відсічки трансформатора напругою до 35 кВ

$$I_{\text{с.з}}^1 = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{к.з.макс.КЗ}}^{(3)} \quad (1.3)$$

де, залежно від типу вимірних органів КА1, КА2 (рис. 1.2), коефіцієнт відведення: $k_{\text{від}} = 1,3 \dots 1,4$ – для реле РТ-40; $k_{\text{від}} = 1,6$ – для реле РТ-80 та реле прямої дії РТМ.

Вибором струму спрацювання (1.3) також забезпечують відведення захисту від кидків струму намагнічення за увімкнення на номінальну напругу ненавантаженого трансформатора зі сторони високої напруги.

Струм спрацювання вимірною органа струмової відсічки визначають як:

$$I_{c.p}^I = k_{cx}^{(3)} \cdot \frac{I_{c.3}^I}{k_{TA}}, \quad (1.4)$$

Коефіцієнт чутливості струмової відсічки перевіряють за мінімального струму двофазного к.з. на виводах високої напруги трансформатора (точка К2 на рис. 1.2)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.р}}^1} \geq 2, \quad (1.5)$$

$$I_{\text{р.мін}}^{(2)} = \frac{I_{\text{к.з.мін.К2}}^{(2)}}{k_{\text{ТА}}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{\text{к.з.мін.К2}}^{(3)}}{k_{\text{ТА}}}, \quad (1.6)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мін.К2}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}^1} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{\text{к.з.мін.К2}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}^1} \geq 2. \quad (1.7)$$

Вираз (1.7) справедливий лише тоді, коли за розрахункового струму к.з. повна похибка трансформаторів струму ТА1, ТА2 менша за допустиму. Для більшості трансформаторів струму, до яких під'єднують кола струму релейного захисту, допустима повна похибка становить 10%. Якщо ж похибка є більшою від 10%, розрахунок коефіцієнта чутливості здійснюють за (1.5), (1.6).

Режим роботи трансформаторів струму з похибкою, більшою за 10%, може виникати, наприклад, в разі застосування реле прямої дії РТВ чи РТМ, як вимірних органів захисту.

Отже, струмова відсічка захищає вводи зі сторони високої напруги та частину первинної обмотки силового трансформатора. Захист не реагує на пошкодження на стороні низької напруги трансформатора та в частині його обмотки. Тому, крім струмової відсічки, для захисту трансформатора від міжфазних к.з. встановлюють максимальний струмовий захист.

Максимальний струмовий захист трансформатора. Максимальним струмовим захистом називають струмовий захист з відносною селективністю, яку забезпечують вибором часу спрацювання. Максимальний струмовий захист (МСЗ) захищає від міжфазних к.з. частини

обмотки трансформатора та його виводи на стороні низької напруги. Власне цю зону не захищає струмова відсічка. Крім того, МСЗ реагує на к.з., що виникають на стороні високої напруги трансформатора, тобто резервує дію струмової відсічки без витримки часу (ближнє резервування), а також – на пошкодження в приєднаннях до шин низької напруги – резервує дію захистів суміжних елементів (дальнє резервування). Типова схема під'єднання вимірних органів МСЗ для трансформаторів напругою до 35 кВ наведена на рис. 1.3. Вимірними органами захисту є реле струму КА1, КА2, КА3. Для підвищення чутливості захисту в зворотний провід схеми додатково увімкнено реле КА3.

Через обмоту реле КА3 протікає сума вторинних струмів фаз А та С, що дорівнює струмові фази В, де відсутній ТС, з протилежним знаком. Це справедливо для мереж з ізолюваною нейтраллю. Отже, МСЗ матиме однакову чутливість до всіх видів міжфазних к.з. в трансформаторі.

Розрахунок параметрів спрацювання МСЗ зводиться до визначення струму спрацювання (первинного та вторинного), часу спрацювання та перевірки чутливості захисту.

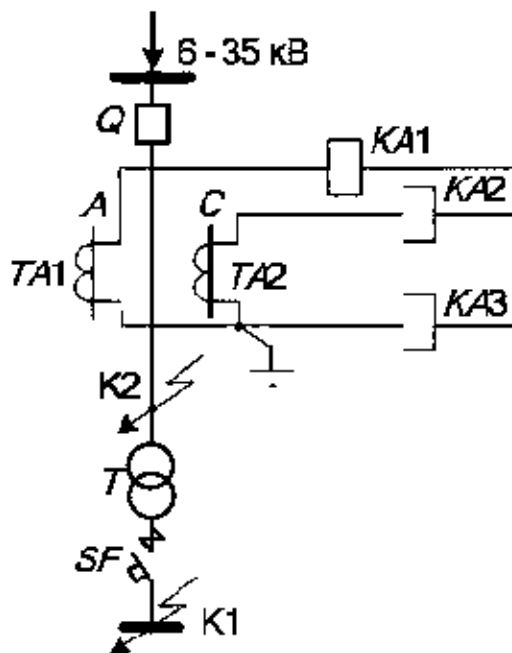


Рисунок. 1.3. - Схема під'єднання вимірних органів струму максимального струмового захисту трансформатора напругою до 35 кВ

Струм спрацювання МСЗ вибирають з умови відведення від режимів після аварійних перевантажень.

Для відведення від режимів після аварійних перевантажень струм спрацювання МСЗ вибирають більшим від струму самозапуску двигунів, які живляться від трансформатора

$$I_{сз}^{III} = \frac{k_{від} \cdot k_{с, зап} \cdot I_{роб, макс}}{k_{пов}}, \quad (1.8)$$

де $I_{роб, макс}$ – робочий струм трансформатора зарежиму найбільших навантажень. Його приймають на 5% більшим від номінального струму трансформатора, оскільки з таким навантаженням трансформатор з оливним охолодженням може працювати тривалий час. Для деяких трансформаторів з компаундною ізоляцією взагалі не допускається перевантаження. Для таких трансформаторів $I_{роб, макс} = I_{Т. ном}$.

Чутливість максимального струмового захисту перевіряють за режиму мінімального струму двофазного к.з. (точка К1 на рис. 1.3) на стороні низької напруги трансформатора.

1.4. Струмовий захист нульової послідовності від однофазних к.з. на землю на стороні низької напруги трансформатора

На понижувальних трансформаторах напругою 10/0,4 кВ та 6/0,4 кВ нейтраль вторинної обмотки заземлена. Тому можливий значний струм за однофазного к.з. на землю на стороні низької напруги трансформатора. Для таких пошкоджень величина струму к.з. істотно залежить від схеми з'єднань обмоток трансформатора. За живлення трансформатора від системи безмежної потужності струм однофазного к.з. на землю на стороні низької напруги визначається як

$$I_{кз}^{(1)} = 3I_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{x_{1T} + x_{2T} + x_{0T}},$$

Розподіл струму к.з. у фазах обмотки високої напруги трансформатора наведено на рис. 1.4. Струм у місці к.з. дорівнює сумі струмів прямої, оберненої та нульової послідовностей.

За незаземленої нейтралі на стороні високої напруги трансформатора контур замикання струму нульової послідовності відсутній. Тому фазні струми зі сторони високої напруги трансформатора становлять суму відповідних струмів прямої та оберненої послідовностей. Тоді в обмотці високої напруги струм пошкодженої

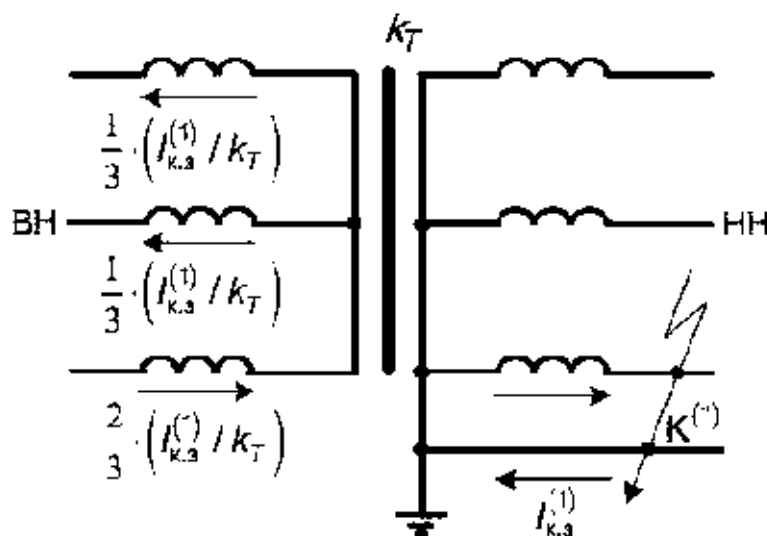


Рисунок. 1.4. - Розподіл струмів однофазного к.з. у трансформаторі із з'єднанням обмоток "зірка/зірка"

Для такого рівня фазних струмів зі сторони високої напруги трансформатора за однофазного к.з. на стороні низької напруги, максимальний струмовий захист трансформатора (рис. 1.3) може бути нечутливим. Крім того, такі струми можуть бути недостатніми для спрацювання розчіплювачів автоматів, встановлених на стороні низької напруги трансформатора (рис. 1.1, б). Це пояснюється тим, що кратність струму однофазного к.з. відносно номінального може бути меншою від струму самозапуску двигунів. Тому застосовують спеціальний захист від однофазних к.з. на стороні низької напруги трансформатора.

Для організації захисту від однофазних к.з. у нульовий провід трансформатора встановлюють трансформатор струму ТА (рис. 1.5), до якого під'єднують вимірний орган захисту реле струму КА. Для захисту від однофазних к.з. на стороні низької напруги трансформатора струм спрацювання визначають як

$$I_{с.з} = \frac{0,25 \cdot k_{від} \cdot k_{пер} \cdot I_{Т ном}}{k_{пов}},$$

де $k_{від} = 1,1 \div 1,2$ – коефіцієнт відведення; $k_{пер} = 1,4$ – коефіцієнт, що враховує перевантаження; $k_{пов}$ – коефіцієнт повернення реле КА, величина якого залежить від типу реле; $I_{Т ном}$ – номінальний струм трансформатора.

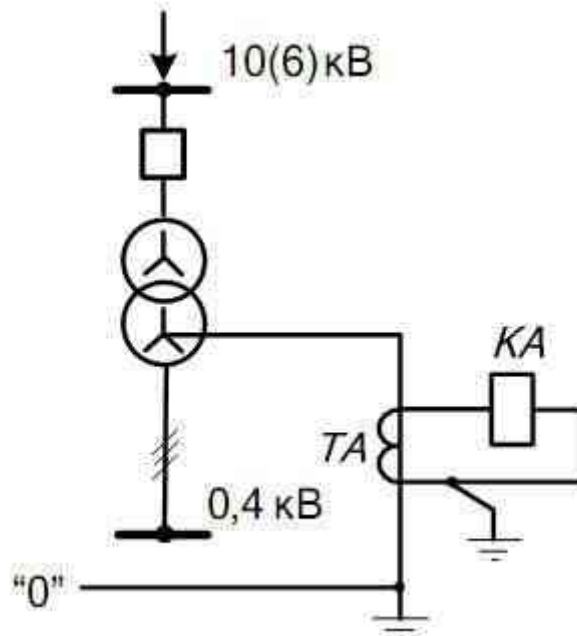


Рисунок. 1.5. - Схема під'єднання вимірнього органа захисту трансформатора від однофазних к.з. на стороні низької напруги

Коефіцієнт 0,25 у виразі обумовлений тим, що через нейтраль трансформатора протікає струм, менший від фазного номінального.

Коефіцієнт чутливості захисту від однофазних к.з. перевіряють за режиму к.з. на стороні низької напруги трансформатора

$$k_{ч} = \frac{I_{к.з.}^{(1)}}{I_{с.з}} \geq 1,5,$$

де $I_{\text{к.з.}}^{(1)}$ – струм однофазного к.з. на шинах низької напруги трансформатора.

Для трансформаторів із з'єднанням обмоток "трикутник/зірка" струми на стороні високої напруги трансформатора в разі виникнення однофазного к.з. зі сторони низької напруги трансформатора є значно більшими. Це пояснюється тим, що для таких трансформаторів. Тому співвідношення між струмами однофазного та трифазного к.з. на стороні низької напруги, враховуючи вищенаведені формули, визначають як

$$\frac{I_{\text{к.з.}}^{(1)}}{I_{\text{к.з.}}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot \sqrt{3} \cdot x_{1T}}{3 \cdot U \cdot x_{1T}} = 1.$$

На рис. 1.6. наведено розподіл лінійних струмів на стороні високої напруги за однофазного к.з. на стороні низької напруги трансформатора.

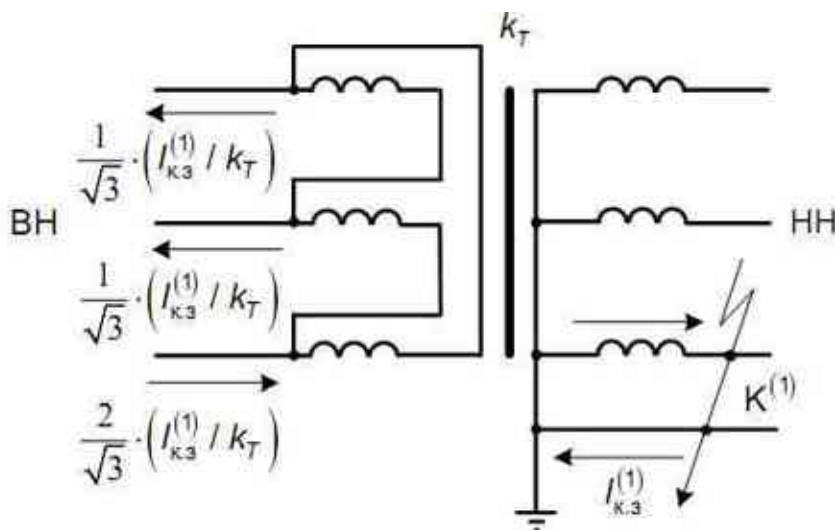


Рисунок. 1.6. - Струми в обмотках трансформатора зі з'єднанням обмоток "трикутник/зірка"?

За однофазного к.з. на стороні низької напруги струм нульової послідовності буде замикатись в "трикутнику" обмотки високої напруги трансформатора, тому в лінійних струмах високої напруги будуть лише складові струму прямої та оберненої послідовностей.

Тому для трансформаторів із з'єднанням обмоток "трикутник/зірка" максимальний струмовий захист, встановлений на стороні високої напруги трансформатора, буде чутливим як до міжфазних к.з., так і до однофазних

к.з. на стороні низької напруги і додаткового захисту від однофазних к.з. встановлювати не потрібно.

1.5. Диференційний захист трансформаторів та автотрансформаторів

Призначення та особливості виконання диференційного захисту трансформаторів та автотрансформаторів. Диференційний захист є основним захистом трансформаторів і автотрансформаторів (нижче розглянуто диференційний захист трансформаторів, для автотрансформаторів його виконують аналогічно). Це захист з абсолютною селективністю – захищає трансформатор від міжфазних к.з. у середині бака та на виводах обмоток. Згідно з ПУЕ застосування диференційних захистів є обов'язковим для трансформаторів потужністю 6,3 МВА та більше.

Для забезпечення швидкого та селективного вимкнення пошкодження за паралельної роботи трансформаторів можливе застосування диференційних захистів для трансформаторів потужністю 4 МВА.

Також диференційний захист можна застосовувати для трансформаторів меншої потужності (але не менше, ніж 1 МВ·А) в таких випадках:

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

Диференційний захист трансформатора, як і поздовжній диференційний захист лінії, реагує на баланс струмів у кожній фазі між трансформаторами струму $TA1$ та $TA2$ до і після трансформатора (рис. 1.7). Трансформатори струму $TA1$ та $TA2$ утворюють плечі захисту. Небаланс струмів контролює вимірний орган – реле струму KA , в обмотці якого протікає різниця (небаланс) струмів від вторинних обмоток трансформаторів струму $TA1$ та $TA2$. За зовнішнього к.з. (точка $K1$ на рис. 1.7, а), первинні струми $TA1$ та $TA2$ I_{I1} та I_{II1} спрямовані в одну сторону, відповідно, вторинні струми

I_{I2}, I_{II2} в обмотці реле KA спрямовані зустрічно і струм в обмотці реле KA $I_p \approx 0$.

За короткого замикання в зоні дії захисту (точка $K2$ на рис. 1.7, б) – всередині між місцями встановлення трансформаторів струму $TA1$ та $TA2$, – первинні струми I_{I1} та I_{II1} спрямовані зустрічно і тому вторинні струми I_{I2}, I_{II2} збігатимуться за фазою. У такому разі в обмотці реле KA протікатиме значний струм I_p , що призведе до спрацювання реле.

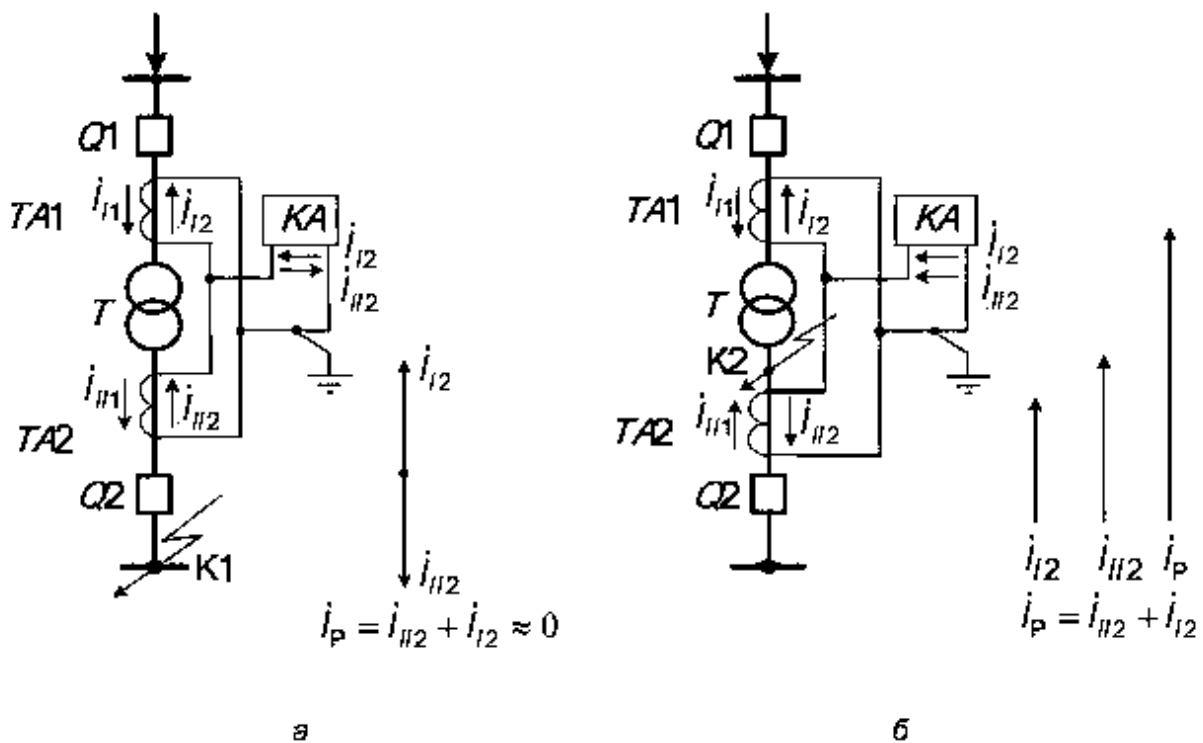


Рисунок. 1.7. - Принцип роботи диференційного захисту трансформатора

На відміну від поздовжнього диференційного захисту ліній, диференційний захист трансформатора має деякі особливості, що спричиняють появу струмів небалансу в реле захисту в нормальних режимах. Основними з цих особливостей є:

- наявність струму намагнічення трансформатора;
- різні схеми з'єднання обмоток трансформатора;
- коефіцієнт трансформації силового трансформатора не узгоджується з коефіцієнтами трансформації трансформаторів струму плеч захисту;

– регулювання коефіцієнта трансформації силового трансформатора пристроями РПН та ПБЗ, тоді як коефіцієнти трансформації трансформаторів струму незмінні;

– різноманітність трансформаторів струму захисту, встановлених в плечах захисту для різного класу напруг обмоток силового трансформатора.

Ці особливості необхідно враховувати для організації і розрахунку параметрів налаштування диференційного захисту. Нижче розглянуто вплив різних факторів на струми небалансу та особливості відведення захисту від цих струмів.

Небаланс струму намагнічення силового трансформатора Для трансформатора сума приведених значень струмів всіх його обмоток дорівнює приведену струму намагнічення. Тому для двохобмоткового силового трансформатора струм намагнічення визначають як

$$I_{\text{нам}} = I_1 - \frac{I_2}{k_T},$$

де I_1, I_2 – струми відповідно первинної та вторинної обмоток силового трансформатора; k_T – коефіцієнт трансформації силового трансформатора.

Під час увімкнення ненавантаженого трансформатора до джерела живлення по його обмотці зі сторони живлення буде, за відповідних умов, протікати значний струм – кидок струму намагнічення. Величина його, за глибокого насичення магнітопроводу трансформатора, може досягати $I_{\text{нам}} = I_1 = (6 \div 8) \cdot I_{T.\text{ном}}$.

Водночас у вторинній обмотці трансформатора струм відсутній. Тому в обмотці вимірного органа захисту реле КА протікатиме струм тільки від одного плеча захисту – плеча сторони живлення, що може привести до хибного спрацювання захисту, тому що увімкнення ненавантаженого трансформатора під напругу є нормальним режимом і захист не повинен працювати.

Відведення від хибного спрацювання захисту за цього режиму забезпечують спеціальні реле РНТ-565, ДЗТ-11, ДЗТ-20 та сучасні цифрові

захисти. Робота цих реле та їх застосування для диференційного захисту силових трансформаторів розглянуті в наступних розділах

Небаланс схем з'єднання обмоток силового трансформатора

На рис. 1.8, б наведено лінійні струми силового трансформатора зі з'єднанням обмоток за схемою "зірка-нуль-трикутник-11" (рис. 1.8, а), а також –вторинні струми трансформаторів струму, первинні обмотки яких обтікаються цими лінійними струмами. Як видно з рис. 1.8, в, вторинні струми трансформаторів струму, встановлених на сторонах високої та низької напруг силового трансформатора, зсунуті за фазою. Причиною такого зсуву є різні схеми з'єднань обмоток силового трансформатора на стороні високої та низької напруг. Можна підібрати коефіцієнти трансформації трансформаторів струму на стороні високої та низької напруг трансформатора так, щоб вторинні струми за величиною зрівнялися. Але фазовий зсув лише цим не ліквідувати.

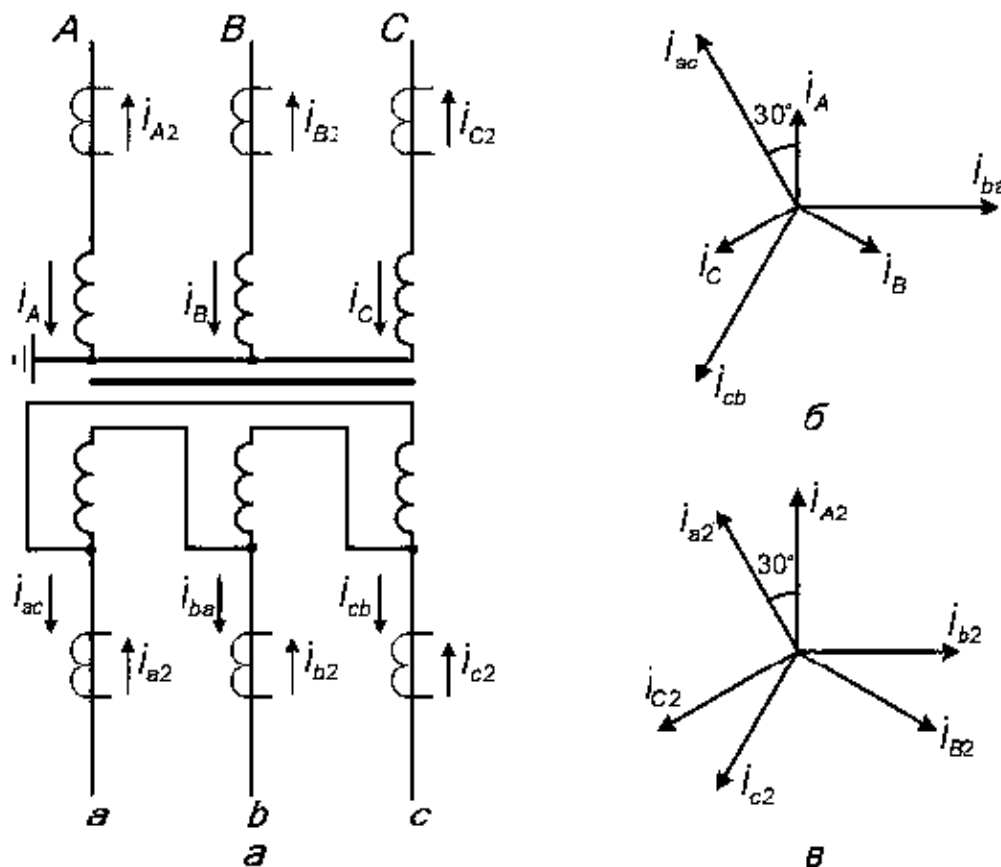


Рисунок. 1.8. - Струми силового трансформатора зі схемою з'єднання обмоток "зірка-нуль-трикутник-11"

Тому для компенсації фазового зсуву лінійних струмів силового трансформатора трансформатори струму на сторонах високої та низької напруг з'єднують за різними схемами.

На стороні силового трансформатора, де його обмотки з'єднані в зірку, вторинні обмотки трансформаторів струму з'єднують у трикутник; а на стороні, на якій обмотки силового трансформатора з'єднані в трикутник, вторинні обмотки трансформаторів струму з'єднують у зірку (рис. 1.9).

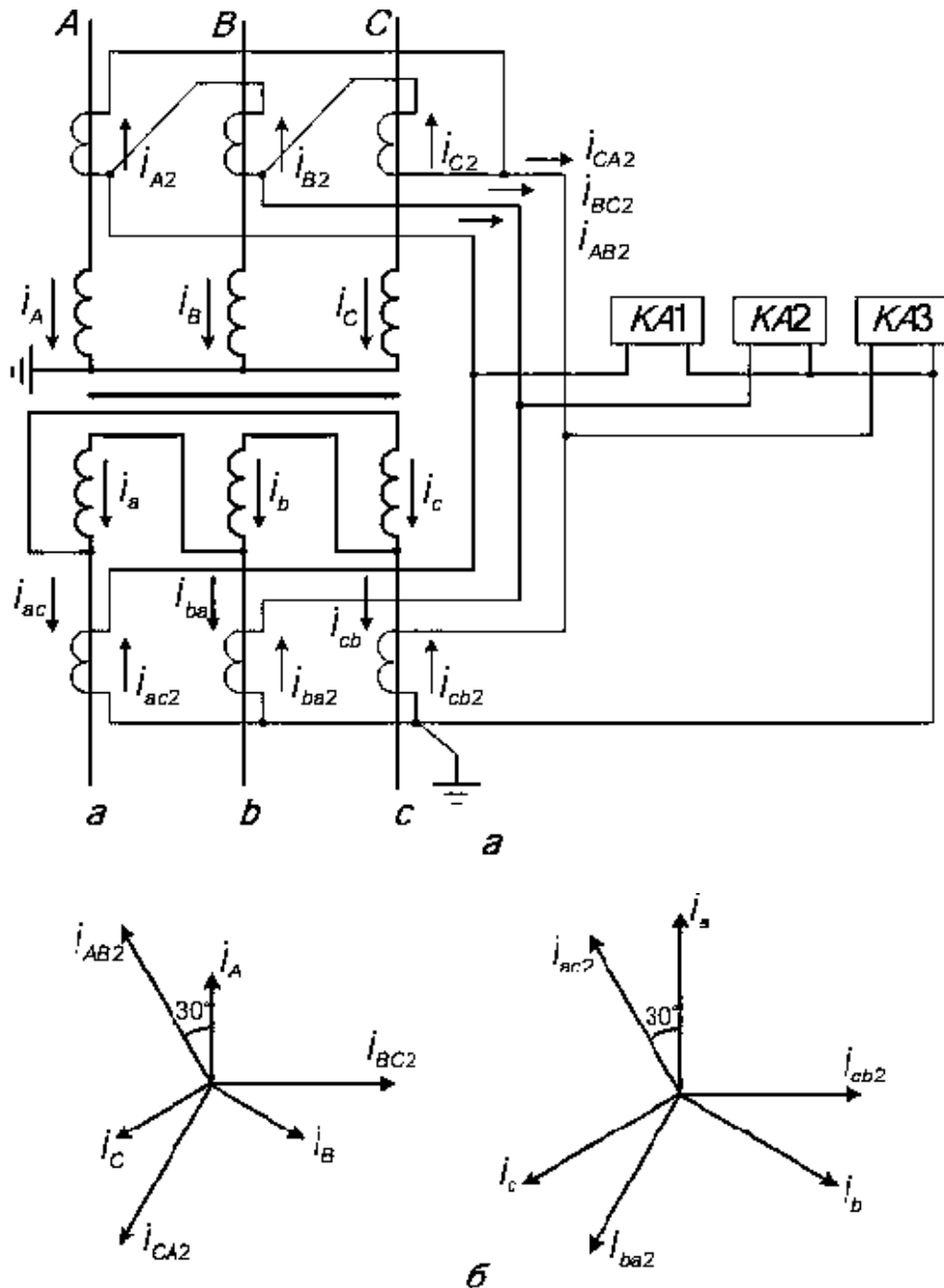


Рисунок. 1.9. - Схема кіл струму диференційного захисту силового трансформатора зі схемою з'єднання обмоток "зірка-нуль-трикутник-11"

На рис. 1.9, б наведено векторні діаграми за режиму симетричного навантаження трансформатора чи трифазного к.з. Компенсація зсувів фаз між струмами однойменних фаз трансформатора забезпечується і за несиметричних к.з. та несиметричного навантаження. Це можна довести, застосовуючи метод симетричних складових. Струми прямої та оберненої послідовностей утворюють симетричні системи. Тому векторні діаграми рис. 1.9, б справедливі як для струмів прямої, так і оберненої послідовностей.

Струми нульової послідовності протікають по обмотках силового трансформатора за коротких замикань на землю не тільки в трансформаторі, а і в будь-якому місці гальванічно з'єднаній з трансформатором мережі з заземленою нейтраллю. На рис. 1.10 наведено розподіл струмів нульової послідовності в схемі диференційного захисту трансформатора.

Струми нульової послідовності протікатимуть по обмотках трансформатора тоді, коли нейтраль обмотки, з'єднаної в зірку, заземлена. За відсутності похибок трансформаторів струму фаз А, В, С струми нульової послідовності $\dot{I}_{0a2} = \dot{I}_{0b2} = \dot{I}_{0c2}$ циркулюватимуть тільки по вторинних обмотках трансформаторів струму, з'єднаних в трикутник і в колах струму диференційного захисту не протікатимуть (рис. 1.10). Струми нульової послідовності $\dot{I}_{0a} = \dot{I}_{0b} = \dot{I}_{0c}$, циркулюють тільки по обмотках трансформатора, з'єднаних в трикутник, тому у лінійних струмах фаз а, в, с струми відсутні, не трансформуються трансформаторами струму цих фаз і не протікають в колах струму диференційного захисту.

Однак наявність похибок трансформаторів струму фаз А, В, С призводить до протікання струмів небалансу в реле КА1, КА2, КА3, тому що струми відрізнятимуться між собою за модулем і фазою на величини цих похибок.

Отже, за наявності однофазного короткого замикання на землю в будь-якому місці гальванічно з'єднаній з трансформатором мережі з заземленою

нейтраллю, завдяки відповідному з'єднанню трансформаторів струмів (рис. 8.10) та підбору їх коефіцієнтів трансформації диференційний захист трансформатора хибно не буде працювати.

У сучасних цифрових захистах компенсацію фазового зсуву лінійних струмів силового трансформатора на сторонах високої та низької напруг здійснюють алгоритмічно безпосередньо в процесорі пристрою. Тому вторинні обмотки трансформаторів струму зі всіх сторін трансформатора з'єднують у зірку

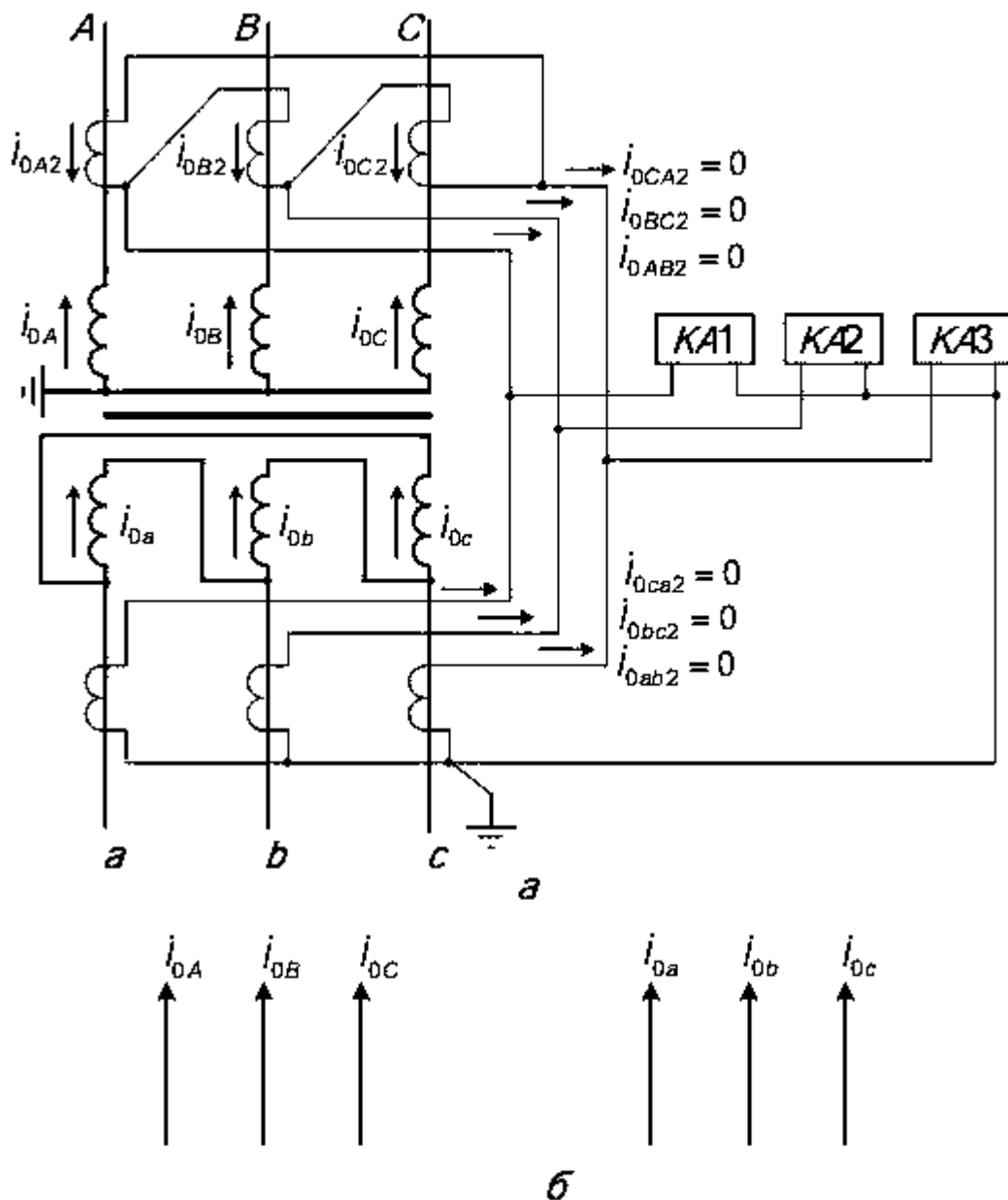


Рисунок. 1.10. - Розподіл струмів нульової послідовності в схемі диференційного захисту трансформатора

Небаланс за невідповідності коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму та силового трансформатора

Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму диференційного захисту вибирають з умови рівності вторинних струмів плеч захисту за режиму номінальних вторинних струмів цих трансформаторів струму.

Небаланс за регулювання коефіцієнта трансформації силового трансформатора

Регулювання коефіцієнта трансформації силового трансформатора пристроями РПН чи ПБЗ змінює співвідношення між первинними струмами трансформаторів струму плеч диференційного захисту, а їх коефіцієнти трансформації залишаються незмінними. Тому, за максимального струму зовнішнього трифазного к.з., в обмотках вимірних органів захисту протікатимуть струми небалансу, пропорційні половині діапазону регулювання напруги силового трансформатора

Небаланс різнотипності трансформаторів струму.

Оскільки на всіх сторонах силового трансформатора встановлюють трансформатори струму різних класів напруг та, можливо, і різних типів виконання, в обмотках вимірних органів протікатимуть струми небалансу, зумовлені різними похибками трансформаторів струму. Величину небалансу визначають за умови протікання в первинних обмотках трансформаторів струму найбільших струмів зовнішнього трифазного к.з.

$$I_{\text{нб.одн}} = k_{\text{ап}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \frac{\varepsilon}{100} \cdot \frac{I_{\text{к.з.зовн.макс}}^{(3)}}{k_{\text{ТА}}},$$

де $k_{\text{одн}} = 1$ – коефіцієнт однотипності; $k_{\text{ап}}$ – коефіцієнт аперіодичності, що враховує вплив аперіодичної складової струму к.з. на спрацювання реле. Величина його залежить від типу реле вимірного органа; $\varepsilon = 10\%$ – відносна похибка трансформатора струму.

Розрахунок струму спрацювання диференційного захисту трансформаторів

Струм спрацювання диференційного захисту трансформатора вибирають більшим з двох умов:

– відведення від кидка струму намагнічення за увімкнення на номінальну напругу ненавантаженого трансформатора

$$I_{с.р} = k_{від} \cdot k_{сх}^{(3)} \cdot \frac{I_{Т.ном}}{k_{ТА}},$$

де коефіцієнт відведення $k_{від} = 1.3, 1.5, 0.3$ відповідно для реле РНТ-565, ДЗТ-11, ДЗТ-20; коефіцієнт схеми $k_{сх}^{(3)} = 1, \sqrt{3}$ за з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму відповідно в зірку, трикутник; $I_{Т.ном}$ – номінальний струм трансформатора, встановленого зі сторони увімкнення; $k_{ТА}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму, встановленого зі сторони увімкнення;

– відведення від струму небалансу, зумовленого неточністю вирівнювання струмів у плечах захисту, регулюванням коефіцієнта трансформації силового трансформатора, різнотипністю трансформаторів струму;

За одностороннього живлення трансформатора, наприклад, зі сторони високої напруги, розрахунковим місцем к.з. є шини низької напруги трансформатора.

Потрібно розглядати режим к.з. у зоні захисту за мінімального струму в реле – за відсутності струму в плечі захисту з низької сторони трансформатора, тобто за вимкненого вимикача зі сторони низької напруги. За можливості живлення трансформатора з різних сторін, розрахунковими місцями к.з. є по чергово шини всіх сторін трансформатора. З отриманих значень струмів к.з. вибирають менше значення.

Способи виконання диференційних захистів трансформаторів та автотрансформаторів

Для виконання диференційного захисту трансформаторів використовують спеціальні реле серій РНТ-560, ДЗТ-11, ДЗТ-20. Реле серії РНТ-560 (РНТ-565, РНТ-566) має проміжний швидконасичуваний трансформатор, що дає змогу відвести роботу захисту від хибного спрацювання за увімкнення ненавантаженого трансформатора до джерела

живлення, коли виникає кидок струму намагнічення. Реле цієї серії застосовують, зазвичай, для захисту трансформаторів потужністю до 25 МВА, за умови відсутності регулювання напруги пристроєм РПН.

Реле серії ДЗТ-11, як і реле серії РНТ-560, має проміжний швидконасичуваний трансформатор. Крім того реле має гальмівну обмотку, що дає змогу зменшувати чутливість реле (гальмується) і, отже, відводити роботу захисту від хибного спрацювання за зовнішніх к.з. Ці реле застосовують для захисту трансформаторів потужністю до 25 МВА, якщо не забезпечується чутливість захисту з реле РНТ, та для трансформаторів потужністю до 100 МВА.

У реле серії ДЗТ-20 (ДЗТ-21, ДЗТ-23) застосовані напівпровідникові елементи. Вони забезпечують відведення роботи захисту від хибного спрацювання за виникнення кидків струму намагнічення під час увімкнення трансформаторів без навантаження до номінальної напруги живлення або за зовнішніх к.з. Ці реле застосовують для диференційних захистів потужних трансформаторів (потужністю більше ніж 100 МВА), а також тоді, коли захисти з реле серії ДЗТ-11 – нечутливі.

Захист, виконаний з застосуванням реле серії ДЗТ-20, є чутливіший та швидкодієніший.

Сучасні цифрові захисти мають вищу чутливість та швидкодію порівняно з вищерозглянутими. Так, час спрацювання диференційного цифрового захисту трансформаторів RED670 фірми ABB становить 5 мс.

Диференційний захист трансформатора (автотрансформатора) із застосуванням реле серії РНТ Реле серії РНТ з швидконасичуваним трансформатором застосовують для диференційного захисту трансформаторів, автотрансформаторів, генераторів, двигунів та збірних шин. Експлуатують такі модифікації реле: РНТ-565, РНТ-566, РНТ-567. Нижче розглянуто особливості виконання диференційного реле РНТ-565. Інші модифікації відрізняються кількістю витків окремих обмоток реле.

Принципова схема реле наведена на рис. 1.11. Реле складається з три стрижневого швидконасичуваного трансформатора (1) та виконавчого органу – реле струму КА (2) типу РТ-40/0.2.

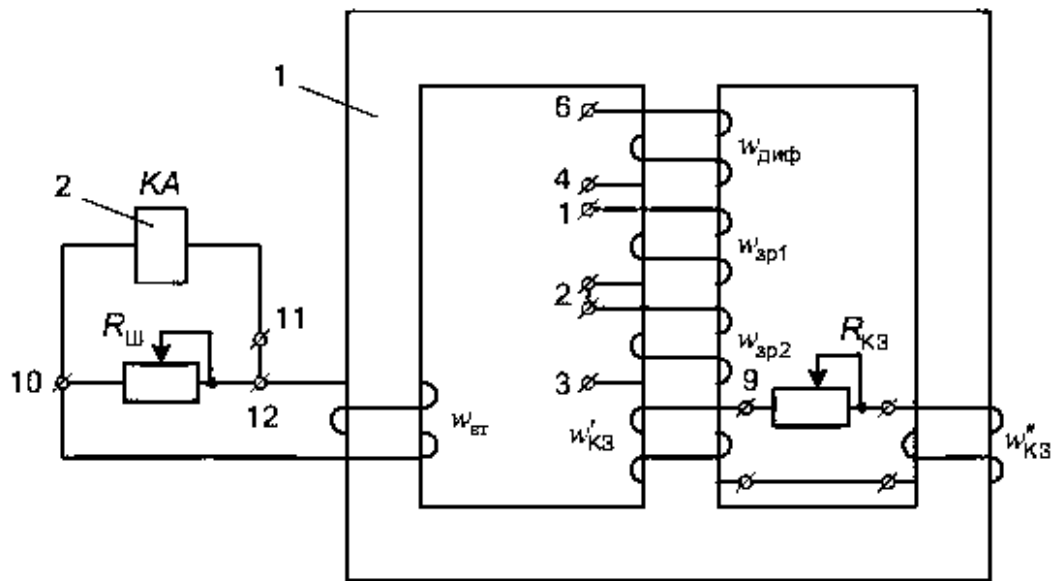


Рисунок. 1.11. - Принципова схема реле РНТ-565

Для захисту двохобмоткового трансформатора використовують, зазвичай, одну зрівнювальну обмотку, а для захисту трьохобмоткового - дві. На рис. 1.12 наведена однолінійна схема під'єднання диференційної та зрівнювальних обмоток реле для диференційного захисту трьохобмоткового трансформатора.

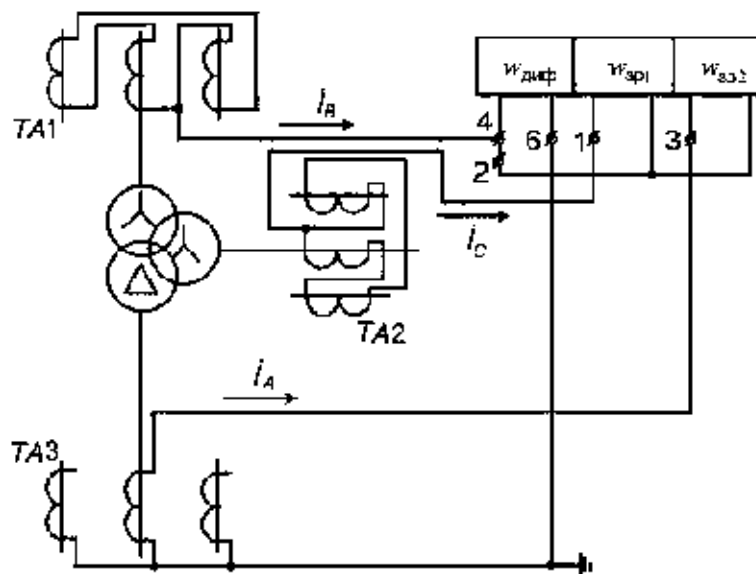


Рисунок. 1.12. - Однолінійна схема приєднання реле РНТ для диференційного захисту трьохобмоткового трансформатора

У диференційній обмотці протікає сума струмів усіх плеч захисту. Для вибору необхідної кількості витків диференційної обмотки (з умови забезпечення спрацювання реле за пошкодження в зоні захисту) та кількості витків зрівнювальних обмоток (з умови відведення роботи реле від нормального режимі або за зовнішнього к.з.) ці обмотки мають відгалуження та секційне виконання (рис. 1.13).

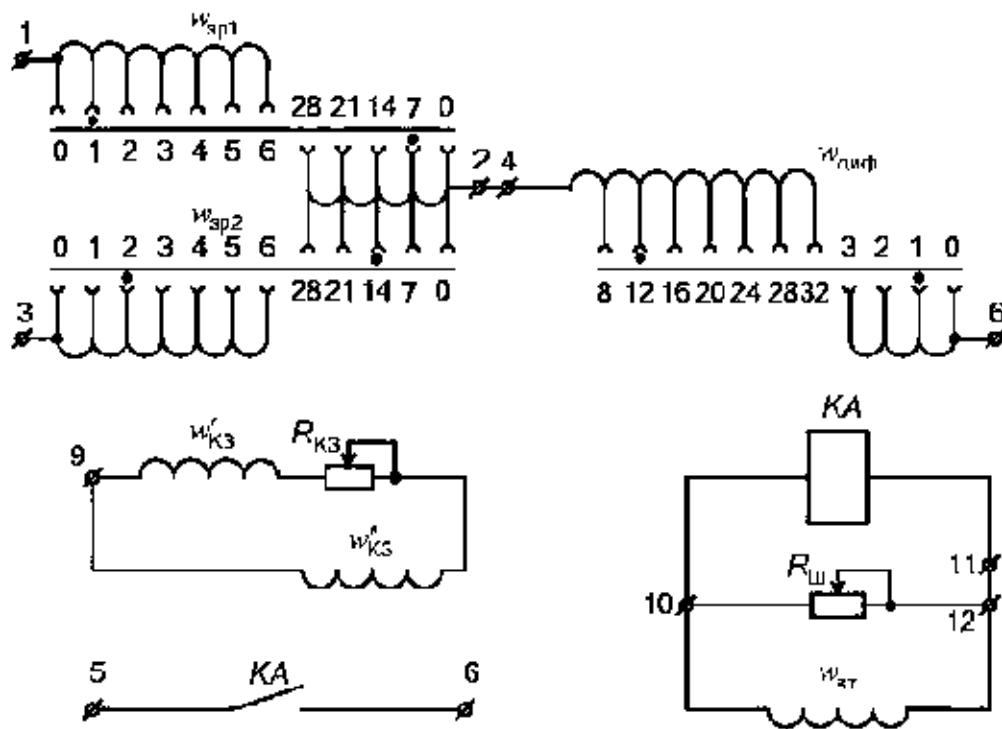


Рисунок. 1.13. - Схема внутрішніх з'єднань реле РНТ-565

Змінюють кількість витків гвинтами на клемних пластинах, розміщених на лицьовій панелі реле. Гвинти закручують у відповідні штепсельні гнізда. Число, вибите біля гнізда, відповідає кількості витків обмотки.

Нижче розглянуто роботу реле за протікання по його диференційній обмотці синусоїдного струму за відсутності та наявності аперіодичної складової.

За протікання по диференційній обмотці струму зі значною аперіодичною складовою, остання створює магнітний потік, що

розгалужується в правий та лівий стрижні проміжного трансформатора та нисичує їх. Крім того, аперіодична складова майже не трансформується в короткозамкнену півобмотку, що також зменшує її вплив на трансформацію струму з диференційної обмотки у вторинну. Отже, за насичення магнітопроводу, трансформація періодичної складової з диференційної обмотки у вторинну різко погіршується – виконавчий орган реле КА не працюватиме.

Це явище пояснено за допомогою рис. 1.14. За протікання в диференційній та зрівноважувальних обмотках струму з аперіодичною складовою зміна потокозчеплення здійснюватиметься за частковим циклом, заштрихованим у верхній частині гістерезисної характеристики намагнічування, тобто від максимального значення до потокозчеплення. Отже, зміна потокозчеплення є незначною.

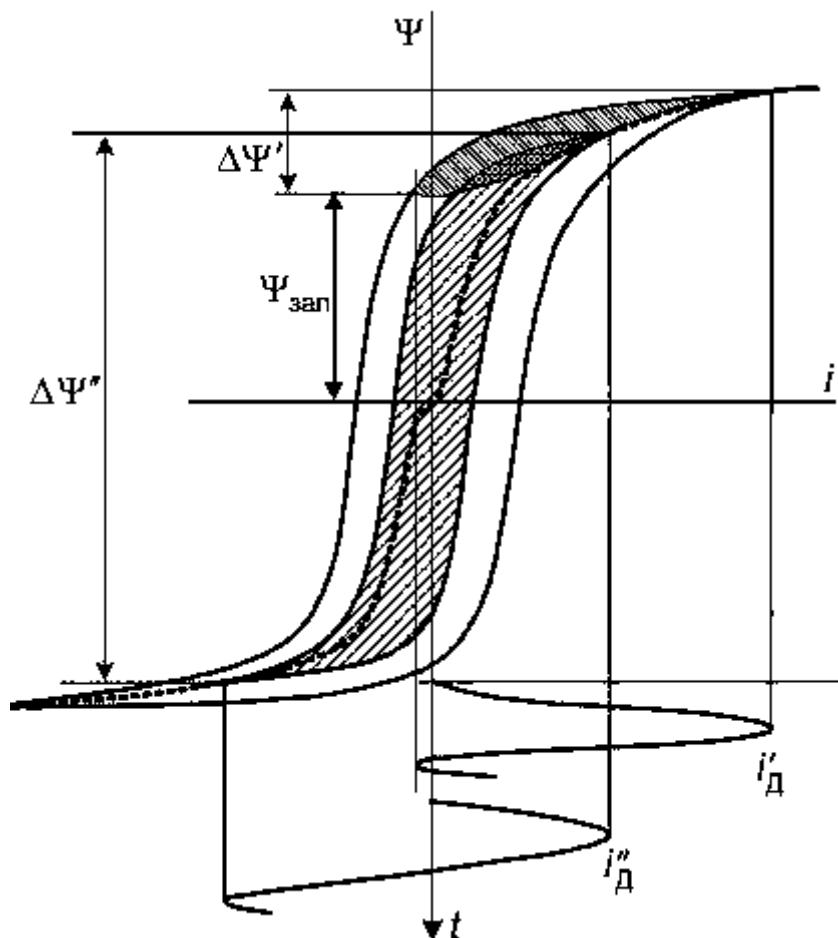


Рисунок. 1.14. - Процеси перемагнічування осердя магнітопроводу швидконасичуваного трансформатора

Отже, у режимі увімкнення трансформатора на холостий хід диференційний захист, виконаний на реле з проміжним швидконасичувальним трансформатором, хибно спрацювати не буде.

За короткого замикання в зоні захисту силового трансформатора в струмі к.з. є також загасаюча аперіодична складова і тому в перший момент часу реле працювати не буде. Тому реле матиме затримку спрацювання на час загасання аперіодичної складової – 0,04–0,05 с навіть за режиму внутрішнього к.з., що є негативним для цього реле.

Регулюють чутливість та час спрацювання реле зміною опору, увімкненого послідовно з двома півобмотками короткозамкненої обмотки. Зі збільшенням опору зростає час спрацювання реле за короткого замикання в зоні дії захисту, тому що погіршується подвійна трансформація струму з диференційної обмотки у вторинну.

Струм спрацювання реле змінюють кількістю витків диференційної обмотки. Номінальну намагнічувальну силу (ампервитків) спрацювання реле регламентує завод-виготовлювач. Еквівалентну намагнічувальну силу спрацювання реле КА типу РТ-40/0,2 можна змінювати опором, під'єданого паралельно до реле КА (рис. 1.11, 1.13).

Заземлюють струмові кола диференційного захисту в одній точці в місці біля реле РНТ, щоб не було обхідних кіл за виникнення замикань на землю у вторинних колах трансформаторів струму. Наявність обхідних кіл призводить до виникнення небалансу вторинних струмів та хибної роботи захисту. Небаланс струмів диференційного захисту періодично перевіряють під час експлуатації релейного захисту.

Кількість витків зрівнювальних та диференційної обмоток вибирають, забезпечуючи баланс намагнічувальних сил від усіх сторін захисту за нормального режиму і наскрізних к.з. Водночас необхідно забезпечити рівень намагнічувальної сили спрацювання не менше ніж 100 ампервитків за виникнення пошкодження в зоні спрацювання захисту. Наприклад, для

захисту трьохобмоткового трансформатора (рис. 1.12), кількість витків диференційної та зрівнювальних обмоток вибирають, як відзначено вище, з умов:

- забезпечення балансу намагнічувальних сил (мінімізації сумарних ампервитків) за наскрізного к.з. (поза зоною захисту)

За основну сторону приймають ту, що має найбільший вторинний струм трансформаторів струму за режиму номінального навантаження;

- забезпечення намагнічувальної сили спрацювання не менше ніж 100 ампервитків за виникнення пошкодження в зоні спрацювання захисту.

Диференційний захист трансформатора. (автотрансформатора) із застосуванням реле серії ДЗТ-11.

Диференційні реле з магнітним гальмуванням застосовують у схемах диференційних захистів потужних генераторів, трансформаторів, автотрансформаторів, блоків генератор-трансформатор, шин, ліній, коли чутливість диференційних захистів, виконаних з застосуванням реле серії РНТ, є недостатньою.

У склад реле з магнітним гальмуванням серії ДЗТ-11 (рис. 1.15) входять проміжний тристрижневий швидконасихуваний трансформатор 1 та виконавчий орган – електромеханічне реле 2 типу РТ-40/0,2.

За такого взаємного увімкнення секцій обмоток гальмування та вторинної обмотки (рис. 1.15) до обмотки реле КА буде прикладена напруга, пропорційна лише струмам в диференційній та зрівнювальних обмотках.

Обмотку гальмування вмикають до одного з плечей захисту і вона слугує для підмагнічення бокових стрижнів магнітопроводу. Принцип магнітного гальмування полягає ось у чому.

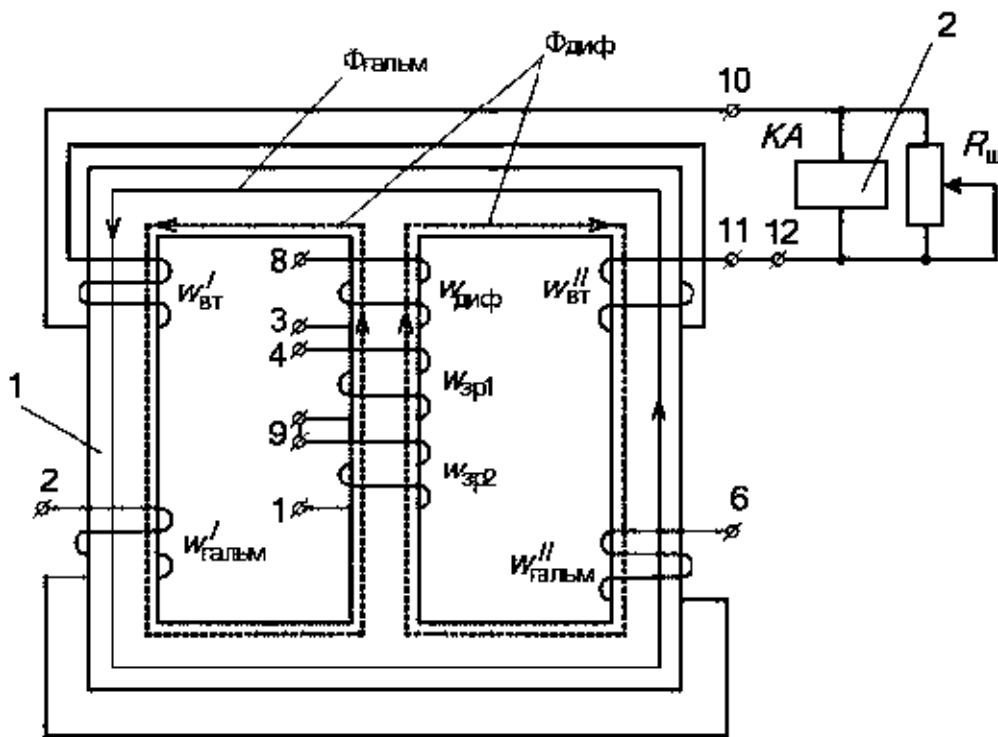


Рисунок. 1.15. - Принципова схема реле ДЗТ-11

За режиму номінального навантаження силового трансформатора в диференційній обмотці протікає невеликий струм небалансу, що зумовлений похибкою трансформаторів струму плечей захисту, неточністю вирівнювання ампервитків плечей захисту, наявністю в струмах аперіодичної складової тощо. За цього режиму намагнічувальна сила обмотки гальмування є незначною, робоча точка АІ (рис. 1.16) розташована на лінійній ділянці 1 характеристики намагнічування магнітопроводу проміжного швидконасичуваного трансформатора.

За зовнішнього к.з. струм небалансу в робочій обмотці зростає. В обмотці гальмування струм зростає набагато більше, тому що в диференційній обмотці протікає сума струмів всіх плечей захисту – струм небалансу, а в обмотці гальмування протікає струм одного плеча захисту. Бокові стрижні магнітопроводу швидконасичуваного трансформатора насичуються і їх магнітний опір зростає, тому характеристика намагнічування 2 проміжного трансформатора стає пологішою (рис. 1.16). За

цього режиму струм небалансу в диференційній обмотці та створювана ним намагнічувальна сила можуть бути більшими, ніж у попередньому випадку.

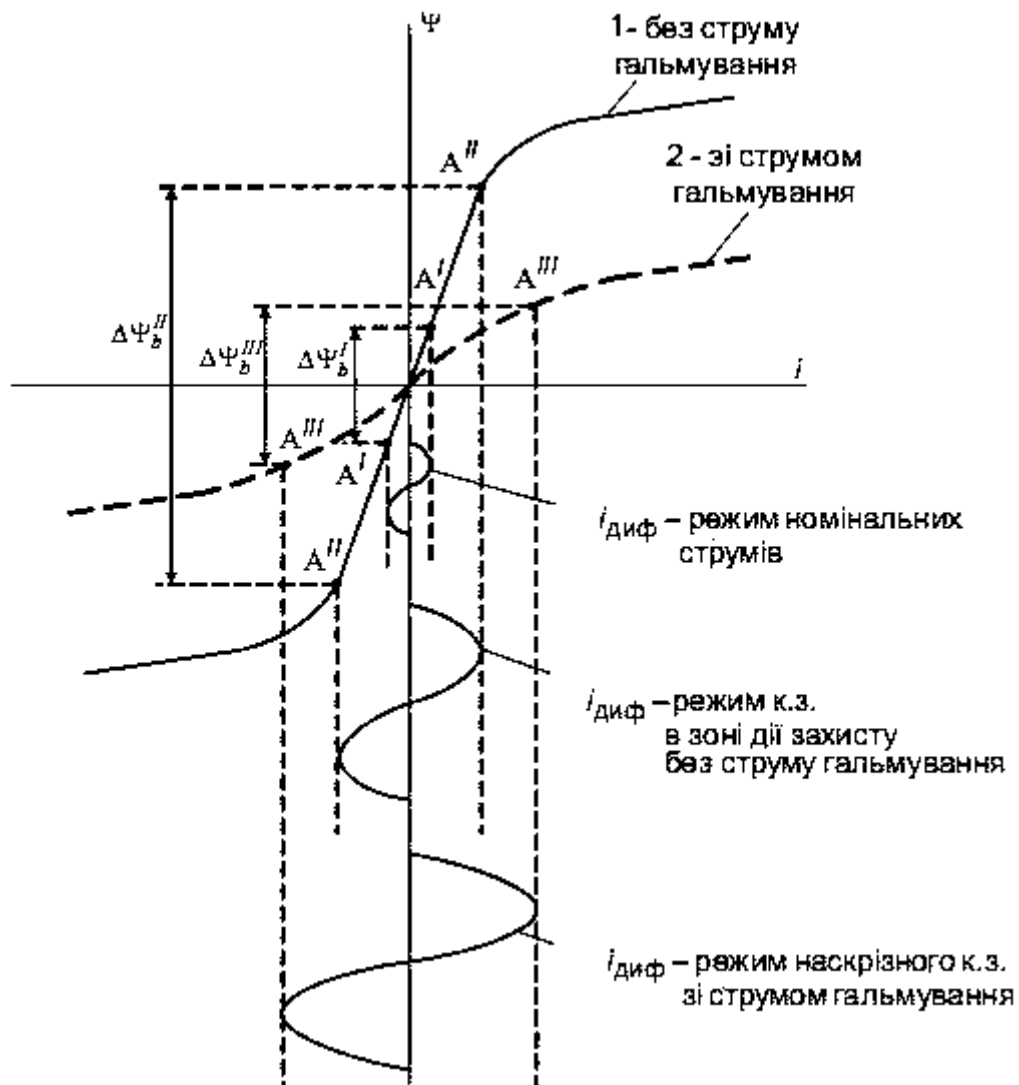


Рисунок. 1.16. - Характеристики намагнічення магнітопроводу проміжного швидконасичуваного трансформатора

Отже, із збільшенням струму в обмотці гальмування реле КА спрацюватиме за більшого струму в диференційній обмотці.

За відсутності гальмування для відведеного реле КА намагнічувальна сила, необхідна для спрацювання цього виконавчого органа.

Залежність намагнічувальної сили диференційної обмотки від намагнічувальної сили обмотки гальмування називають характеристикою гальмування.

Характеристики гальмування для реле серії ДЗТ-11 наведені на рис. 1.17.

Як видно з рис. 1.17, у разі збігу за фазою струмів в обмотках гальмування та диференційний ефект гальмування посилюється, а за протифази – послаблюється.

Для відповідного виставлення кількості витків диференційна та зрівноважувальні обмотки виконані двома секціями з відводами. Розрахункову кількість витків виставляють штепсельними гвинтами. Цифри біля гнізд вказують кількість витків кожного з відгалужень обмотки. Розрахункову кількість витків обмотки гальмування виставляють також гвинтами. Для з'єднання необхідної кількості витків кожної обмотки використовують два гвинти.

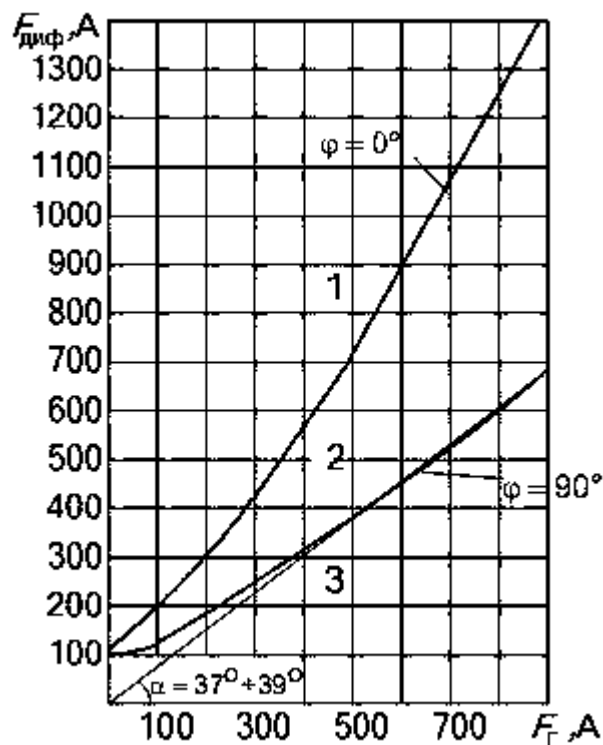


Рисунок. 1.17. - Характеристики гальмування реле ДЗТ-11:

- 1 – зона гарантованого спрацювання,
- 2 – зона ненадійного спрацювання,
- 3 – зона гарантованого гальмування

На рис. 1.18 наведено однолінійну (для фази В) схему приєднання реле ДЗТ-11/5 для організації диференційного захисту автотрансформатора. Для двох інших фаз (А, С) схему під'єднання реле ДЗТ-11/5 виконують аналогічно.

Обмотку гальмування рекомендують під'єднувати до тієї сторони трансформатора, де струм від наскрізного короткого замикання є найбільшим. Для двохобмоткового понижувального трансформатора з одностороннім живленням обмотку гальмування під'єднують на стороні низької напруги трансформатора. Для трьохобмоткового трансформатора (автотрансформатора) з живленням на стороні вищої напруги обмотку гальмування під'єднують, зазвичай, до сторони середньої напруги (рис. 1.18).

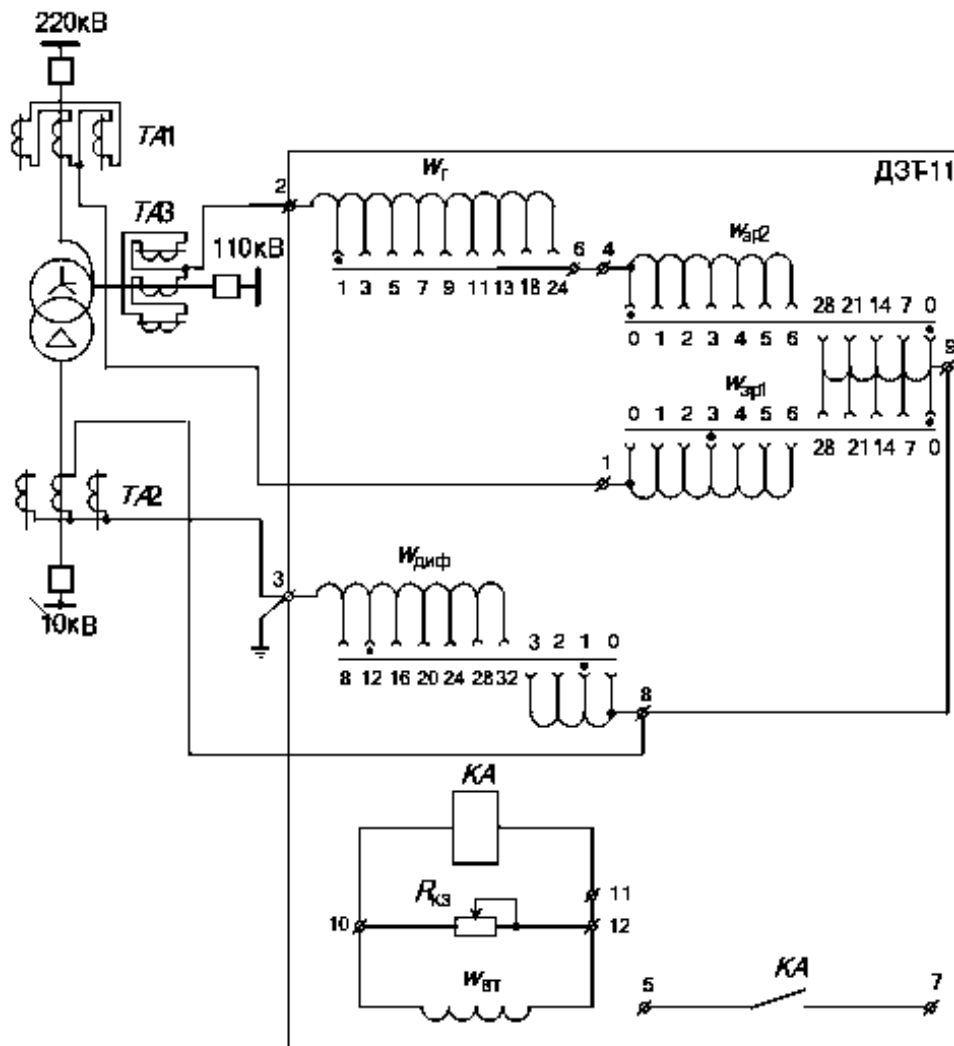


Рисунок. 1.18. - Схема приєднання реле ДЗТ-11/5 для захисту автотрансформатора

Диференційний захист трансформатора (автотрансформатора) із застосуванням реле серії ДЗТ-20

Реле серії ДЗТ-20 (модифікації ДЗТ-21, ДЗТ-23) застосовують для диференційного захисту потужних трансформаторів (автотрансформаторів), коли реле серій РНТ чи ДЗТ-11 не забезпечують необхідної чутливості.

Реле ДЗТ-21 живлять від кіл 220 В чи 110 В постійного оперативного струму або випрямленим струмом напругою 110 В. Реле ДЗТ-23 живлять лише від кілоперативного струму напругою 220 В. Крім того, реле ДЗТ-23 має для кожної фази вихідне герконове реле і одне спільне вихідне реле, яке спрацьовує за замикання контактів хоча б одного фазного реле. Реле ДЗТ-21 має лише одне вихідне реле.

Підвищення чутливості реле ДЗТ-20 забезпечують використанням особивого принципу відведення від кидка струму намагнічування (за увімкнення ненавантаженого трансформатора до джерела живлення відслідковуються паузи навіть дуже малих значень фазного струму та друга гармоніка цього струму), а також гальмуванням струмами плечей захисту за зовнішніх к.з.. Це дало змогу зменшити струм спрацювання диференційного захисту.

Однолінійна схема під'єднання реле ДЗТ-20 для диференційного захисту автотрансформатора наведена на рис. 8.19. У схемі захисту застосовано проміжні вирівнювальні автотрансформатори TL1(AT31), TL2(AT31), TL3(AT32), що з мінімальним небалансом вирівнюють струми в плечах захисту. Проміжні трансформатори AT2, TA1, TA2 гальмують струми плечей захисту, чим забезпечується відведення захисту від хибного спрацювання за зовнішніх к.з. Трансформатори TA1, TA2 вбудовані в реле, а проміжний трансформатор AT2 встановлюють ззовні. Вирівнювальні автотрансформатори TL1(AT31), TL2(AT31), TL3(AT32) встановлюють ззовні корпусу реле.

Розрахунок захисту з застосуванням реле серії ДЗТ-20 (рис. 8.19) зводять до вибору відводів:

- вирівнювальних автотрансформаторів TL1(AT31), TL2(AT31), TL3(AT32) (якщо їх необхідно встановлювати);
- трансреактора TAV;
- трансформаторів гальмування ТА1, ТА2 та додаткових приставок гальмування АТ2 (якщо їх необхідно встановлювати).

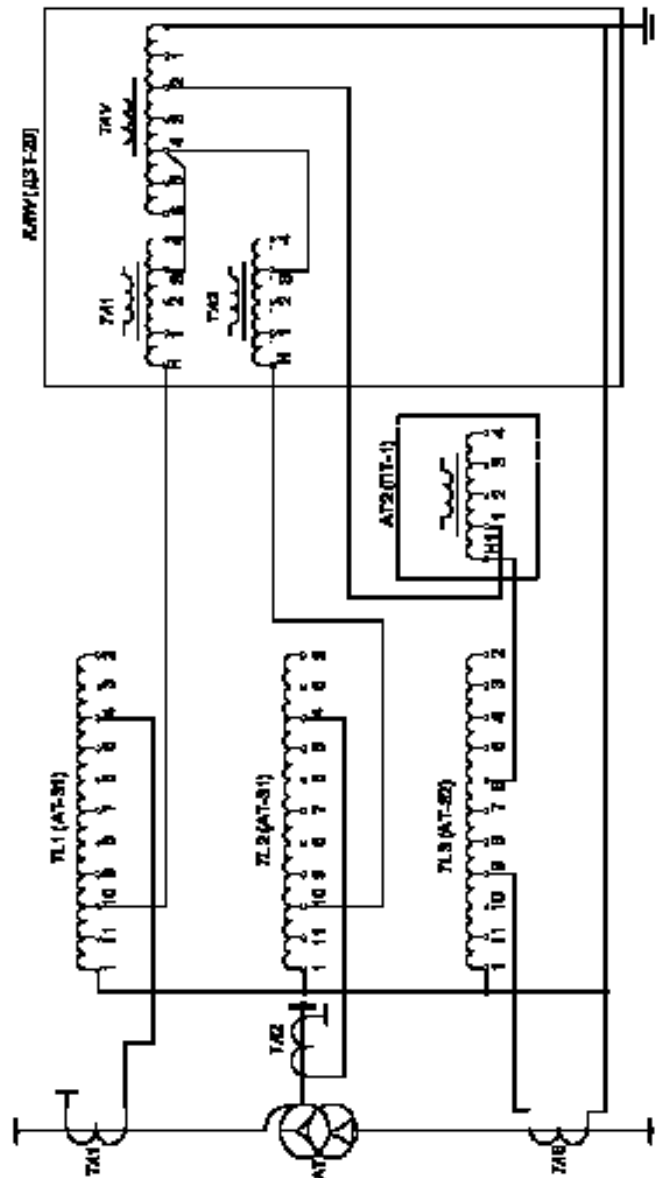


Рисунок. 1.19. - Схема під'єднання реле серії ДЗТ-20

Трансреактор TAV виконаний так, що, підібравши в нього необхідний відвід, можна автоматично вирівняти струми в плечах захисту, якщо значення цих струмів, за номінального навантаження сторін силового автотрансформатора, перебуває в межах від 2,5 А до 5,0 А. Якщо ці струми

менші від 2,5 А, то для їх вирівнювання в цих плечах захисту додатково встановлюють зовнішні підвищувальні автотрансформатори АТ-31, а якщо ці струми більші ніж 5,0 А, то понижувальні автотрансформатори АТ-32. Встановлення автотрансформаторів АТ-31, АТ-32 забезпечує діапазон вирівнювання струмів у плечах захисту в межах від 0,34 А до 31,3 А.

Вирівнюють струми в плечах захисту відповідним вибором відводів автотрансформаторів, попередньо розрахувавши коефіцієнти трансформації цих автотрансформаторів.

Крім вибору кількості витків автотрансформаторів АТ-31(АТ-32) (якщо їх необхідно встановлювати) та відгалужень трансреактора ТАВ, розраховують характеристики гальмування реле (рис. 1.20).

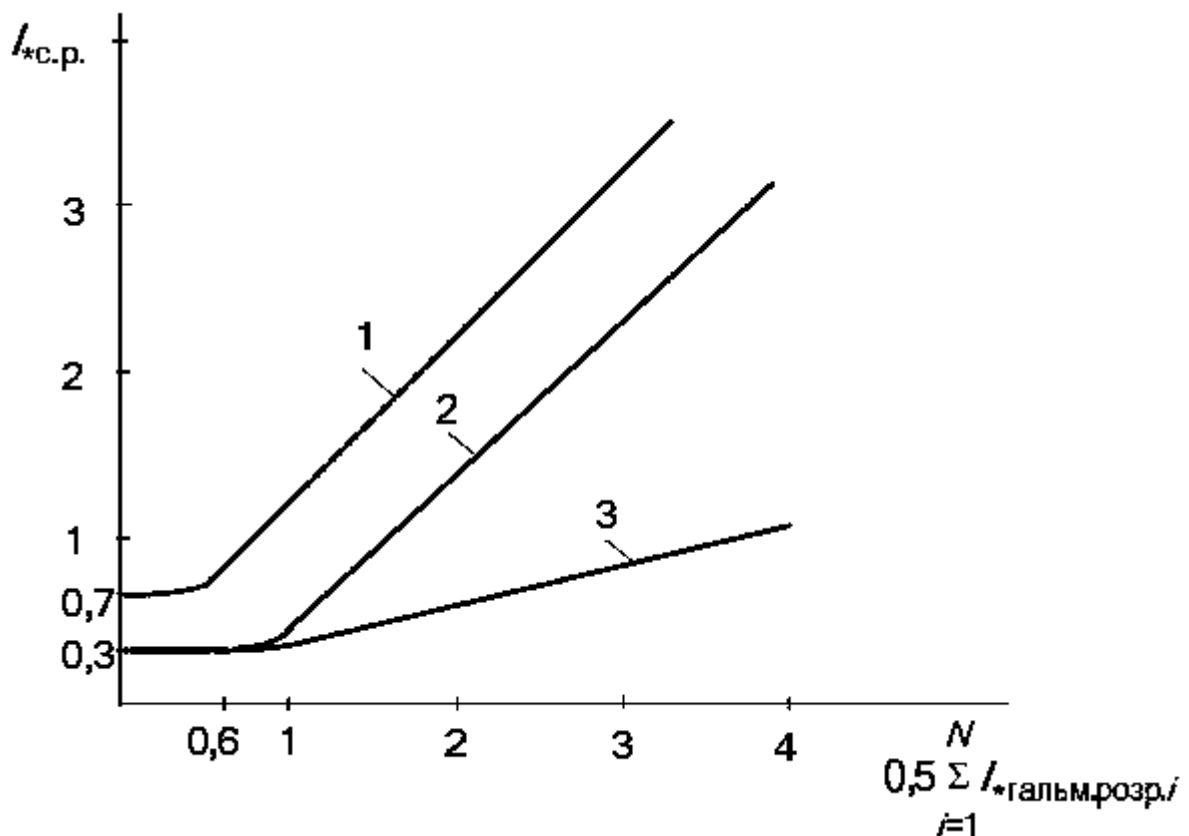


Рисунок. 1.20. - Характеристики гальмування реле

Характеристика гальмування (рис. 1.20) має горизонтальну (незалежну) ділянку та ділянку з нахилом. Така форма характеристики покращує чутливість реле до к.з. у зоні захисту і забезпечує надійне відведення реле від

зовнішніх к.з. Для розрахунку характеристики гальмування реле визначають мінімальний струм початку гальмування. Він дорівнює 1, якщо гальмування здійснюють струмами всіх плечей захисту або 0,6 – якщо гальмування здійснюють не від усіх плечей. Оскільки реле ДЗТ-20 має високу чутливість, а коефіцієнт гальмування (коефіцієнт гальмування дорівнює тангенсові кута нахилу характеристики гальмування реле, рис. 1.20) має невеликий діапазон (0,3–0,9), рекомендують здійснювати гальмування струмами всіх плечей захисту. Це значно спрощує розрахунки захисту та підвищує надійність неспрацювання реле за зовнішніх к.з.. Реле має два вбудованих трансформатори гальмування ТА-1, ТА-2. За необхідності використовують додаткові приставки гальмування АТ2 (ПТ-1, рис. 1.19). Як засвідчив досвід експлуатації, можна використовувати додатково три приставки гальмування, від чого характеристики реле не погіршуються.

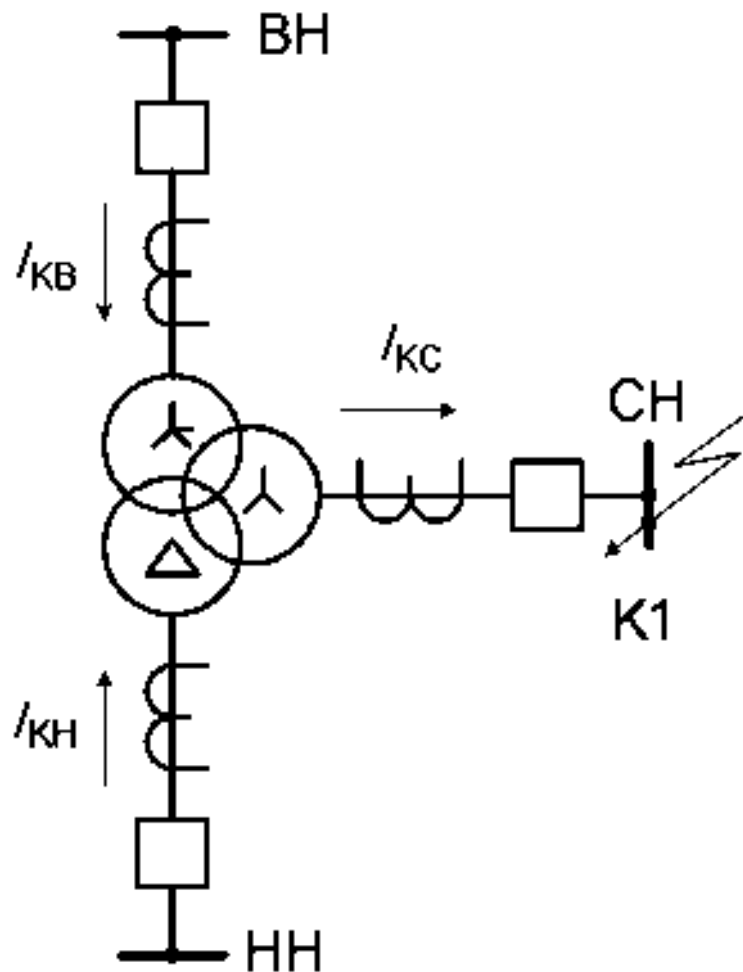
Якщо номінальні вторинні струми в плечах захисту менші від 2,5 А, то для вирівнювання струмів цих плеч додатково встановлюють підвищувальні автотрансформатори АТ-31 (ТЛ1, ТЛ2, ТЛ3, рис. 1.19). Якщо ці струми більші від 5,0 А, то в цих плечах захисту додатково встановлюють понижувальні автотрансформатори АТ-32.

Вирівнюють струми в плечах захисту відповідно вибираючи відводи автотрансформаторів, попередньо розрахувавши коефіцієнти трансформації цих автотрансформаторів.

Для спрощення розрахунків та підвищення надійності відведення захисту від зовнішніх к.з., враховуючи високу чутливість захисту з реле серії ДЗТ-20, гальмування доцільно здійснювати від усіх плечей захисту.

Проте, для підвищення чутливості захисту двох- та трьохобмоткових трансформаторів за одностороннього живлення зі сторони високої напруги, відсутності паралельної роботи на середній стороні, відсутності на підстанції потужних синхронних двигунів, можливе гальмування лише з приймальних сторін трансформатора (для трьохобмоткового трансформатора (автотрансформатора) це сторони низької та середньої напруги).

Коефіцієнти струморозподілу визначають як відношення струму відповідного плеча захисту до струму в місці зовнішнього к.з. Наприклад, для схеми рис. 1.21, за короткого замикання на стороні СН:



$$k_{c.p.1} = \frac{I_{KB}}{I_{K1}}; k_{c.p.2} = \frac{I_{KH}}{I_{K1}}; k_{c.p.3} = \frac{I_{KC}}{I_{K1}}$$

Рисунок. 1.21. - Визначення коефіцієнтів струморозподілу

1.6. Газовий захист трансформатора (автотрансформатора).

Газовий захист реагує на пошкодження в середині бака трансформатора (автотрансформатора) та відсіку РПН. Захист застосовують лише для оливних трансформаторів.

Газовий захист працює за пониження рівня оливи в баку трансформатора, виткових замикань в обмотках, “пожежі” сталі

магнітопроводу трансформатора, незначних пошкоджень елементів конструкції, що є в баку. До таких пошкоджень, зазвичай, струмові захисти (диференційний, від надструмів зовнішніх к.з., від перевантажень) нечутливі.

Згідно з ПУЕ газовий захист встановлюють на трансформаторах потужністю 6,3 МВ.

А та більше. Можливе також встановлення газового захисту на трансформаторах потужністю 1–4 МВА. Газовий захист встановлюють також на трансформаторах меншої потужності. Це внутрішньоцехові трансформатори потужністю 630 кВА та більше.

Газовий захист має два органи – сигнальний та вимикаючий.

Сигнальний орган газового захисту діє на сигнал у разі пониження рівня оливи в баку трансформатора та слабкому газоутворенні. Вимикаючий орган газового захисту діє на вимкнення трансформатора від мережі у разі подальшого пониження рівня оливи, а також за інтенсивного газовиділення. Допускають дію вимикаючого органа газового захисту на сигнал на трансформаторах, що працюють у сейсмічній зоні, а також на внутрішньоцехових трансформаторах потужністю до 2,5 МВА, у яких відсутні вимикачі на стороні високої напруги. Основним елементом газового захисту є газове реле, яке встановлюють в патрубку, що з'єднує бак трансформатора з розширювальним бачком (рис. 1.22). Для забезпечення руху газів до газового реле патрубків та верхня кришка бака трансформатора потрібно монтувати з нахилом $\sim 2\%$.

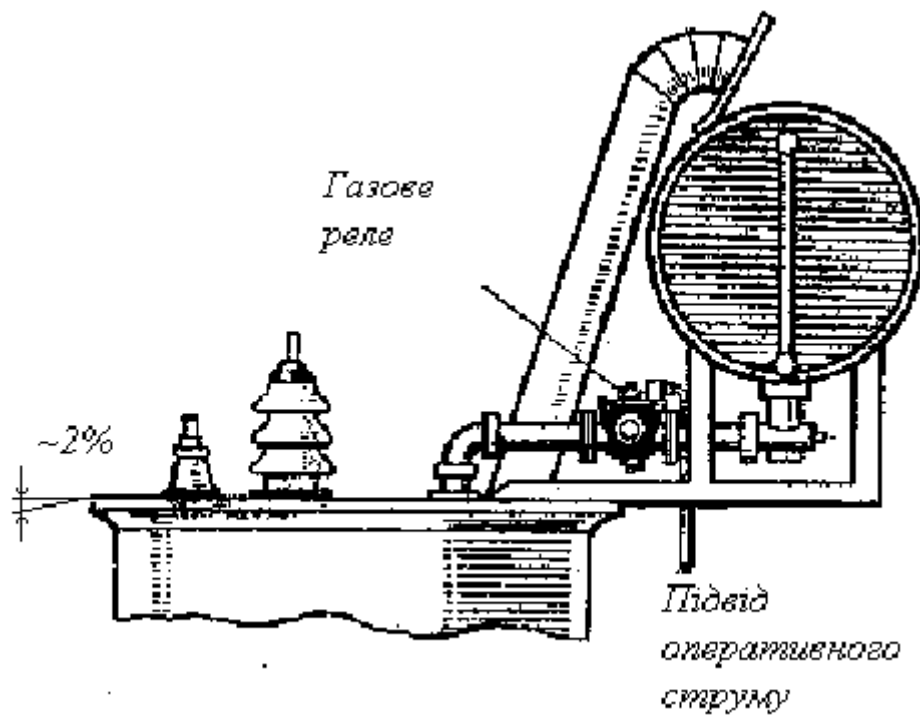


Рисунок. 1.22. - Розміщення газового реле на трансформаторі

Газові реле вперше почали застосовувати в 30-х роках XX ст. Це були реле поплавкового типу ПГ-22, ПГЗ-22 (рис. 1.23).

Основними елементами таких реле є два легкі металеві поплавки циліндричної форми 4. До поплавків жорстко закріплені скляні колби з впаяними в них контактами 6. У середині колб є ртуть. Колби розміщені так, що за верхнього положення поплавок ртуть перебуває в одному кінці колби і охоплює лише один контакт, другий контакт є в повітрі. Після повороту поплавок донизу ртуть у колбі переміщається і замикає обидва контакти, тобто реле спрацьовує.

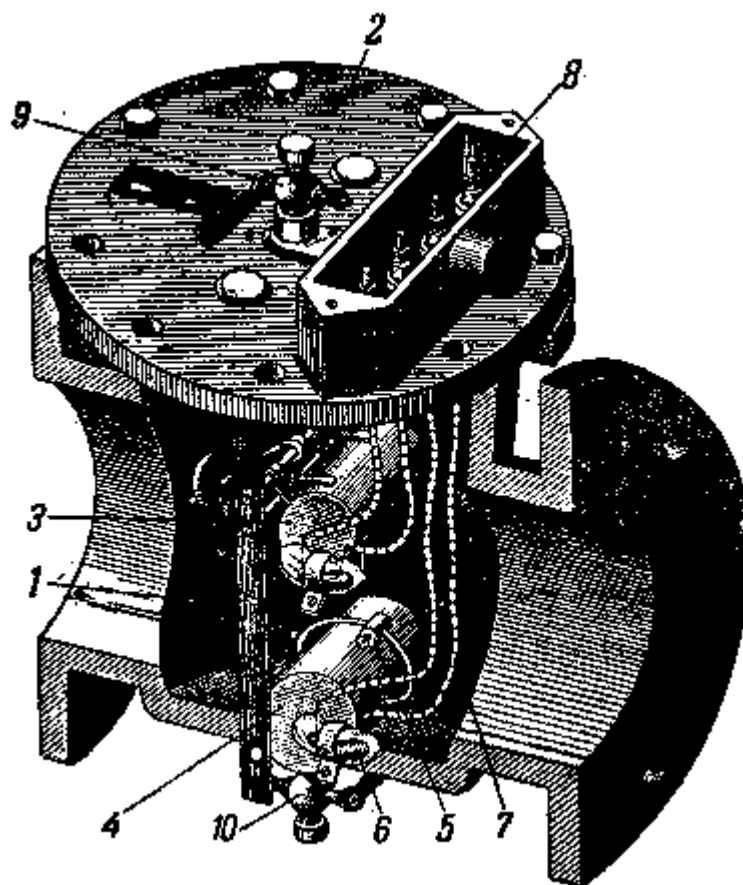


Рисунок. 1.23. - Конструкція газового поплавкового реле

Якщо трансформатор справний, то корпус реле заповнений оливою, поплавки підняті й контакти реле розімкнені (рис. 1.24, а).

За пониження рівня оливи в баку трансформатора верхній поплавков опускається і повертається разом з колбою, ртуть переміщається в колбі і замикає контакти (рис. 1.24, в). Верхня пара контактів призначена для сигналізації оперативному персоналові про пониження рівня оливи в баку трансформатора. Також верхня пара контактів замикається за незначних пошкоджень у баку трансформатора. Наприклад, незначне пошкодження ізоляції між сусідніми пластинами магнітопроводу трансформатора, що зумовлює місцеве нагрівання, від якого розкладається олива і, як наслідок, виділяються гази. Ці гази, попадаючи в корпус газового реле, поступово витісняючи оливу, нагромаджуються у верхній частині реле. У результаті верхній поплавков опуститься і замкнуться контакти, що діють у колах попереджувальної сигналізації (рис. 1.24, в).

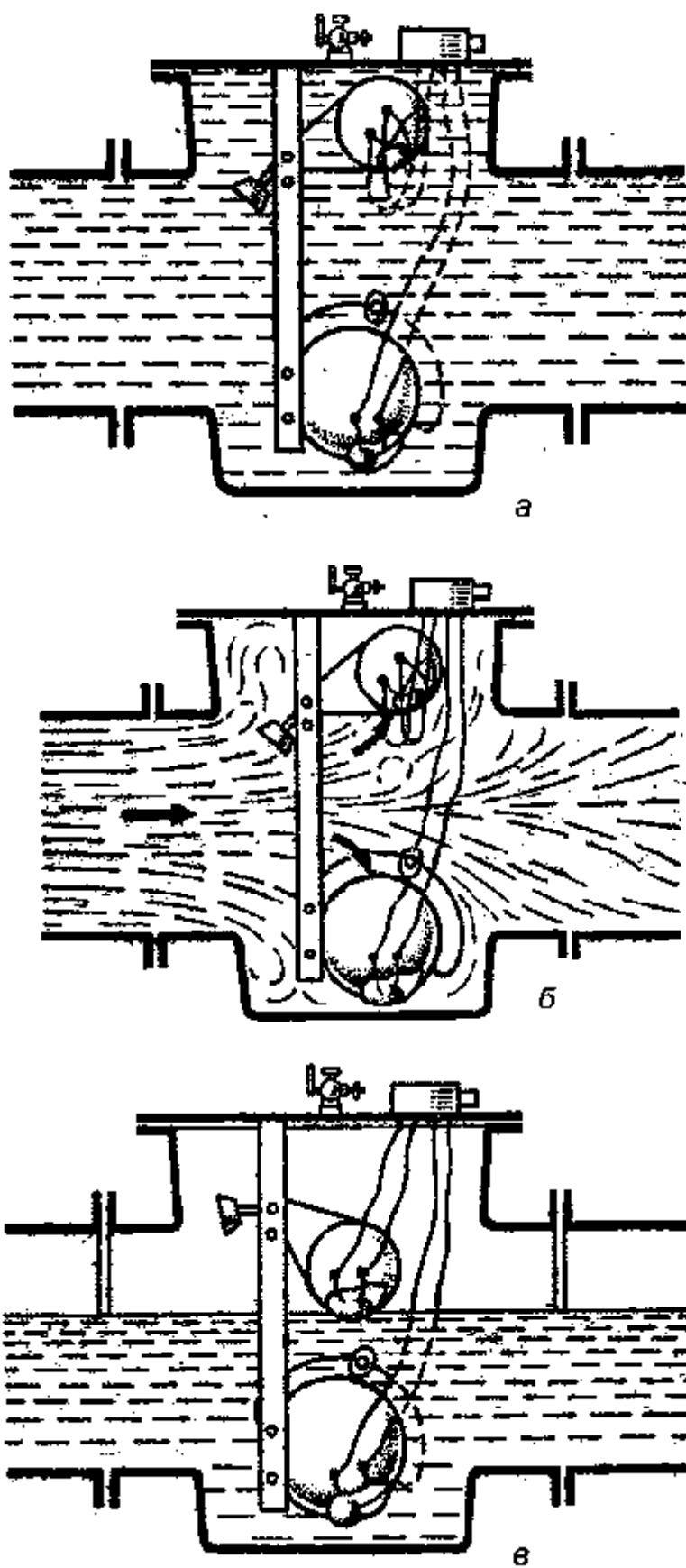


Рисунок. 1.24. - Принцип роботи газового реле

За значних пошкоджень у баку трансформатора, наприклад, виткових замикань, олива в місці пошкодження нагрівається та бурхливо розкладається. У результаті потік розігрітої оливи разом з продуктами розкладу проходить через реле в розширювальний бачок і спричинить переміщення нижнього поплавка (рис. 1.24, б). Ртуть замкне контакти в колбі, жорстко закріпленій до нижнього поплавка. Ці контакти діють на вихідні реле вимикання трансформатора від мережі зі всіх сторін.

Регулюючи чутливість нижнього поплавка за допомогою тягарця 5 (рис. 1.23), який може переміщатись вздовж металевої дуги, жорстко з'єднаної з нижнім поплавком. Таким способом реалізують зміну уставки в газовому реле поплавкового типу.

Як було відзначено, за незначних пошкоджень у баку трансформатора у верхній частині корпусу газового реле збираються гази. Зразки цього газу через кран 9 (рис. 1.23), який розташований в кришці газового реле 2, відбирають для аналізу в хімічній лабораторії.

За хімічним складом газу можна зробити висновок про вид пошкодження трансформатора. Попередній висновок можна зробити за кольором газу, запахом, його горючістю (табл. 1.3).

Таблиця 1.3.

Характер пошкодження трансформатора

№ з/п	Властивості газу	Можливі пошкодження
1	Газ без кольору, без запаху	У баку трансформатора є повітря
2	Газ білого кольору, з різким запахом, не горить	Пошкодження ізоляційних матеріалів обмотки трансформатора, зазвичай, паперу
3	Газ жовтого кольору, горить	Пошкодження дерев'яних конструкцій трансформатора
4	Газ темносірого (чорного) кольору, легко запалюється	Виткове замикання або пошкодження ізоляції між пластинами магнітопроводу

За час експлуатації поплавкових реле виявлено їхні конструктивні недоліки, що призводили до хибної роботи реле. Наприклад, доволі часто порушувалась герметичність металевих поплавків. У результаті олива

заповнювала поплавок, він під її вагою повертався, ртуть замикала контакти – захист хибно спрацьовував. Тому в 50-х роках ХХ ст. в Челябінерго (Росія) розробленими і впровадженими в експлуатацію реле серії РГЧ-61. Його виробництво освоєно на Запорізькому трансформаторному заводі і нині в експлуатації застосовують газові реле серії РГЧЗ-66 чашкового типу (рис. 1.25).

Реле поплавкового та чашкового типів відрізняються за конструкцією рухомої частини. У реле поплавкового типу замість рухомих поплавків застосовують рухомі плоскодонні чашки 1, 2. Чашки виконані з анодованого алюмінію, вони можуть повертатись відносно нерухомої осі 3. До кожної чашки жорстко закріплено контакт 4, який рухається разом з чашкою. Другий контакт 5 нерухомо закріплений до корпусу реле. У верхньому положенні чашки утримують пружини 6.

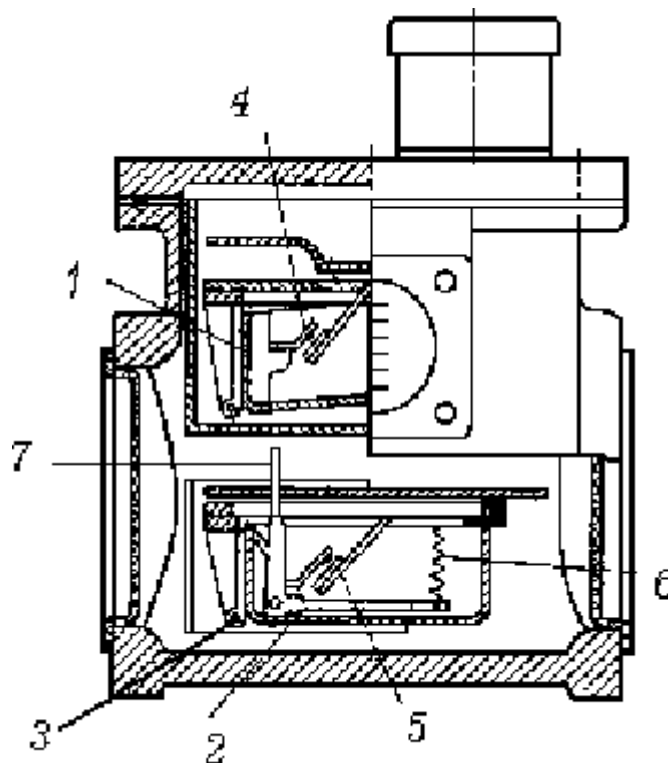


Рисунок. 1.25. - Конструкція газового реле чашкового типу

За пониження рівня оливи в баку трансформатора, верхня чашка опиняється в повітрі, але вона заповнена оливою, що в ній залишилась.

Пружина відрегульована так, що вона не може утримати в верхньому положенні чашку, наповнену оливою. Тому чашка опускається і контакти (рухомий 4 та нерухомий 5) верхньої чашки замикаються. Ці контакти діють у колах сигналізації, аналогічно до контактів верхнього поплавка газового реле поплавкового типу.

Нижня чашка, на відміну від верхньої, має ще пластину 7, жорстко закріплену до чашки перпендикулярно до напрямку руху оливи в патрубку. Пластина призначена для підсилення дії струменя оливи, який, за значних пошкоджень у баку трансформатора, буде переміщатись в патрубок, де встановлене газове реле.

За значних пошкоджень у середині бака трансформатора виникає потік оливи, що разом з продуктами розкладу тисне на пластину. Пластина разом з нижньою чашкою повертається відносно осі 3. Від цього замикаються контакти 4, 5 нижньої чашки, що діють на вимикання трансформатора від мережі.

У комплект реле РГЧЗ-66 входять три пластини 7 різної площі, які кріплять до нижньої чашки. Кожна з цих пластин розрахована на певну швидкість руху оливи, тобто визначає уставку газового реле. Ці пластини відповідають таким швидкостям: 0,6; 0,9; 1,2 м/с. Уставку 0,6 м/с застосовують для трансформаторів потужністю до 40 МВ.

А з природною циркуляцією оливи, а також для трансформаторів з дуттям та природною циркуляцією (охолодження типу М та Д). Уставку 0,9 м/с рекомендують для трансформаторів потужністю 40 МВА та вище з суттєвим охолодженням. Уставку 1,2 м/с рекомендують для трансформаторів будь-якої потужності з оливоводяним охолодженням, з вимушеним охолодженням оливи (типу Ц), а також для трансформаторів з системою охолодження дуттям та вимушеною циркуляцією оливи (ДЦ).

Основним недоліком реле чашкового типу є те, що контакти реле відкриті і весь час перебувають в оливі. Це приводить до окислення поверхні контактів і, як наслідок, знижує надійність роботи реле. Тому в практиці

широкого застосування набуло надійніше газове реле – реле Бухгольца (рис. 1.26) типу BF-80/Q (реле розробили в НДР, впроваджувати в енергосистемах почали з 1970 р.). Маркування реле розшифровують так:

- В – наявність двох елементів;
- F – фланцеве кріплення до патрубку;
- 80 – внутрішній діаметр патрубка в мм;
- Q – квадратна форма фланця.

Монтажні розміри реле Бухгольца такі ж як реле РГЧЗ-66.

Як і реле РГЧЗ-66 та ПГ-22, реле Бухгольца має два органи – сигнальний та вимикаючий. Реле має два поплавки 3 та 9. На відміну від реле ПГ-22, поплавки виконані з пластмаси і мають форму куль. Кулі не мають пайки і не корудують. Тому це реле не має недоліків, притаманних реле серії ПГ. До верхнього поплавок 3 жорстко закріплено постійний магніт 6. За пониження рівня оливи в корпусі реле верхній поплавок 3 повертається в спрямуванні, вказаному стрілкою. Магніт 6 наближається до магнітокерованого контакту 5 (геркона). Контакти геркона замикаються й комутують кола сигналізації про несправність трансформатора.

Оскільки контакти геркона ізольовані від оливи, реле Бухгольца не має недоліків, притаманних реле РГЧЗ-66.

Нижній – вимикаючий елемент складається з поплавка 9, закріпленого до нього магніту 7, герконових контактів 8, а також заслінки 1, що утримується постійним магнітом 2.

За значних пошкоджень у баку трансформатора, наприклад, виткових замикань, гаряча олива та продукти її розкладу попадають у патрубок, де розташоване газове реле, діють на заслінку 1, повертають поплавок 9 в спрямуванні, показаному стрілкою. Постійний магніт 7, який жорстко прикріплений до поплавка 9, наближається до геркона 8, контакти останнього замикаються і подають сигнал на вимикання трансформатора від мережі.

Уставку спрацювання вимикаючого елемента задають зміною зазору між постійним магнітом 2 та заслінкою 1.

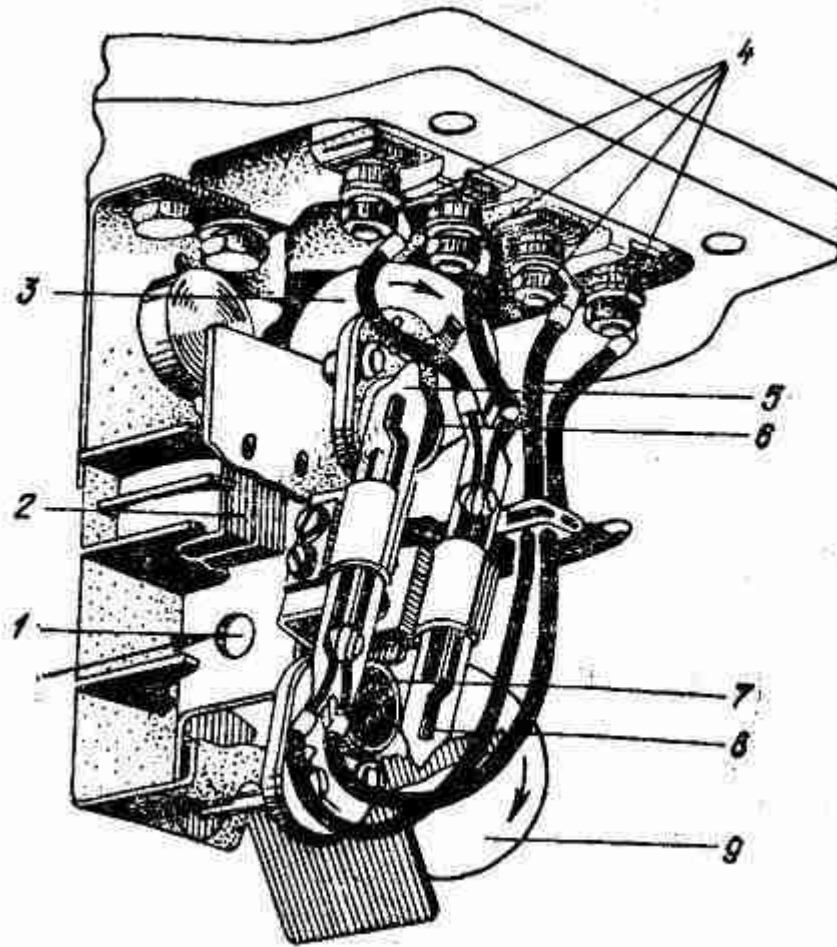


Рисунок 1.26. - Газове реле Бухгольца

Для реле Бухгольца доцільно виставляти дві уставки – 0,65 м/с та 1 м/с, а уставку 1,5 м/с, як показав досвід експлуатації, виставляти не рекомендують.

Уставку 0,65 м/с виставляють на трансформаторах, для яких рекомендують уставку на реле РГЧЗ-66 0,6 м/с. Для решти трансформаторів з газовим реле Бухгольца виставляють уставку 1 м/с.

Час спрацювання газового реле Бухгольца становить 0,22 с для реле попереднього випуску та 0,09 с для реле нової серії.

За пошкоджень у пристроях РПН виникає бурхливий розклад оливи в відсіку, де розташований цей пристрій. Оскільки відсік РПН не сполучений з

баком трансформатора, встановлюють додаткове газове реле для цього відсіку РПН. Газовий захист, за пошкоджень у відсіку РПН, діє тільки на вимикання трансформатора від мережі.

Для захисту відсіку РПН застосовують реле РГЧЗ-66, реле Бухгольца, а також спеціальне струменеве реле URF-25/10 (рис. 1.27).

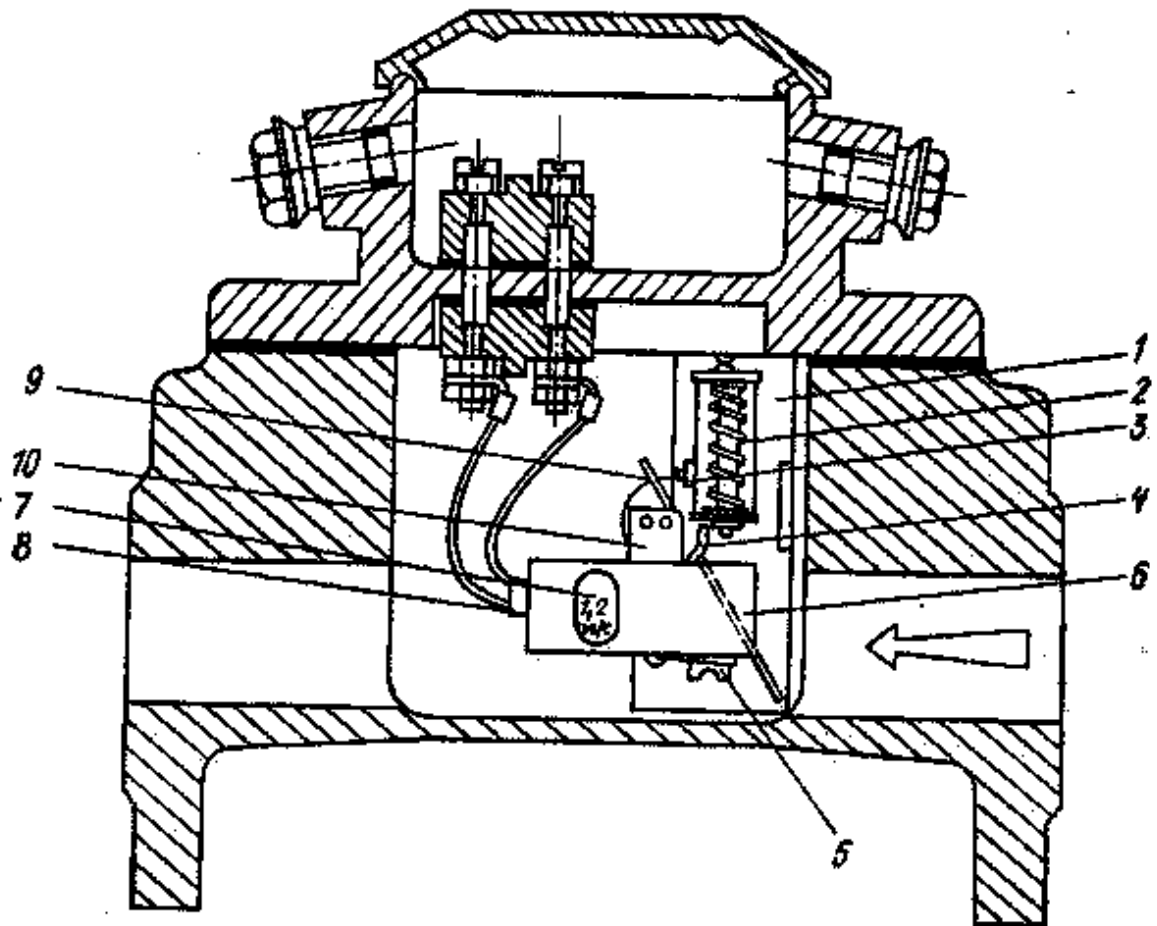


Рисунок 1.27. - Струменеве реле

Чутливий елемент реле – пластина 9, що разом з тягарем 6 підвішена до скоби 1. Коли швидкість руху оливи сягає певного рівня, пластина 9 повертається.

Після цього зачіпка 4 виходить з під пружини 2 і фіксує пластину 9 в спрацьованому стані. Постійний магніт, розміщений на тягарі, наближається до геркона 8, контакти геркона замикають кола вимикання трансформатора від мережі.

Після вимикання трансформатора від мережі газове реле у вихідний стан автоматично не повертається. Для повернення реле у вихідний стан необхідно натиснути на спеціальну кнопку, що розміщена ззовні на корпусі струменевого реле. Після натискання кнопки зачіпка 4 відводиться у вихідний стан, пластина 9 піднімається, контакти геркона розмикаються.

Уставку реле регулюють переміщенням тягара 6. Виготовляють струменеві реле на два діапазони уставок: 0,9 м/с; 1,2 м/с; 1,5 м/с або 1,5 м/с; 2 м/с; 2,5 м/с.

У схемах під'єднання контактів газового реле, призначених для вимикання трансформатора від мережі, необхідно передбачити можливість переведення вимикаючого контакту на сигнал. Це потрібно для того, щоб газове реле не спрацювало хибно на вимикання трансформатора від мережі після доливання свіжої оливи в бак трансформатора. Після доливання свіжої оливи в бак трансформатора попадає повітря, бульбашки якого, піднімаючись у розширювальний бачок трансформатора через патрубок, де встановлене газове реле, можуть спричиняти спрацювання вимикаючого органа газового реле, від чого трансформатор хибно вимкнеться від мережі. Для деаерації повітря з свіжої оливи вимикаючий контакт газового реле переводять на сигнал на час до 72 год.

Це не стосується газового реле, встановленого у відсіку РПН, де реле повинно бути в стані постійної готовності на вимикання трансформатора від мережі.

На рис. 1.28 наведена принципова схема кіл газового захисту трансформатора. Після спрацювання газового захисту відсіку РПН, чи газового захисту трансформатора на вимикання, замикаються контакти відповідних реле KSG2, KSG1.1 і подають живлення на проміжне реле KL1 (рис. 1.28, а). Реле KL1 спрацьовує і подає сигнал на вимикання вимикачів усіх сторін трансформатора (рис. 1.28, б).

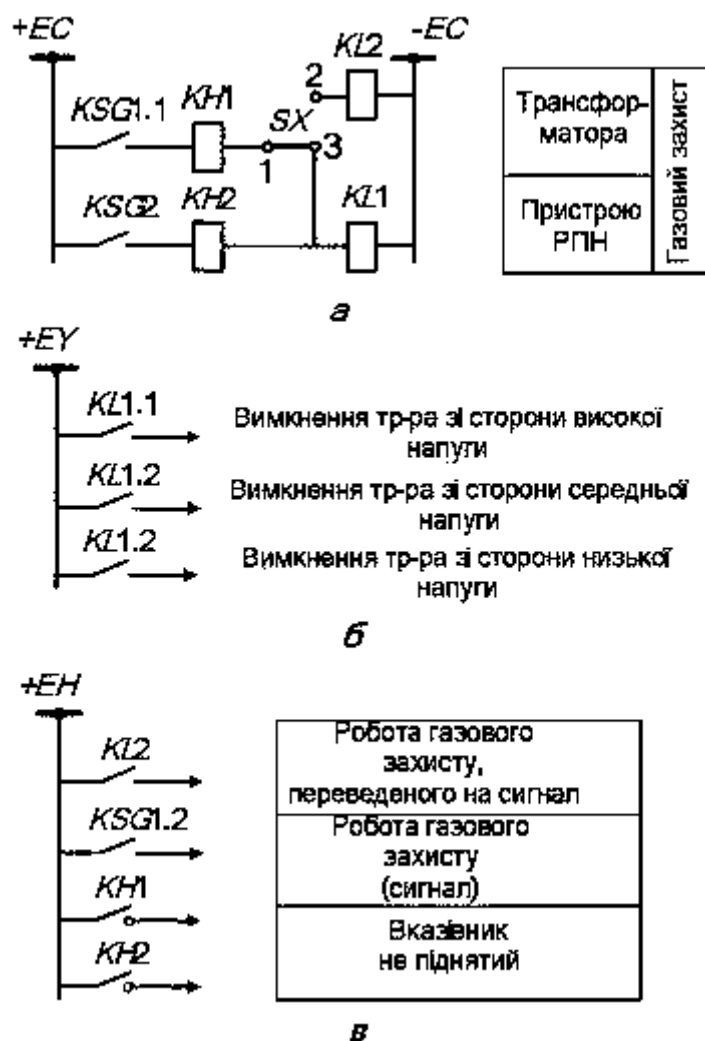


Рисунок 1.28. - Газовий захист трансформатора:

а – кола постійного оперативного струму; б – вихідні кола; в – кола сигналізації

У кола сигналізації надходять сигнали “Вказівник реле не піднятий”, що сигналізує оперативному персоналу про спрацювання газового захисту на вимкнення трансформатора. Який газовий захист спрацював – трансформатора чи відсіку РПН – визначають за станом вказівників сигнальних реле $KH1$, $KH2$. Після спрацювання сигнального органа газового захисту трансформатора в колах сигналізації замикаються контакти $KSG1.2$. Подібним способом газовий захист трансформатора працює на сигнал після переведення дії вимикаючого органа газового захисту на сигнал, що виконують після доливання свіжої оливи в бак трансформатора. Для цього

накладку SX в оперативних колах захисту переводять у положення 1 – 2, після чого захист діє на реле KL2 (рис. 1.28, а).

Контрольні питання

1. Які пошкодження можуть виникати в трансформаторі та чим вони небезпечні для нього?
2. Як повинні діяти захисти трансформатора за виникнення в ньому пошкоджень?
3. Які особливі режими можуть виникати в трансформаторі і як повинні в такому разі діяти захисти?
4. Які причини виникнення надструмів в обмотках трансформаторів?
4. На трансформаторах якої потужності встановлюють захисти за допомогою запобіжників?
5. Як вибирають номінальні струми плавких вставок запобіжників трансформатора?
7. Які захисти від міжфазних к.з. застосовують для трансформаторів потужністю до 6,3 МВ.А?
8. З яких умов розраховують струм спрацювання струмової відсічки?
9. Як перевіряють чутливість струмової відсічки?
10. Чому коефіцієнт чутливості струмової відсічки необхідно визначати за вторинними значеннями струмів?
11. Яку зону захищає максимальний струмовий захист трансформатора?
12. Як розраховують уставку спрацювання максимального струмового захисту трансформатора?
13. З яких умов вибирають час спрацювання максимального струмового захисту трансформатора?
14. Як перевіряють чутливість максимального струмового захисту?
15. Чому струм на стороні високої напруги трансформатора зі з'єднанням обмоток "зірка/зірка" за однофазного к.з. на стороні низької напруги є меншим від такого ж струму в трансформаторі зі з'єднанням обмоток за схемою "трикутник/зірка"?

16. Як організовують захист від однофазних к.з. на стороні низької напруги трансформатора зі з'єднанням обмоток "зірка/зірка"?
17. Чому не встановлюють спеціальний захист від однофазних к.з. на стороні низької напруги трансформатора зі з'єднанням обмоток "три кутник/зірка"?
18. Чому за однофазного к.з. на стороні низької напруги трансформатора зі з'єднанням обмоток "зірка/зірка" струм нульової послідовності не трансформується на сторону високої напруги?
19. У яких випадках на трансформаторах встановлюють диференційні захисти?
20. Поясніть принцип дії диференційного захисту трансформатора.
21. Наведіть особливості виконання диференційного захисту трансформатора.
22. Як впливає різнотипність трансформаторів струму плечей захисту на налаштування диференційного захисту?
23. Як впливає група з'єднань обмоток силового трансформатора на налаштування диференційного захисту?
24. Який розподіл струму нульової послідовності в обмотках силового трансформатора за коротких замикань на землю та які відомі заходи для забезпечення селективної роботи диференційного захисту трансформатора?
25. Вплив на налаштування диференційного захисту коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму плечей захисту?
26. За яких умов розраховують струм спрацювання диференційного захисту трансформатора?
27. Як перевіряють чутливість диференційного захисту трансформатора?
28. Який принцип роботи диференційного реле серії РНТ?
29. Як у реле серії РНТ зменшують вплив аперіодичної складової струму на роботу захисту?
30. Розкажіть про принцип роботи диференційного реле серії ДЗТ-11.
31. Які особливості виконання диференційного захисту з реле серії ДЗТ-20?

32. Яке призначення зовнішніх автотрансформаторів у захистах з реле серії ДЗТ-20?
33. Як у плечах захисту реле серії ДЗТ-20 здійснюється гальмування?
34. Яка послідовність розрахунку параметрів спрацювання захисту з реле серії ДЗТ-20?
35. З якою метою на трансформаторах встановлюють газовий захист?
36. На яких трансформаторах встановлюють газовий захист?
37. В якому місці трансформатора встановлюють газове реле ?.
38. На що діє газовий захист трансформатора?
39. В яких випадках допускають дію вимикаючого органа газового захисту на сигнал?
40. Які особливості виконання газового реле поплавкового типу?
41. Які особливості виконання газового реле чашкового типу?
42. Які особливості виконання газового реле Бух гольця?
43. Як регулюють уставку спрацювання в газових реле різного типу?
44. Як за кольором газу в газовому реле можна визначити характер пошкодження трансформатора?
45. Чому у відсіку РНП необхідно додатково встановлювати газовий захист із струменевим реле?
46. Чому після доливання оливи в трансформатор дію вимикаючого органа газового захисту на деякий час переводять на сигнал?

Тема 2. ЗАХИСТ ГЕНЕРАТОРІВ

План

- 2.1. Види пошкоджень та особливі режими генераторів.**
- 2.2. Поздовжній диференційний захист генератора.**
- 2.3. Поперечний диференційний захист генератора.**
- 2.4. Захист від замикань на землю в обмотці статора генератора.**
- 2.6. Захист генератора від несиметричних режимів.**
- 2.7. Захист обмотки статора генератора від симетричних перевантажень.**

2.1. Види пошкоджень та особливі режими генераторів

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

Тривалість усталеного режиму генератора обмежується передусім нагріванням, температурою окремих частин генератора, котра не повинна перевищувати максимально допустимий рівень, а також механічним станом конструкції генератора – насамперед рівнем вібрації машини. Тому режими генератора можна умовно розділити на три групи:

- довготривалі допустимі;
- короткочасно допустимі;
- аварійні.

Оскільки релейний захист генератора діє за виникнення аварійних режимів, детальніше розглянемо саме цю групу режимів.

До аварійних режимів зараховують такі режими, які не можна ліквідувати під час роботи генератора. Ці режими призводять до недопустимого перегрівання окремих частин генератора та його системи збудження, появи вібрації і, як наслідок, до механічного пошкодження генератора. За аварійних ситуацій генератор повинен автоматично

вимикатись від мережі електричними (зазвичай, релейними) та технологічними захистами.

Релейні захисти спрацьовують за виникнення зовнішніх та внутрішніх пошкоджень генератора. Технологічні захисти спрацьовують за виникнення аварійних ситуацій у теплосиловій частині енергоблоку, а також у разі пошкоджень у системі охолодження генератора. Робота релейних та технологічних захистів взаємопов'язана.

Зазвичай, аварійні режими генератора виникають за пошкоджень генератора.

Основні види пошкоджень генератора – міжфазні к.з.; виткові замикання та замикання на землю в обмотці статора; замикання в одному та двох місцях обмотки збудження.

Найчастіше виникають однофазні замикання на землю обмотки статора генератора. Вони супроводжуються незначним рівнем струмів (від кількох до кількох десятків А), оскільки генератори на електричних станціях працюють, зазвичай, з ізольованою нейтраллю. І найчастіше ці замикання виникають на ділянках обмотки статора поблизу лінійних виводів. Проте, можливе замикання і біля нульових виводів генератора, що виникає за пониження рівня ізоляції від дії води системи охолодження генератора (для генераторів з водяним охолодженням).

Експериментально встановлено, якщо струм замикання на землю в обмотці статора перевищує 5 А, в місці пошкодження виникає дуга, яка призводить до виплавлення міді обмотки та активної сталі статора генератора, тобто до механічного пошкодження генератора. Тому захист за такого пошкодження повинен діяти на аварійне вимкнення генератора.

За аварійного вимкнення генератора:

- релейний захист вимикає генератор від мережі;
- гаситься магнітне поле генератора;
- живлення власних потреб енергоблоку переводиться на резервне джерело;

– технологічні захисти енергоблоку зупиняють його теплосилове обладнання.

У разі виникнення виткових замикань (замикань між собою витків однієї фази) в місці пошкодження виникає значний струм, що може призвести до значних пошкоджень обмотки та сталі статора генератора в місці пошкодження. Однак за цього режиму рівень фазних струмів змінюється незначно.

Досвід експлуатації генераторів свідчить, що виткові замикання виникають за розвитку однофазних замикань на землю.

Багатофазні замикання в обмотці статора виникають, як і виткові замикання, за розвитку однофазних замикань на землю. Ці пошкодження супроводжують великі струми в обмотках статора, що призводить до значних пошкоджень обмотки та виплавлення активної сталі статора генератора.

Тому захисти від виткових та багатофазних коротких замикань в обмотці статора повинні діяти без витримки часу на аварійне вимкнення генератора.

Причинами виникнення замикання на землю в одному місці обмотки збудження може бути забруднення ізоляції або її пошкодження. За виникнення замикання на землю в одному місці кіл збудження значні пошкодження в колах збудження та зміна режиму генератора не виникають. Це пояснюється тим, що робоча напруга кіл збудження незначна (кілька сотень вольт), ємність обмотки збудження щодо землі невелика і тому в місці замикання не протікатиме струм, що може пошкодити ротор чи вплинути на робочий режим генератора. Тому захист від замикань на землю в одному місці обмотки збудження генератора може діяти на сигнал.

Але поява замикання в одному місці збільшує імовірність появи землі в іншому місці кола збудження, що може спричинити значні пошкодження в генераторі. Тому на генераторах передбачено постійний контроль рівня ізоляції кіл збудження. Якщо рівень ізоляції кіл збудження є недопустимо низьким, про що свідчить спрацювання відповідної сигналізації на блочному

щиті управління енергоблоком, оперативний персонал повинен перевести живлення кола збудження генератора з робочого збудника (на більшості генераторів в Україні – це тиристорна система збудження) на резервний (це, зазвичай, електромашинна система збудження). Необхідність такого переведення зумовлена ще й тим, що в напрузі збудження, яка підведена до кілець ротора генератора від тиристорного збудника, є вищі гармонічні складові, спричинені роботою тиристорів. За дії цих вищих гармонічних складових через місце пошкодження може протікати значний ємнісний струм, який поглиблюватиме пошкодження ізоляції в місці замикання.

Якщо після переведення збудження на резервний збудник замикання в колах збудження зникне, то генератор залишають працювати з резервною системою збудження до усунення несправностей в робочій системі збудження. Якщо ж після переведення збудження, земля в колах збудження залишиться, генератор необхідно терміново розвантажити та вимкнути від мережі.

Для генераторів є небезпечними режими, коли замикання кіл збудження виникають в обмотці ротора. За замикання на землю в двох місцях обмотки ротора частина витків обмотки ротора зашунтована, що спричиняє спотворення магнітного поля генератора. За спотворення магнітного поля генератора виникають значні вібрації ротора, що призводить до пошкоджень підшипників генератора, виходу водню з корпусу генератора (для генераторів з водневим охолодженням).

Це своєю чергою може призвести до вибуху водню і виникнення пожежі в машинному залі та значних пошкоджень обладнання електричної станції. Тому захист від замикань на землю в двох місцях обмотки ротора повинен діяти на аварійне вимкнення генератора.

На потужних генераторах з безпосереднім охолодженням обмотки збудження, по якій протікає значний робочий струм (наприклад, номінальний струм збудження генератора потужністю 300 Мвт становить ~ 3000 А), навіть за швидкого вимкнення генератора від мережі після замикання в двох місцях

обмотки збудження, наслідки можуть бути важкими. Відомі випадки вигорання частини вала генератора та пошкодження зубців ротора після замикання в двох місцях кіл збудження.

Враховуючи тяжкі наслідки таких пошкоджень потужні генератори вимикають від мережі після появи в одному місці замикання кіл збудження на землю. Особливі режими генератора – асинхронний режим, симетричні та несиметричні перевантаження обмотки статора; перевантаження обмотки ротора; перевищення напруги на виводах статора генератора за неробочого ходу.

Перевантаження статора та ротора виникає за несправностей в системі автоматичного регулювання збудження (АРЗ) генератора, коли безпідставно збільшується струм в обмотці ротора, а також за дефіциту реактивної потужності в енергосистемі, коли АРЗ діє на збільшення струму збудження. Перевантаження обмотки статора виникає також за масового самозапуску двигунів. Тривалість таких перевантажень обмежена умовами збереження електричних та механічних властивостей ізоляції обмоток генератора.

Перевантаження за струмом обмотки ротора ліквідує спеціальний блок системи АРЗ, що діє з залежною від кратності перевантаження витримкою часу на зменшення цього струму. Коли перевантаження обмотки ротора не ліквідовується, релейний захист з більшою витримкою часу діє на вимкнення генератора від мережі.

Перевантаження за струмом обмотки статора генератора супроводжується перевантаженням обмотки ротора. Якщо перевантаження за струмом обмотки ротора зникає, то і автоматично зникає симетричне перевантаження обмотки статора. Тому спеціальний захист від перевантажень в обмотці статора не встановлюють, застосовують тільки сигнальний орган.

За перевантаження обмоток ротора та статора оперативний персонал електростанції, не чекаючи дії АРЗ на автоматичне зменшення струму збудження, повинен вручну розвантажити генератор за реактивною

потужністю, а коли це не дало очікуваного ефекту – розвантажити генератор і за активною потужністю. Якщо розвантаження генератора неможливе, оперативний персонал повинен вручну вимкнути генератор від мережі та перевести енергоблок на неробочий хід.

Несиметричні перевантаження в обмотці статора виникають за неповнофазних режимів в енергосистемі. Неповнофазні режими виникають за однофазних АПВ ЛЕП, збурень навантаження тягових підстанцій, дугових електропечей, а також у разі обривів проводів ЛЕП, або ошиновки підстанцій, неповнофазних комутацій вимикачів, несиметричних к.з. тощо. За несиметричних режимів обмотки статора виникає магнітне поле, утворене струмами оберненої послідовності. Це поле наводить в електропровідних контурах ротора ЕРС подвійної частоти, що призводить до протікання струмів, які спричиняють нагрівання бочки ротора, зубців та пазових клинів, особливо в торцевих зонах ротора. Поле оберненої послідовності створює також пульсуючий в просторі електромагнітний момент, що зумовлює підвищену вібрацію усієї конструкції генератора.

За виникнення несиметричного режиму оперативний персонал повинен вручну його ліквідувати. Якщо несиметричний режим не вдається ліквідувати, оперативний персонал повинен вручну розвантажити генератор та вимкнути його з мережі. Якщо ж персонал не вживає жодних заходів для ліквідації несиметричного перевантаження – спрацює спеціальний захист, що з залежною від величини струму оберненої послідовності витримкою часу діє на вимкнення генератора від мережі та переведення його на неробочий хід.

Асинхронний режим генератора може виникати за повної або часткової втрати збудження, що призводить до порушення стійкості паралельної роботи генератора з енергосистемою.

Асинхронний режим генератора також може виникати за зовнішніх к.з., неправильної дії оперативного персоналу, зокрема, під час невдалого переведення збудження генератора з робочої системи на резервну або

навпаки, а також за несправності в системі збудження генератора, зокрема в системі АРЗ.

За асинхронного режиму збудженого генератора фазовий зсув між е.р.с. генератора та вектором напруги приймальної системи багаторазово змінюється від 0^0 до 360^0 . В цьому режимі генератор циклічно працює то в генераторному режимі то в режимі двигуна, що супроводжується значними урівнюючими струмами та значними моментами, які діють на генератор та турбіну. Асинхронний режим збудженого генератора є надзвичайно важким режимом генератора. Цей режим може призвести до пошкодження турбоагрегату та порушення стійкості роботи приймальної системи. Тому за такого режиму захист повинен якомога швидше вимикати генератор від мережі.

У разі повної втрати збудження генератор переходить в асинхронний режим. За цього режиму генератор продовжує видавати в систему активну потужність, водночас зростає частота обертання ротора і генератор починає споживати реактивну потужність. Координати режиму генератора (фазні струми, фазні напруги, активна та реактивна потужності) коливаються щодо свого середнього значення з подвійною частотою ковзання. Також за цього режиму виникає перегрівання крайніх пакетів статора генератора, а також елементів ротора, особливо в його торцевих зонах. За рахунок споживання значної реактивної потужності з енергосистеми, в ній знижується напруга, погіршуються умови стійкої роботи. За асинхронного режиму генератора з розімкненою обмоткою збудження на ній наводиться ЕРС з частотою ковзання ротора по відношенню до поля статора. Значна величина ЕРС перенапруги на обмотці збудження може призвести до пошкодження (пробиття) її ізоляції. Для захисту обмотки ротора від пробиття ізоляції в колі збудження генератора передбачено контактор, що за такого режиму спрацьовує та шунтує обмотку ротора на активний опір.

У принципі для турбогенераторів (синхронні машини з неявнополюсним ротором) допустима тривала робота в асинхронному

режимі. Тривалість такого режиму для турбогенератора визначає його температурний режим – перегрівання крайніх пакетів осердя статора, а також металевих конструкцій в зоні лобових з'єднань обмотки статора та в торцевих частинах ротора. Але за цього режиму необхідно зменшити активну потужність турбогенератора системою регулювання швидкості турбіни, зокрема, електрогідравлічною приставкою регулятора швидкості. Наприклад, якщо турбогенератор з безпосереднім охолодженням розвантажений за активною потужністю до величини $\sim 40\%$ від номінальної, то він може працювати за асинхронного режиму протягом 15 хв. Турбогенератор з опосередкованим охолодженням в асинхронному режимі може працювати протягом 30 хв.

Гідрогенератори з демпферними обмотками мають значний асинхронний момент, за рахунок якого після втрати збудження може встановитись стійкий асинхронний режим з значним ковзанням (3 – 5%). Але такий режим за умов перегріву демпферних обмоток ротора для гідрогенераторів є недопустимим. Тому для гідрогенераторів у випадку виникнення асинхронного режиму захист повинен діяти на його вимкнення від мережі.

Але, як зазначено вище, за асинхронного режиму генератор споживає значну реактивну потужність з мережі, понижується напруга в вузлах енергосистеми і погіршується стійкість роботи енергосистеми загалом. Тому для генераторів великої потужності, а також для генераторів, що працюють в енергосистемі з дефіцитом реактивної потужності, асинхронний режим недопустимий – за виникнення асинхронного режиму їх негайно вимикають від мережі.

Підвищення напруги може виникнути після вимкнення генератора від мережі, за несправності в системі АРЗ, або у за його відсутності (робота генератора з резервним електромашинним збудником або робота з тиристорним збудником, коли управління ним здійснюють без АРЗ – блоком ручного управління). За таких умов після вимкнення генератора від мережі

виникає перенапруга, що може призвести до пробою ізоляції обмотки статора. Тому передбачають захист, який у разі підвищення напруги за неробочого ходу генератора, діє на гасіння його поля.

Згідно з ПУЕ на генераторах потужністю вище ніж 160 МВт потрібно встановити:

- поздовжній диференційний захист від внутрішніх міжфазних к.з. в обмотці статора;
- поперечний диференційний захист від виткових замикань в обмотці статора;
- захист від однофазних замикань на землю в обмотці статора;
- захист від зовнішніх симетричних к.з.;
- захист обмотки статора від підвищення напруги за неробочого ходу;
- захист від несиметричних к.з. та несиметричних перевантажень обмотки статора;
- захист обмотки статора від симетричних перевантажень;
- захист обмотки ротора від перевантажень;
- захист кіл збудження від замикань на землю в одному місці;
- захист кіл збудження від замикань на землю в двох місцях.

2.2. Поздовжній диференційний захист генератора.

Для захисту генератора від міжфазних к.з. в обмотці статора застосовують поздовжній диференційний захист. Захист діє на аварійне вимкнення генератора від мережі.

Для потужних генераторів (160 МВт та більше) поздовжній диференційний захист виконують трифазним трьохрелейним.

На генераторах потужністю 160 МВт та більше традиційний поздовжній диференційний захист виконують з застосуванням реле серій РНТ або ДЗТ з проміжними швидконасичувальними трансформаторами.

На рис. 2.1 наведені схеми поздовжнього диференційного захисту генератора з застосуванням реле ДЗТ-11/5. Це реле має диференційну

(робочу) обмотку з 144 витками та гальмівну з максимальною кількістю витків 36.

Для організації поздовжнього диференційного захисту використовують трансформатори струму, встановлені в лінійних виводах (ТА1) та біля нульових виводів (ТА2) генератора (рис. 9.1, а). Для генераторів типу ТВВ з паралельними вітками обмотки статора використовують трансформатори струму, встановлені в кожній вітці біля нульових виводів генератора. Вторинні обмотки цих трансформаторів струму з'єднують паралельно (рис. 2.1, б).

Вибір уставок спрацювання поздовжнього диференційного захисту зводять до розрахунку кількості витків гальмівної обмотки g_w , які визначають за умови відведення від найбільшого струму небалансу за зовнішнього к.з., або асинхронного ходу генератора.

Струм небалансу розраховують як

$$I_{\text{нб.розр}} = k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I^{(3)},$$

де $k_{\text{одн}} = 0,5$ або 1 – коефіцієнт однотипності за застосування відповідно однотипних або різнотипних трансформаторів струму на лінійних виводах і на виводах в нейтралі генератора; $\varepsilon = 0,1$ – похибка трансформатора струму; $I^{(3)}$ – періодична складова струму за трифазного к.з. або за асинхронного ходу генератора. З двох значень вибирають більше.

На блоках з вимикачем в колі генератора визначають за короткого замикання на виводах генератора, у разі відсутності вимикача – за блочним трансформатором.

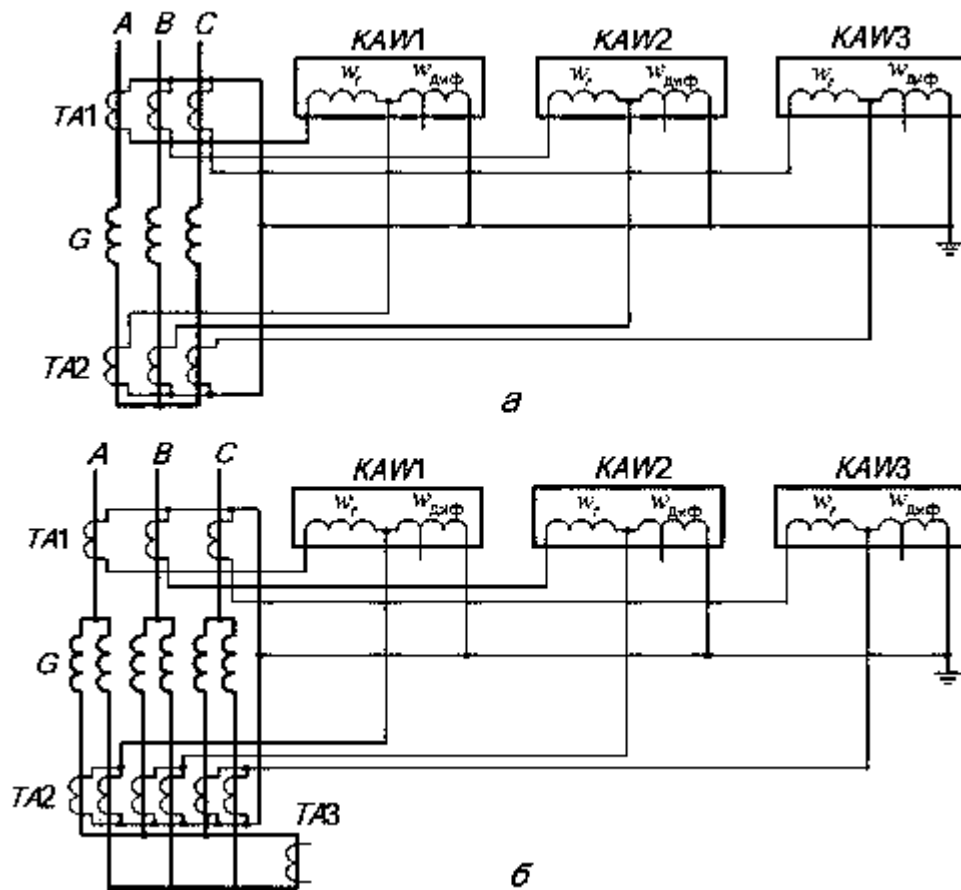


Рисунок 2.1. - Схеми поздовжнього диференційного захисту з реле ДЗТ-11/5 для генераторів потужністю 160 МВт та більше

Максимальний струм за асинхронного ходу та магніторушійну силу диференційної обмотки розраховують за формулами:

$$I^{(3)} = \frac{2 \cdot U}{\sqrt{3} \cdot (x_d' + x_T + x_C)},$$

$$F_{\text{диф}} = k_{\text{від}} \cdot \frac{I_{\text{нб.розр}}}{k_{TA}} \cdot w_{\text{диф}},$$

де U – напруга на стороні вищої напруги блочного трансформатора; x_d' – перехідний реактанс генератора; x_T – реактанс блочного трансформатора; x_C – мінімальне значення реактансу приймальної системи.

Щоб реле не спрацювало за зовнішніх к.з. або асинхронного ходу, магніторушійна сила гальмівної обмотки повинна бути більшою за магніторушійну силу диференційної обмотки, по якій протікає струм небалансу.

За розрахованим вищенаведених формул по характеристиці мінімального режиму гальмування II (рис. 2.2) визначають магніторушійну силу гальмівної обмотки за якою розраховують кількість витків гальмівної обмотки

$$w_{г.розр} = \frac{F_{г}}{I^{(3)} / k_{ТА}},$$

Чутливість поздовжнього диференційного захисту генератора, зазвичай, завжди достатня і її не перевіряють.

Для генераторів серії ТВФ (генератори потужністю до 100 МВт) застосовують поздовжній диференційний захист з реле РНТ-565 – з проміжним швидконасичувальним трансформатором. Схема приєднання вимірних органів диференційного захисту з реле РНТ-565 наведена на рис. 2.3.

Розрахунок диференційного захисту з реле серії РНТ зводять до визначення кількості витків диференційної обмотки.

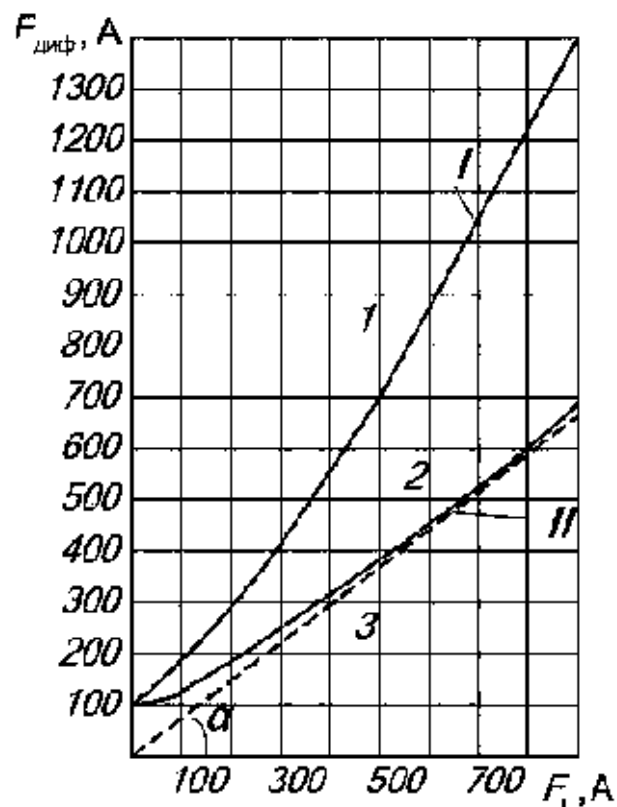


Рисунок 2.2. - Гальмівні характеристики реле серії ДЗТ-11 I, II - максимальне та мінімальне гальмування

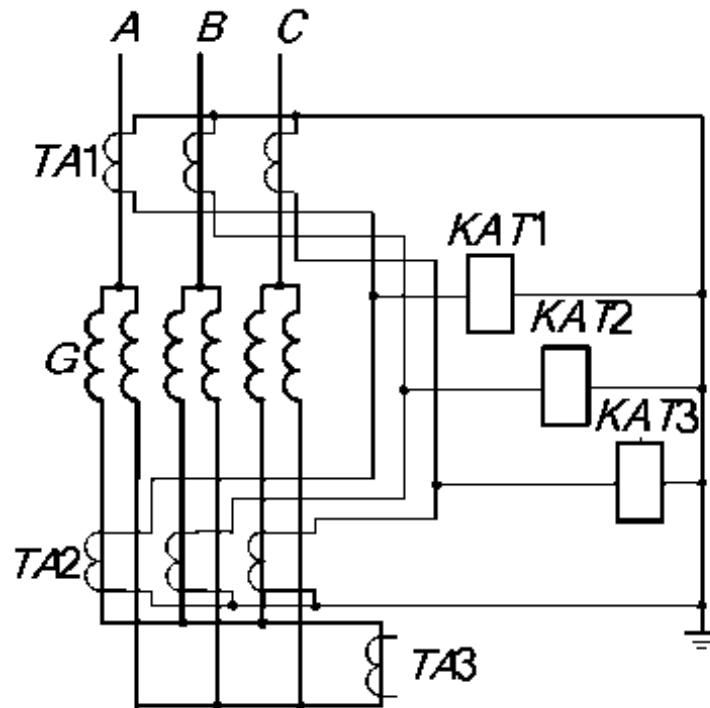


Рисунок 2.3. - Схема диференційного захисту з реле серії РНТ

Струм спрацювання захисту та кількість витків диференційної обмотки визначають за формулами:

$$I_{с.з} = k_{від} \cdot I_{нб.розр},$$

$$w_{диф.розр} = \frac{F_{с.р}}{I^{(3)} / k_{TA}},$$

де $F_{с.р} = 100 \text{ А}$ – магніторухійна сила спрацювання реле; $I^{(3)}$ – періодична складова струму трифазного к.з. або асинхронного режиму генератора; k_{TA} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Коефіцієнт чутливості захисту перевіряють за двофазного к.з. на виводах генератора, який працює на неробочому ході

$$k_u - \frac{I^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 2,$$

де $I^{(2)}$ – струм в обмотці статора генератора за двофазного к.з. на його виводах за неробочого ходу.

2.3. Поперечний диференційний захист генератора

Для захисту генератора від виткових замикань в обмотці статора застосовують поперечний диференційний захист. Захист діє на аварійне вимкнення генератора від мережі.

Цей захист застосовують для генераторів з паралельними обмотками статора. Принципова схема поперечного диференційного захисту наведена на рис. 2.4. Вимірний орган захисту – фільтрове реле типу РТ-40/Ф, під'єднане до трансформатора струму ТА3, встановленого в перемичку, що з'єднує дві нейтралі обмоток статора (в схемах рис. 2.1,б, 2.3). До складу вимірного органа захисту входять проміжний трансформатор струму ТАЛ, фільтр С та реле струму КА.

Поперечний диференційний захист обмотки статора генератора реагує на замикання: між витками однієї вітки, (точка К3 на рис. 2.4), на замикання між вітками однієї фази (точка К2), на замикання між вітками різних фаз (точка К1).

За цих к.з. порушується баланс струмів у вітках обмотки статора генератора і через перемичку, що з'єднує нейтралі паралельних обмоток статора, протікає струм.

Тому вимірний орган захисту приєднують до трансформатора струму, встановленого в цій перемичці.

У фазних ЕРС обмоток статора генератора є значний вміст третьої гармоніки та гармонік, кратних трьом. Тому навіть за нормального режиму через перемичку, де встановлено захист, протікатиме струм з вмістом гармонічних складових, кратних трьом, і реле КА може хибно спрацювати. Для запобігання хибної роботи захисту у його вимірному органі передбачено фільтр – конденсатор С. За підвищення частоти вхідного сигналу імпеданс обмотки реле КА збільшується (за рахунок індуктивності обмотки), а конденсатора – зменшується. Тому складова струму з вмістом вищих гармонічних складових буде, переважно, замикатись через конденсатор С, а через обмотку реле протікатиме струм основної частоти.

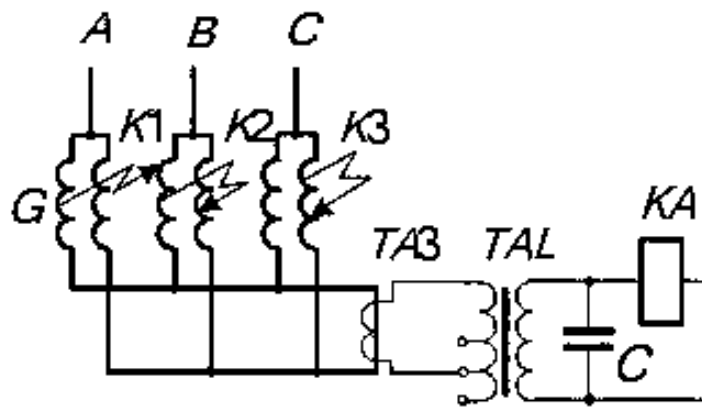


Рисунок 2.4. - Схема поперечного диференційного захисту

Первинну обмотку проміжного трансформатора TAL виконують з відпайками, що дає змогу отримати чотири діапазони уставок спрацювання реле в межах від 1,75 до 17,6 А. Таке виконання захисту дозволяє його застосовувати для генераторів різної потужності.

Уставку спрацювання захисту вибирають з умови відведення від максимального струму небалансу за зовнішнього трифазного к.з. Попередньо струм спрацювання захисту визначають як

$$I_{c.з} = 0,2 \cdot I_{Г.ном},$$

де $I_{Г.ном}$ – номінальний струм обмотки статора генератора.

Враховуючи коефіцієнт трансформації трансформатора струму ТАЗ та відпайку проміжного трансформатора TAL, визначають струм спрацювання реле КА.

Насправді цей струм є меншим і його уточнюють під час випробувань генератора. Для цього вимірюють струм небалансу в обмотці реле КА за режиму неробочого ходу, коли напруга обмотки статора досягає максимального допустимого значення. Також вимірюють струм небалансу під час досліду зовнішнього трифазного к.з., встановлюючи номінальний струм в обмотці статора.

Вимірюють за мінімального діапазону уставок проміжного трансформатора струму TAL (1,75–3,5 А). Після цього визначають струм спрацювання вимірних органів захисту

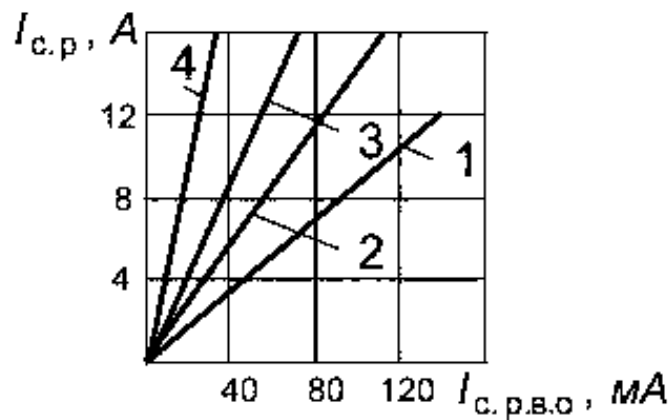
$$I_{с.р.в.о} = k_{від} \cdot (I_{нб.хх} + k_{кр} \cdot I_{нб.к.з}),$$

де $k_{від} = 1,5$ – коефіцієнт відведення; $I_{нб.хх}$ – виміряний струм небалансу за режиму неробочого ходу генератора; $I_{нб.к.з}$ – виміряний струм небалансу під час досліду зовнішнього трифазного к.з.; $k_{кр}$ – коефіцієнт кратності максимального значення періодичної складової струму к.з., величину якого розраховують як

$$k_{кр} = \frac{I_{к.з. макс}}{I_{ном}} = \frac{1}{x_d'' + x_T},$$

де x_d'' – надперехідний реактанс генератора, в.о.; $x_T = \frac{U_k(\%)}{100}$ – реактанс блочного трансформатора, в.о., де $U_k(\%)$ – напруга к.з. трансформатора, %.

За характеристикою (рис. 2.5), що відповідає відпайці проміжного трансформатора ТАЛ, вибраній для даного генератора, відповідно до розрахованої вищенаведеної формули визначають струм спрацювання реле захисту.



$$\begin{aligned} 1 - I_{уст} &= 1,75 - 3,5 \text{ А}, \quad 2 - I_{уст} = 2,9 - 5,8 \text{ А}, \\ 3 - I_{уст} &= 4,4 - 8,8 \text{ А}, \quad 4 - I_{уст} = 8,8 - 17,6 \text{ А} \end{aligned}$$

Рисунок 2.5. - Характеристики уставок реле РТ-40/Ф

2.4. Захист від замикань на землю в обмотці статора генератора.

Як відзначено вище, за однофазного замикання на землю в обмотці статора генератора рівень струмів замикання є незначним. Він становить від

кількох до декількох десятків А, оскільки потужні генератори на електростанціях працюють з ізольованою нейтраллю. Тому створити чутливий та селективний захист від замикань на землю в обмотці статора генератора, що реагував би на такі незначні струми замикання, сьогодні практично неможливо. Коли струм замикання на землю 5 А, захист діє на аварійне вимкнення генератора від мережі.

Зазвичай, захисти від замикань на землю в обмотці статора генератора як в Україні, так і за кордоном, аналізують напруги обмотки статора.

Для забезпечення чутливості до замикань на землю в усіх місцях обмотки статора захист має два органи – орган максимальної напруги нульової послідовності основної частоти, що захищає частину витків (85–95%) обмотки статора зі сторони лінійних виводів та орган напруги третьої гармоніки, що захищає частину обмотки статора (до 30%) зі сторони нейтралі та саму нейтраль. Ці органи приєднують до трансформаторів напруги, встановлених відповідно зі сторони лінійних виводів (TV1) та нейтралі (TV2) (рис. 2.6). Вимірні органи захисту реле напруги KV1 та KV2 приєднують до трансформаторів напруги через пропускаючі фільтри відповідно першої (Z1) та третьої (Z3) гармонік.

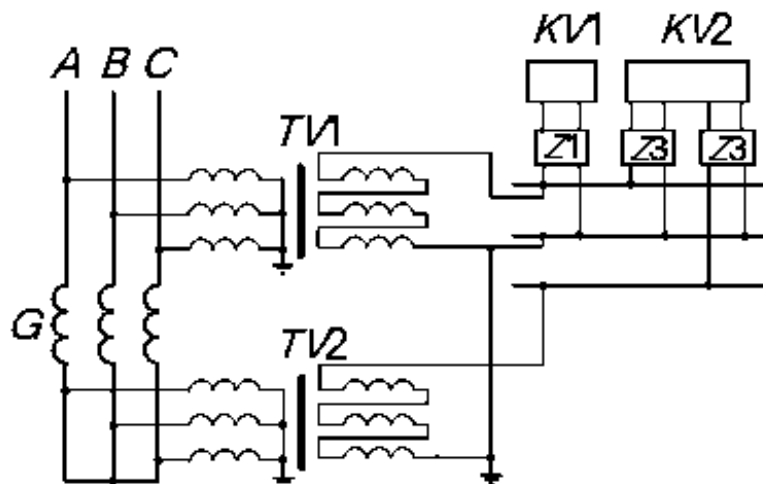


Рисунок 2.6. - Схема приєднання вимірних органів захисту від однофазних замикань на землю обмотки статора генератора

Принцип роботи вимірного органа захисту, що реагує на напругу третьої гармоніки.

Для нормальної роботи вимірних органів захисту співвідношення коефіцієнтів трансформації трансформаторів напруги, встановлених в нейтралі генератора та на його виводах повинно бути

$$k_{TV.Л} = 3 \cdot k_{TV.Н},$$

де $k_{TV.Л}, k_{TV.Н}$ – коефіцієнти трансформації трансформаторів напруги, встановлених на, відповідно на лінійних виводах та нейтралі генератора.

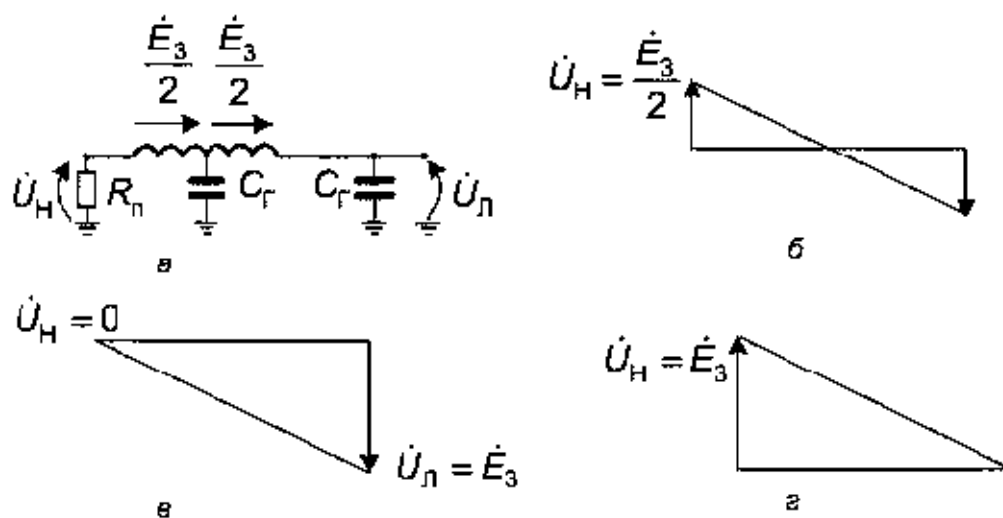


Рисунок 2.7. - Розподіл напруг третьої гармоніки в обмотці статора генератора:

- а – розрахункова схема ; б – розподіл напруг за нормального режиму;
- в – розподіл напруг за замикання на землю нейтралі генератора;
- г – розподіл напруг за замикання на землю лінійного виводу

На рис. 2.7 наведені розрахункова схема однієї фази обмотки статора та епюри напруг третьої гармоніки між фазою та землею. Епюра напруг – це розподіл напруги вздовж фази обмотки статора відносно землі.

Ці зміни напруги третьої гармоніки за різних режимів генератора використовують у вимірному органі третьої гармоніки.

Для правильної роботи органа, що реагує на третю гармоніку напруги генератора, необхідно контролювати як напругу лінійних виводів, так і

напругу зі сторони нейтралі. Якщо вимірним органом контролювати лише напругу зі сторони нейтралі, то захист буде нечутливим до замикань поблизу нейтралі генератора за режиму неробочого ходу. Якщо ж контролювати лише напругу зі сторони лінійних виводів, то захист буде нечутливим до замикань поблизу лінійних виводів генератора. Крім того, величина третьої гармоніки залежить від режиму роботи генератора. За режиму номінального навантаження вона приблизно в три рази більша, ніж за неробочого ходу генератора. Тому для правильної роботи органа третьої гармоніки застосовують різні комбінації напруг третьої гармоніки на сторонах нейтралі та лінійних виводів.

У захистах генераторів вітчизняних електростанцій застосовано орган напруги третьої гармоніки з гальмуванням.

За замикань на землю поблизу нейтралі генератора величина напруги є мінімальною, тобто гальмування майже відсутнє і реле надійно спрацює, тому що до робочого кола підведена напруга, яка переважно визначається напругою третьої гармоніки зі сторони лінійних виводів.

За переміщення місця замикання від нейтралі до лінійних виводів величина напруги, підведеної до гальмівної обмотки, буде збільшуватись, а до робочого кола – зменшуватись. Тому за замикань поблизу лінійних виводів та на самих лінійних вводах робота реле буде заблокована, оскільки до гальмівного кола буде прикладена напруга, яка є більшою від напруги робочого кола.

Отже, вимірний орган третьої гармоніки за замикань поблизу лінійних виводів має "мертву" зону.

Доведено, що співвідношення модулів напруг $\frac{|\dot{U}_H|}{|\dot{U}_H + \dot{U}_L|}$ за зниженням якого до певної величини спрацьовує орган 2 KV (рис. 2.6), являє собою результуючий опір обмотки статора зі сторони нейтралі по відношенню до землі, віднесений до подвоєного значення ємнісного опору генератора

$$z_{*c.p} = \frac{|\dot{U}_H|}{|\dot{U}_H + \dot{U}_L|} = \frac{|z_H|}{2 \cdot |z_C|}.$$

Тобто вимірний орган безпосередньо діє на перехідний опір місці замикання на землю (рис. 2.7, а). Спрацювання вимірного органа третьої гармоніки 2 KV визначає уставка коефіцієнта гальмування

$$k_{\Gamma} = \frac{1}{|z_{*c.p}|} = \left| \frac{\dot{U}_{роб}}{k_{від} \cdot \dot{U}_{гальм}} \right|.$$

Вимірний орган третьої гармоніки повинен спрацьовувати за замикань на землю в зоні як мінімум 30% від загальної кількості витків обмотки статора зі сторони нейтралі. Визначимо значення коефіцієнта гальмування, який забезпечує таку зону спрацювання.

Таке значення коефіцієнта гальмування необхідно приймати для всіх турбогенераторів.

Орган, який реагує на напругу третьої гармоніки, охоплює частину обмотки зі сторони нейтралі. Тому захист має ще один вимірний орган, який є чутливим до замикань поблизу лінійних виводів. Цей орган реагує на напругу нульової послідовності основної частоти, тобто першої гармоніки.

Принцип роботи вимірного органа захисту, що реагує на напругу першої гармоніки.

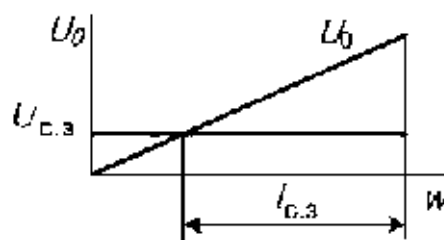


Рисунок 2.8. - Залежність напруги нульової послідовності основної частоти від віддаленості до місця замикання

На рис. 2.8 наведена залежність напруги нульової послідовності на виводах генератора від місця однофазного замикання на землю в обмотці

статора. Як видно з рис. 2.8, за наближення місця замикання від лінійних виводів обмотки статора до нейтралі напруга лінійно зменшується до нуля, коли замикання є в нейтралі. Тому цей орган надійно спрацюватиме за замикань поблизу лінійних виводів генератора і не працюватиме, тобто матиме "мертву" зону, за замикань на землю поблизу нейтралі.

Уставка спрацювання органа максимальної напруги першої гармоніки вибирається з умови відведення (неспрацювання) від напруги нульової послідовності першої гармоніки під час однофазного замикання на стороні високої напруги за трансформатором блока

$$U_{c.з} = k_{від} \cdot U_0 \cdot \frac{C_{Т,В-Н}}{C_{Т,В-Н} + C_T + C_{Г}};$$

$$U_{c.р} = \frac{U_{c.з}}{k_{ту}},$$

де U_0 – максимальна розрахункова напруга нульової послідовності на стороні вищої напруги блочного трансформатора за однофазного к.з. на землю; $C_{Т,В-Н}$ – ємність між обмотками однієї фази сторін вищої та низької напруг блочного трансформатора; C_T – ємність однієї фази обмотки статора генератора відносно землі; $C_{Г}$ – ємність відносно землі однієї фази обмотки сторони низької напруги блочного трансформатора; $k_{від} = 1,3$ – коефіцієнт відведення; $k_{ту}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги, встановленого на лінійних виводах генератора.

За такого вибору уставки спрацювання органу напруги нульової послідовності основної частоти зона захисту становить 85–95% обмотки статора зі сторони лінійних виводів (рис. 2.8).

За малих значень уставки органа напруги нульової послідовності основної частоти чутливість захисту може виявитись зовеликою, що в певних умовах, наприклад, у разі зволоження ізоляції в струмопроводах, може призвести до хибного спрацювання захисту. Тому уставку не потрібно приймати меншою, ніж 10 В.

З іншого боку, для забезпечення потрібної чутливості, уставка не повинна перевищувати 15 В.

2.5. Захист генератора від зовнішніх симетричних коротких замикань

Цей захист виконує функції як дальнього резервування (за відмов захистів суміжних елементів), так і ближнього резервування (за відмов основних захистів генератора).

Для захисту від зовнішніх симетричних к.з. застосовують максимальний струмовий захист з пуском за напругою – для генераторів невеликої потужності, а дистанційний захист – для генераторів великої потужності.

На рис. 2.9 наведена схема максимального струмового захисту з пуском за напругою.

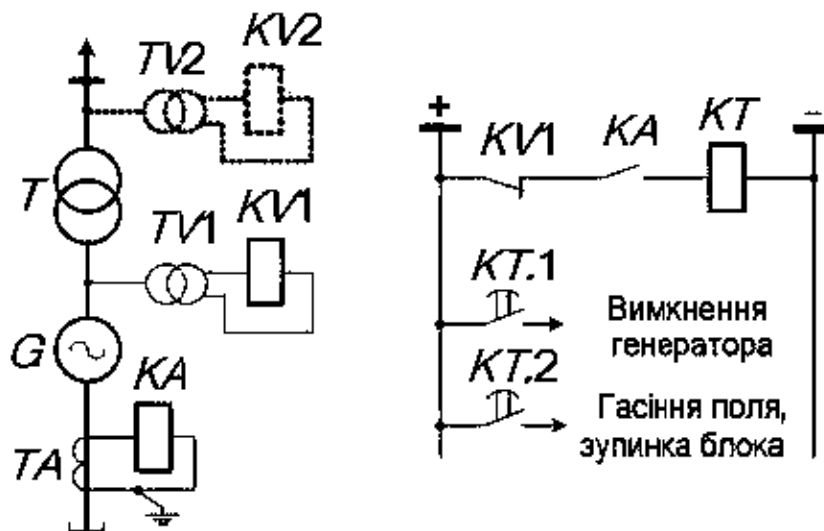


Рисунок 2.9. - Схема максимального струмового захисту з пуском за напругою

Струмовий орган – реле КА (рис. 2.9) вмикають на струм однієї з фаз статора генератора зі сторони нейтралі. За такого увімкнення струмового органа зона дії захисту охоплює усю обмотку статора генератора. Реле мінімальної напруги KV1 вмикають до лінійної напруги зі сторони виводів генератора. Для підвищення ефективності дальнього резервування захист

доповнюють реле мінімальної напруги KV2, яке вмикають на напругу сторони вищої напруги блочного трансформатора Т.

Захист виконують з двома витримками часу – для дальнього та ближнього резервування. За зовнішнього к.з. та неспрацювання (відмови) захистів суміжних елементів максимальний струмовий захист генератора з пуском за напругою з меншою витримкою часу, яка визначається першою уставкою реле часу КТ.1, діє на вимкнення генератора від мережі. Якщо після вимкнення генератора вимірні органи захисту залишились в спрацьованому стані, це свідчить про пошкодження в самому генераторі та неспрацюванні основних захистів генератора. У такому разі захист з другою, більшою витримкою реле часу КТ.2 діє на гасіння поля генератора та зупинку його теплосилового обладнання.

Струм спрацювання захисту відводять від номінального струму генератора

$$I_{с.з} = \frac{k_{від}}{k_{пов}} \cdot I_{Г.ном}$$

де $k_{від} = 1,2$ – коефіцієнт відведення; $k_{пов}$ – коефіцієнт повернення, величина якого залежить від типу реле, наприклад, для реле РТ-40 $k_{пов} = 0,8$; $I_{Г.ном}$ – номінальний струм генератора.

Первинну напругу спрацювання вимірного органа мінімальної напруги визначають як

$$U_{с.з} = (0,5 \div 0,6) \cdot U_{Г.ном}$$

За автономної роботи генератора на виділене навантаження зона резервування максимального струмового захисту з пуском за напругою охоплює ділянку лінії, довжиною ~75 км. За живлення місця к.з. і від інших джерел ця зона істотно зменшується і становить 10–20 км.

Для розширення зони захисту генератора від зовнішніх симетричних к.з. доцільно встановлювати дистанційний захист. У цьому разі зона резервування захисту охоплює кілька сотень кілометрів повітряної ЛЕП.

До вимірного органа дистанційного захисту (реле мінімального опору) підводять зі сторони нейтралі генератора через трансформатори струму ТА різницю фазних струмів, наприклад, лінійну напругу від трансформатора напруги, встановленого на лінійних виводах обмотки статора генератора. За такого увімкнення вимірного органа захист буде чутливий до всіх видів міжфазних к.з. Схема увімкнення вимірного органа дистанційного захисту наведена на рис. 2.10.

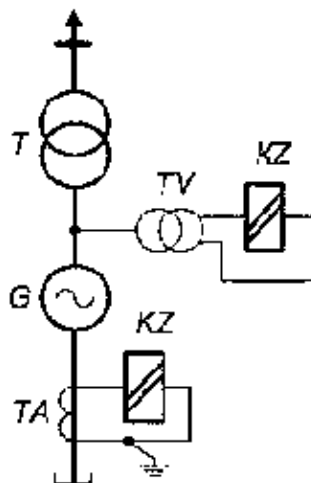


Рисунок 2.10. - Схема увімкнення вимірного органа дистанційного захисту генератора

Для потужних генераторів, які експлуатують на електричних станціях України, дистанційний захист від симетричних зовнішніх к.з. виконують, зазвичай, з застосуванням блок-реле типу КРС-2.

Хоча останнім часом в експлуатації починають застосовувати цифрові захисти. У разі застосування блок-реле КРС-2, використовують одне з трьох дистанційних реле, з яких складається блок-реле. На дистанційному реле можна налаштувати характеристики – кругову (рис. 2.11, а), кругову зі зміщенням в третій квадрант (рис. 2.11, б) та еліптичну (рис. 2.11, в). Оптимальними є характеристики зі зміщенням в III квадрант (рис. 2.11, б та 2.11, в). У цьому разі захист охоплює крім зовнішньої електричної мережі і виводи генератора. Еліптична характеристика (рис. 2.11, в) дає змогу відвести роботу захисту від максимального робочого режиму генератора.

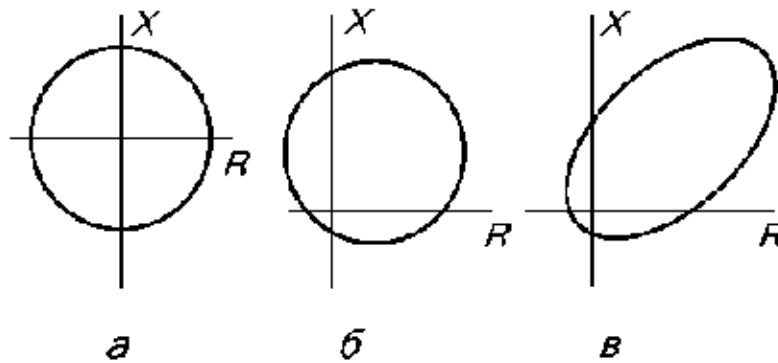


Рисунок 2.11. - Характеристики реле опору блок-реле КРС-2

Опір спрацювання захисту вибирають з умови відведення від режиму максимального навантаження генератора.

Кут навантаження визначають за таких міркувань. Приймають, що активна потужність генератора до і після виникнення перевантаження не змінилась і вона була номінальною.

Для реле з еліптичною характеристикою необхідно визначати малу та велику осі еліпса.

Коефіцієнт еліптичності задають, налаштовуючи характеристику конкретного реле. Так, для реле блок-реле КРС-2 коефіцієнт еліптичності може становити 0,5; 0,65; 0,8.

2.6. Захист генератора від несиметричних режимів

За несиметричних режимів в обмотці статора генератора протікають струми оберненої послідовності. Тому для захисту генераторів від несиметричних режимів застосовують струмовий захист, що реагує на струм оберненої послідовності. Захист діє на вимкнення генератора від мережі та переведення його на неробочий режим.

Для генераторів потужністю 160 МВт та більше застосовують захист типу РТФ-6М. Структурна схема захисту РТФ-6М наведена на рис. 2.12.

У пристрої РТФ-6М до входу фільтра струму оберненої послідовності (ФС ОП) підводять фазні струми генератора (рис. 2.12). З виходу ФС ОП струм, пропорційний до струму оберненої послідовності, подається до

вхідного перетворювального пристрою (ВПП), що призначений для налагодження фільтр-реле на заданий вторинний номінальний струм генератора та перетворення вхідного струму у відповідну випрямлену напругу на виході ВПП. Узгоджена та випрямлена напруга з виходу ВПП підводиться до входів блоків логічної частини захисту.

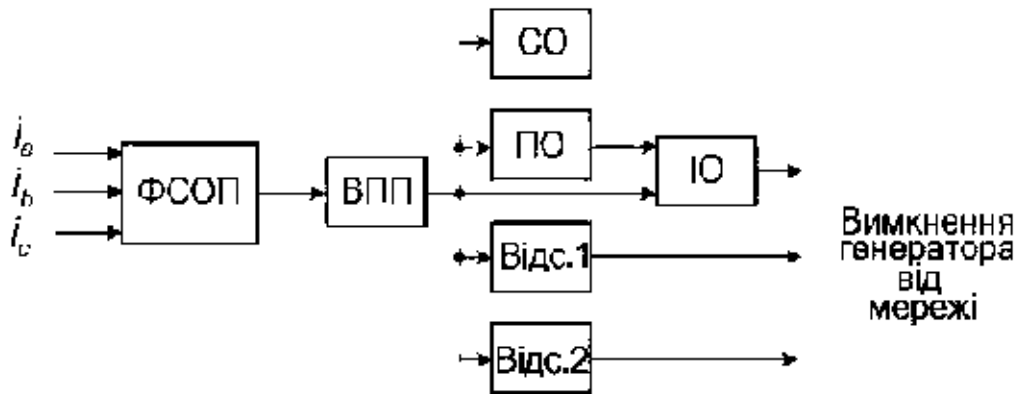


Рисунок 2.12. - Структурна схема захисту РТФ-6М

У склад логічної частини захисту входять органи:

- пусковий ПО – для запуску логічної частини пристрою;
- інтегральний ІО – для захисту генератора від перевантаження струмом оберненої послідовності, що діє на вимкнення генератора від мережі з витримкою часу, яка залежить від кратності струму оберненої послідовності. Інтегральний орган вводить в роботу пусковий орган ПО;
- відсічки Відс.1, Відс.2, що є резервними захистами генератора від несиметричних зовнішніх к.з. Чутливіша Відс.1 – для дальнього резервування, менш чутлива Відс.2 – для ближнього резервування;
- сигнальний орган СО, призначений для сигналізації несиметрії струмів статора генератора – наявності струму оберненої послідовності.

2.7. Захист обмотки статора генератора від симетричних перевантажень.

Захист діє на сигнал з витримкою часу 6–9 с за наявності симетричного перевантаження обмотки статора генератора.

Для цього захисту застосовують одне реле струму, до якого підводять струм однієї фази – фази В генератора.

На вітчизняних електростанціях для захисту обмотки статора від перевантажень застосовують реле типу РТВК. Це реле має високий коефіцієнт повернення, порядку 0,99. Реле РТВК виконано з застосуванням напівпровідникових елементів – транзисторів, діодів, стабілітронів та інтегрального підсилювача. Особливістю цього реле є те, що воно не потребує спеціального блока живлення – до реле підводиться тільки струм від трансформатора струму. Живлення схеми реле здійснюється вторинним струмом трансформатора струму.

Первинну уставку захисту від симетричних перевантажень розраховують як

$$I_{с.з} = \frac{k_{від}}{k_{пов}} \cdot I_{Г.ном} = \frac{1,05}{0,99} \cdot I_{Г.ном} = 1,06 \cdot I_{Г.ном},$$

де $k_{від} = 1,05$ – коефіцієнт відведення; $k_{пов} = 0,99$ – коефіцієнт повернення реле;
 $I_{Г.ном}$ – номінальний струм обмотки статора генератора.

Уставку реле визначають за виразом

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з}}{k_{ТА}},$$

де $k_{ТА}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму; $I_{с.з}$ – первинна уставка захисту.

Реле РТВК виконано на діапазон уставок $3,68 \div 14$ А.

Контрольні питання.

1. Яка різниця між технологічними та релейними захистами генератора?
2. Які особливості однофазного замикання на землю обмотки статора генератора?
3. Які особливості виткового замикання обмотки статора генератора?
4. Які особливості багатозфазного замикання обмотки статора генератора?
5. Що таке аварійне вимкнення генератора?
6. Які особливості режимів замикань на землю в одному та двох місцях кіл збудження. Яка дія захисту за виникнення цих пошкоджень?

7. Що таке особливі режими генератора?
8. Чому встановлюють на генераторі захист від підвищення напруги, яка може виникнути після вимкнення генератора від мережі та переведення його на неробочий хід?
9. Які особливості асинхронного режиму генератора. Як здійснюють ліквідацію асинхронного режиму генератора?
10. Які захисти, згідно з ПУЕ, встановлюють на генераторах потужністю 160 МВт та вище?
11. Від яких пошкоджень застосовують поздовжній диференційний захист обмотки статора генератора?
12. Як з'єднують вторинні обмотки трансформаторів струму зі сторони нульових виводів генераторів серії ТВВ (з паралельними обмотками статора)?
13. Як розраховують струм спрацювання поздовжнього диференційного захисту обмотки статора генератора, виконаного з реле серії ДЗТ-11?
14. Як розраховують струм спрацювання поздовжнього диференційного захисту обмотки статора генератора, виконаного з реле РНТ-565?
15. Як перевіряють чутливість поздовжнього диференційного захисту обмотки статора генератора?
16. На які пошкодження в обмотці статора генератора реагує поперечний диференційний захист?
17. Як під'єднують до генератора вимірний орган поперечного диференційного захисту?
18. Для чого в поперечному диференційному захисті передбачено фільтр?
19. Як вибирають діапазон уставок струму спрацювання поперечного диференційного захисту генератора?
20. Як попередньо розраховують уставку струму спрацювання поперечного диференційного захисту?
21. Як уточнюють після увімкнення генератора в мережу уставку спрацювання поперечного диференційного захисту?

22. Чому в захисті від однофазних замикань на землю в обмотці статора генератора застосовують аналіз напруг?
23. Як під'єднують вимірні органи захисту від однофазних замикань на землю в обмотці статора генератора?
24. Чому вимірний орган напруги третьої гармоніки захисту від однофазних замикань на землю в обмотці статора генератора захищає лише частину його обмотки?
25. Що таке коефіцієнт гальмування органа, який реагує на напругу третьої гармоніки?
26. З яких умов розраховують коефіцієнт гальмування вимірного органа, що реагує на напругу третьої гармоніки?
27. Яку частину обмотки статора генератора захищає від однофазних замикань на землю орган напруги основної частоти?
28. З яких умов вибирають напругу спрацювання вимірного органа напруги основної частоти?
29. В яких межах приймають напругу спрацювання вимірного органа напруги основної частоти та чому?
30. Яке призначення захисту генератора від зовнішніх симетричних к.з.?
31. Які захисти від зовнішніх симетричних к.з. застосовують на генераторах?
32. Як під'єднують до генератора вимірні органи струмового захисту з блокуванням за напругою від зовнішніх симетричних к.з.?
33. Як розраховують уставки струмового захисту з блокуванням за напругою від зовнішніх симетричних к.з.?
34. Як під'єднують до генератора вимірні органи дистанційного захисту від зовнішніх симетричних к.з.?
35. Як розраховують уставки спрацювання дистанційного захисту від зовнішніх симетричних к.з.?
36. Які переваги дистанційного захисту від зовнішніх симетричних к.з. порівняно із струмовим захистом з блокуванням за напругою?

Теми 3. ЗАХИСТ ДВИГУНІВ.

План

3.1. Пошкодження та особливі режими двигунів.

3.2. Захист двигунів напругою до 1000 В.

3.3. Захист двигунів напругою вище ніж 1000 В.

3.1. Пошкодження та особливі режими двигунів.

В електроенергетичних системах та на промислових підприємствах най частіше застосовують трифазні асинхронні двигуни. Вони мають просту конструкцію та відрізняються високою надійністю в експлуатації. Основним їх недоліком є споживання значної реактивної потужності з мережі для створення електромагнітного поля в магнітній системі двигуна. Для зменшення споживання реактивної потужності необхідно зменшувати повітряний проміжок між ротором та статором.

Це призводить до значного подорожчання двигунів та ускладнює умови їх експлуатації. Ще одним істотним недоліком асинхронних двигунів є зростання споживання реактивної потужності зі зменшенням швидкості обертання ротора. Тому асинхронні двигуни, зазвичай, не виготовляють на швидкість обертання меншу, ніж 600 об/хв.

Значно рідше застосовують синхронні двигуни. Вони істотно дорожчі від асинхронних та складніші в експлуатації. Синхронні двигуни застосовують тоді, коли необхідно забезпечити постійну швидкість обертання механізму та, коли потрібно мати малу швидкість обертання ротора. Це, наприклад, двигуни кульових млинів на теплових електростанціях, швидкість обертання яких 100 об/хв, приводи компресорів, де необхідна стабільність частоти обертання.

Як показав досвід експлуатації, зі всього електротехнічного обладнання високої напруги найчастіше пошкоджуються двигуни – 25–30% від загальної кількості пошкоджень.

У двигунах виникають такі пошкодження:

- міжфазні к.з. в обмотці статора (рис. 3.1, а);
- виткові замикання обмотки статора (рис. 3.1, б);
- однофазні замикання на землю (для двигунів, що працюють у мережах з ізольованою нейтраллю) (рис. 3.1, в);
- подвійні замикання на землю в різних фазах мережі (рис. 3.2);
- замикання в двох місцях обмотки збудження (тільки в синхронних двигунів).

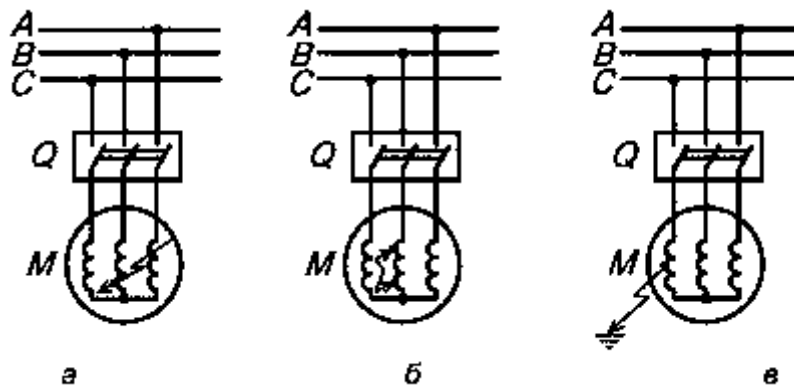


Рисунок 3.1. - Пошкодження у двигунах:

а – міжфазне; б – виткове; в – однофазне на землю

Найчастіше пошкоджується обмотка статора – 80–95%, з них до 70% – пошкодження в пазах та лобових частинах обмотки статора і 30% – пошкодження в коробках виводів.

Найнебезпечнішими є міжфазні к.з. в обмотці статора (рис. 3.1, а). Вони супроводжуються значним рівнем струмів в обмотках, що призводить до пошкодження обмотки та виплавлення активної сталі з осердя статора. Ремонт двигунів з пошкодженим статором вимагає значних витрат – необхідно повністю розбирати двигун, розшихтовувати магнітопровід статора та замінювати пошкоджені елементи – сталі листи, обмотку статора тощо. Крім того, такі пошкодження супроводжуються значним пониженням рівня напруги в місці приєднання двигуна, що негативно впливає на споживачі, які паралельно працюють. Тому захисти від таких пошкоджень повинні діяти на вимкнення пошкодженого двигуна від мережі

без витримки часу. Для синхронних двигунів цей захист повинен ще діяти на гасіння поля двигуна. Вимірні органи захисту повинні реагувати на струм, що протікає від джерела живлення до місця пошкодження в двигуні.

За виткових замикань обмотки статора (рис. 3.1, б) в короткозамкнених витках можуть циркулювати струми, співвимірні зі струмами міжфазних к.з., що також призводять до значних пошкоджень двигуна. Особливістю цього режиму є незначна зміна фазних струмів живлення, що ускладнює виконання захисту. Тому захисти від таких пошкоджень, як і за міжфазних к.з., повинні діяти на вимкнення пошкодженого двигуна від мережі без витримки часу.

Для двигунів, що працюють у мережі з ізолюваною або компенсованою нейтраллю, однофазні замикання (рис. 3.1, в) супроводжуються порівняно незначним рівнем струму замикання (від кількох до декількох десятків А). Тому такі пошкодження є менш небезпечними для двигунів, ніж міжфазні к.з. чи виткові замикання. Як свідчить досвід експлуатації, небезпечними для двигунів є струми замикання на землю, більші ніж 5 А. Струми замикання менші, ніж 5 А неспричиняють значних пошкоджень у двигунах: пошкодження ліквідують, зазвичай, без заміни шихтованих листів магнітопроводу статора. Тому захисти від таких пошкоджень можуть діяти на сигнал. Коли струм замикання більший, ніж 5 А, можливе виплавлення сталі та міді за рахунок виникнення дуги в місці пошкодження, що призводить до значних пошкоджень двигуна. Тому за струмів замикання на землю 5 А та більше, захист повинен діяти на вимкнення двигуна від мережі, але він може діяти з витримкою часу. Без витримки часу таке пошкодження необхідно ліквідувати, коли двигун працює в умовах підвищеної небезпеки ураження електричним струмом людей, наприклад, у шахтах, різноманітних кар'єрах, торфозробках тощо.

Критерій про небезпечний для двигунів струм, більший ніж 5 А за одно-фазного замикання на землю був прийнятий багато років тому і тому його не переглядали. Проте останні дослідження показали, що небезпечним для двигуна може бути струм замикання 1 А. Довготривале протікання

такого струму спричиняє значне місцеве перегрівання і, як наслідок, виникнення виткового замикання в обмотці статора двигуна. Однак струм замикання на землю через дугу до 10 А може самоліквідуватись протягом 0,2 с.

Крім того, замикання на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю має ще один негативний аспект. За металевого замикання на землю в мережах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю фазні напруги непошкоджених фаз збільшуються до величини лінійної напруги. За однофазного замикання через переміжну дугу, значення напруг непошкоджених фаз може досягати чотирикратної величини – щодо номінальної фазної напруги. Таке підвищення напруги може зумовлювати пошкодження і іншого електрообладнання, яке працює в цей час у мережі. Крім цього, таке підвищення напруги може спричиняти пробій ізоляції на іншій фазі в мережі та призвести до подвійного замикання (рис. 3.2). У такому разі виникає подвійне замикання на землю в різних місцях мережі, яке супроводжується значним рівнем струмів к.з. На такі пошкодження реагують захисти від міжфазних к.з. – струмові відсічки або МСЗ.

Якщо за подвійного замикання на землю, одне замикання є в обмотці статора двигуна, то через цю обмотку протікатиме струм, співвимірний із струмом міжфазного к.з. Тому захист у такому разі повинен без витримки часу діяти на вимкнення двигуна від мережі.

У мережах з ефективно заземленою нейтраллю (це мережі до 1000 В) за однофазного к.з. на землю рівень струмів замикання є співрозмірний з рівнем струмів, що виникають за міжфазних к.з. Тому після виникнення такого пошкодження двигун необхідно вимкати від мережі без витримки часу.

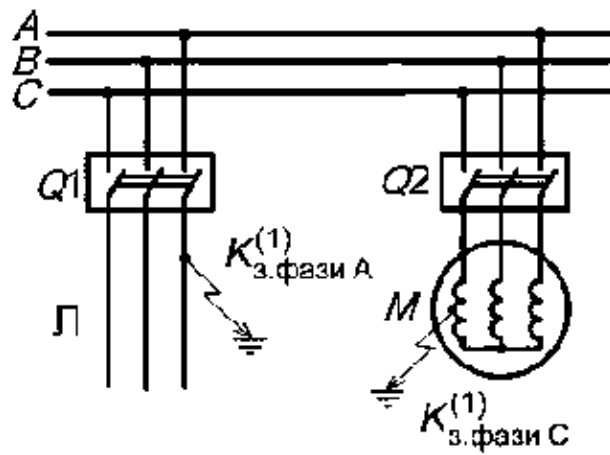


Рисунок 3.2. - Подвійне замикання на землю в мережі

Для синхронного двигуна, крім цих пошкоджень, можливі пошкодження в колах збудження. Це може бути замикання в одному чи двох місцях кіл збудження та обрив кіл збудження.

За замикання в одному місці кіл збудження ніякі зміни в режимі роботи двигуна не виникають. Тому захист від такого пошкодження виконують з дією на сигнал. За першою нагодою двигун з таким пошкодженням необхідно вимкнути від мережі та ліквідувати пошкодження. За замикання в другому місці кіл збудження (якщо це місце замикання є в двигуні) спотворюється магнітне поле двигуна і в результаті виникає електромагнітна сила, що діє перпендикулярно до осі ротора.

Ця сила спричиняє вібрацію ротора двигуна, що може призвести до значних його пошкоджень. Крім того, у короткозамкнених витках буде індукуватись значний струм, який також істотно пошкодить двигун. Тому після виникнення замикання в двох місцях кіл збудження захист повинен діяти без витримки часу на вимкнення двигуна від мережі та гасіння його поля.

Обрив кіл збудження синхронного двигуна призводить до втрати синхронного моменту та перехід синхронного двигуна в асинхронний режим. Для цього режиму властивим є зменшення моменту на валу двигуна, зменшення швидкості обертання його ротора та значне споживання

реактивної потужності з мережі, що, своєю чергою, призводить до пониження напруги в місці приєднання двигуна. Залежно від вимог щодо швидкості обертання, умов підтримання напруги на шинах споживача, захист може діяти з витримкою часу на сигнал або на вимкнення двигуна від мережі.

До особливих режимів двигуна належить перевантаження за струмом обмоток статора.

Основні причини перевантаження двигуна є:

- перевантаження робочого механізму за технологічних причин;
- важкі умови пуску навантаженого двигуна;
- довготривале пониження напруги мережі;
- зникнення напруги на одній з фаз у мережі;
- обрив однієї фази в самому двигуні;
- несправності в системі охолодження двигуна.

За режиму перевантаження двигун перегрівається, прискорено старіє його ізоляція, що може призвести до її пробоя і виникнення небезпечних режимів - міжфазних та виткових к.з. Тому для двигуна застосовують захист від перевантажень, що з витримкою часу діє на сигнал або на вимкнення двигуна від мережі. Якщо дозволяють технологічні можливості, двигун може бути автоматично розвантажений за рахунок зменшення навантаження на його валу.

Особливим режимом двигуна є також короточасні пониження або зникнення напруги в мережі. Причинами такого короточасного пониження або зникнення напруги можуть бути к.з. у мережі та вимкнення їх захистами, робота пристроїв автоматики – АПВ, АВР. За перерви живлення зменшуються швидкості обертання двигунів або навіть повністю зупиняються деякі з них. Як свідчить практика, за подачі напруги живлення відновлення нормального режиму відбувається без будь-яких допоміжних заходів внаслідок самозапуску двигунів. Режим самозапуску супроводжується збільшенням струму і, як наслідок, пониженням напруги у

двигунів, що, своєю чергою, погіршує умови самозапуску. Режим самозапуску буде успішним, коли перерва живлення є мінімальною. Інакше умови самозапуску погіршуються. Зазвичай, малопотужні двигуни вмикають за допомогою контакторів або магнітних пускачів. Якщо к.з. в мережі вимкнулось за час 0,03–0,05 с, якорі контакторів та магнітних пускачів у схемах управління двигунів не встигають відпасти, контактори та магнітні пускачі залишаються увімкненими, швидкість двигунів зменшується незначно. У такому разі самозапуск двигунів буде успішним. Якщо ж перерва в живленні становила 0,5 с та більше, то після відновлення живлення істотно збільшується струм самозапуску. За таких умов виникає глибоке пониження напруги і самозапуск всіх двигунів може не відбутись.

У цьому випадку частину двигунів необхідно вимкнути, щоб вони не брали участі в режимі самозапуску. Крім того, за такої значної перерви в живленні повинні бути вимкнені двигуни, що не можуть брати участь у самозапуску за технологічних умов, або з умов безпеки. Це, наприклад, двигуни металорізальних верстатів, прокатних станів, кранів тощо. Тому, якщо технологічні умови дозволяють, щоб двигун не брав участь у самозапуску, спеціальний захист мінімальної напруги з витримкою часу діє на вимкнення двигуна від мережі. Такий захист ще називають нульовим захистом. Цей захист встановлюють для двигунів, що приводять в рух невідповідальні механізми, або для двигунів, що не можуть брати участь у самозапуску за технологічних умов або з умов безпеки. Отже, полегшують самозапуск інших двигунів, що приводять у рух відповідальні механізми.

Синхронні двигуни після довготривалого пониження або зникнення напруги (довготривалим для синхронних двигунів є час 0,5 с та більше) виходять з синхронізму. У цьому разі двигун втрачає синхронний момент на валу і переходить в асинхронний режим. Понижується швидкість обертання і залежно від величини навантаження на його валу ротор двигуна може загальмуватись. Тому для цього режиму для синхронних двигунів передбачено захист, що діє:

- на зменшення навантаження на валу двигуна;
- на його ресинхронізацію.

Коли ці умови забезпечити неможливо, захист повинен діяти з витримкою часу на вимкнення синхронного двигуна від мережі та гасіння його поля.

3.2. Захист двигунів напругою до 1000 В.

Захищають двигуни напругою до 1000 В від міжфазних та однофазних к.з. на землю застосуванням запобіжників, електромагнітних та електротеплових розчіплювачів автоматичних вимикачів, а також реле струму.

Захист двигунів напругою до 1000 В з застосуванням запобіжників. Найпростішим захистом двигунів напругою до 1000 В є запобіжники. Запобіжниками захищають двигуни потужністю до 100 кВт. Основним недоліком цього захисту є можливість неповнофазного вимкнення двигуна, що виникає за перегорання плавких вставок запобіжників не у всіх фазах.

Запобіжники встановлюють (рис. 3.3) у всіх фазах живлення між рубильником S (рубильник призначений для створення видимого розриву після вимкнення двигуна) та контактами КМ пускача або контактора.

Вибирають запобіжник за номінальними напругою запобіжника та струмом плавкої вставки. Номінальна напруга запобіжника та плавкої вставки повинна дорівнювати напрузі мережі, де їх встановлюють. Не рекомендують встановлювати запобіжники з більшою номінальною напругою, тому що в них погіршуються захисні характеристики за рахунок збільшення довжини їхньої плавкої вставки.

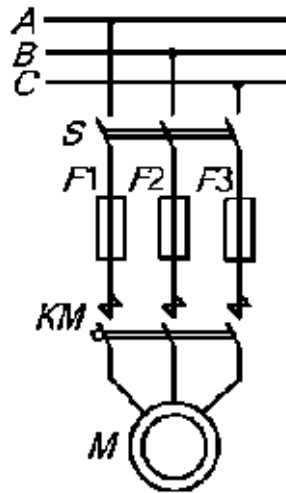


Рисунок 3.3.- Схема захисту двигуна запобіжниками.

Вибір номінального струму плавкої вставки залежить від режиму роботи двигуна, точніше від умов його пуску.

Для двигунів з короткозамкненим ротором з легким пуском, час пуску яких становить 2–5 с (двигуни вентиляторів, насосів, металорізальних верстатів тощо) номінальний струм плавкої вставки визначають як $I_{\text{вст.ном}} = 0,4 \cdot I_{\text{пуск}}$. Для двигунів з короткозамкненим ротором з важким пуском, час пуску яких становить 10–20 с (двигуни млинів, центрифуг тощо), а також для двигунів з частими пусками номінальний струм плавкої вставки визначають як $I_{\text{вст.ном}} = (0,5 \div 0,6) \cdot I_{\text{пуск}}$.

Номінальні струми плавких вставок, визначені за вищенаведеними формулами є розрахунковими. Дійсні значення вибирають як більші ближчі значення за стандартною шкалою номінальних струмів плавких вставок запобіжників.

Вищенаведені формули справедливі у разі застосування запобіжників з цинковими та мідними плавкими вставками. Запобіжники із свинцевими та срібними плавкими вставками мають істотно більшу інерцію спрацювання. Тому для двигунів з часом пуску до 5 с, у разі застосування запобіжників з свинцевими та срібними плавкими вставками номінальний струм плавкої вставки розраховують за формулою $I_{\text{вст.ном}} = (1 \div 1,25) \cdot I_{\text{д.ном}}$.

У вирази що наведені вище входять значення пускового струму двигуна. Якщо ці дані відсутні, то, залежно від номінальної напруги мережі, для двигунів з короткозамкненим ротором потужністю до 100 кВт номінальні струми плавких вставок запобіжників розраховують за активною потужністю двигуна

$$I_{\text{вст.ном}} = 4,5 \cdot P_{\text{д.ном}} \text{ для } U_{\text{мережі ном}} = 500 \text{ В};$$

$$I_{\text{вст.ном}} = 6,0 \cdot P_{\text{д.ном}} \text{ для } U_{\text{мережі ном}} = 380 \text{ В};$$

$$I_{\text{вст.ном}} = 10,5 \cdot P_{\text{д.ном}} \text{ для } U_{\text{мережі ном}} = 220 \text{ В},$$

де $P_{\text{д.ном}}$ – номінальна потужність двигуна.

Значення пускового струму двигуна також можна визначити експериментально – для двигунів із з'єднанням обмоток статора в зірку. Для цього короткочасно (на 2 - 3 с) вмикають нерухомий двигун двома фазами до мережі та вимірюють фазний струм обмотки статора. Дослід необхідно повторити попарно для всіх фаз.

Однак для спрацювання запобіжників з часом до 0,2 с (надійне перегорання плавких вставок у всіх трьох фазах) необхідно забезпечити відповідне співвідношення струму к.з. на виводах двигуна до номінального струму плавкої вставки.

Величина струму к.з. залежить від потужності джерела живлення, потужності трансформатора, опору кабелів, що з'єднують двигун з мережею тощо.

Захист двигунів напругою до 1000 В з застосуванням максимальних реле струму

Захист з застосуванням максимальних реле струму має деякі переваги порівняно з захистом запобіжниками. Це захист багаторазової дії, за спрацювання забезпечує вимкнення всіх фаз двигуна, має високу швидкодію (міжфазні к.з. вимикає за 0,1-0,2 с), дає змогу надійно відвестись від хибної дії під час пусків, самозапущів та короткочасних перевантажень двигуна тощо.

На рис. 3.4 наведена схема захисту двигуна напругою до 1000 В з застосуванням максимальних реле струму.

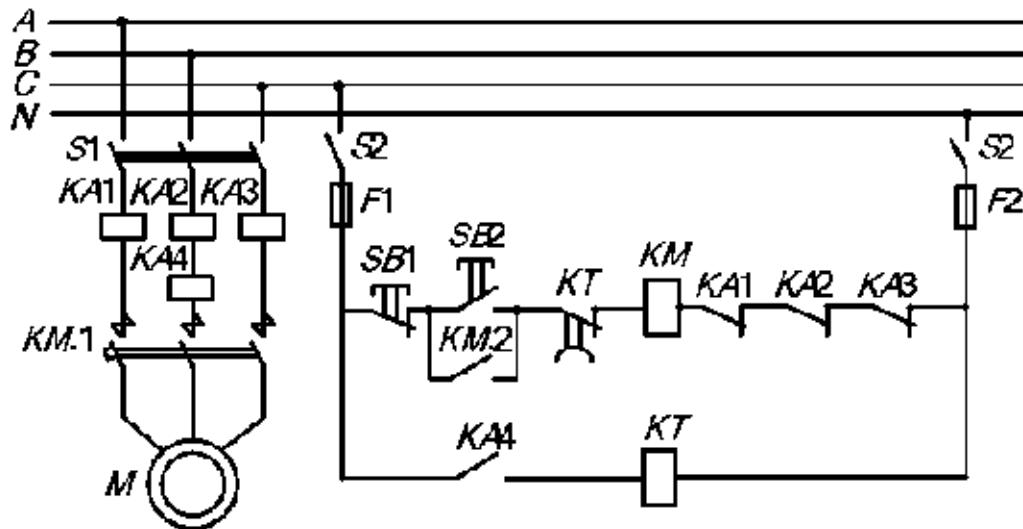


Рисунок 3.4. - Схема захисту двигуна напругою до 1000 В з застосуванням реле

Двигун М живиться від мережі трифазною (міжфазною) напругою 380 В, а його кола управління – фазною напругою 220 В.

Вмикають та вимикають двигун натисканням кнопок відповідно SB2 та SB1. За натискання на кнопку SB2 отримає живлення обмотка КМ магнітного пускача. Магнітний пускач КМ спрацює – замкне свої силові контакти КМ.1, які подадуть трифазну напругу живлення 380 В до обмотки статора двигуна і двигун запуститься. Водночас пускач замкне свої блок-контакти КМ.2 для самопідхоплення, що зашунтують кнопку SB2, яка після відпускання під дією пружини повернеться у вихідний стан. Натискаючи на кнопку SB1, розмикають коло живлення обмотки магнітного пускача КМ – контакти КМ.1, КМ.2 розмикаються, знімаючи напругу живлення відповідно з обмотки статора двигуна та котушки КМ пускача, двигун М зупиняється. Кнопка SB1 після відпускання під дією пружини повернеться у вихідний стан, але котушка КМ пускача залишиться без живлення, бо блокконтакти КМ.2 вже встигли розімкнутися і надалі залишаються у цьому стані.

Для захисту двигуна від к.з. в обмотці статора застосовані максимальні реле струму КА1, КА2 та КА3. Н.з. контакти цих реле в колі управління пускача з'єднані послідовно. За спрацювання хоча б одного реле КА1–КА3 розмикається коло живлення котушки КМ магнітного пускача, який вимикає напругу живлення двигуна М.

Кола управління захищають запобіжники F1, F2. Рубильник S1 призначений для створення видимого розриву кіл живлення двигуна, а рубильник S2 – для створення видимого розриву кіл управління.

Захист двигуна від перевантаження виконують реле КА4 та реле часу К (рис. 3.4). За перевантаження спрацьовує реле КА4 та своїми контактами под живлення до котушки КТ реле часу, що своїми н.з. контактами з витримкою час розриває коло живлення обмотки магнітного пускача КМ, який вимикає двигун від мережі живлення. Струм спрацювання захисту від перевантаження вибирають таких умов:

- неспрацювання захисту за нормального режиму роботи двигуна;
- неспрацювання захисту за пуску двигуна. Виконання цієї умови забезпечує вимкнення двигуна у разі, якщо пуск затягнувся, або якщо двигун загальмувався під час роботи.

Захист від перевантаження двигуна має витримку часу. Для того, щоб захист не працював за режиму пуску двигуна, необхідно, щоб час роботи захисту від перевантаження перевищував час пуску двигуна, але був не менший, ніж 3 с.

Захист мінімальної напруги. Захист двигунів від пониження або зникнення напруги, так званий нульовий захист, автоматично здійснюється на двигунах, що вмикаються контакторами або магнітними пускачами, коли котушки контакторів або магнітних пускачів живляться від того ж джерела напруги, що і двигун. Якщо перерва в живленні була 0,5 с та більше, то якорі контакторів та магнітних пускачів відпадають автоматично і двигун можна повторно увімкнути лише вручну. Так, для схеми, наведеній на рис. 3.4, після зникнення напруги котушку магнітного пускача КМ перестане обтікати

струм, що спричинить його вимкнення, і після відновлення напруги двигун можна увімкнути лише вручну – натисненням на кнопку SB2.

Якщо схема управління двигуном, зокрема і котушки контакторів та магнітних пускачів, живляться від незалежного джерела живлення (рис. 3.5), захист двигуна від пониження або зникнення напруги здійснює реле мінімальної напруги KV. За наявності робочої напруги двигуна М це реле мінімальної напруги збуджене і його контакти KV в колі живлення котушки магнітного пускача КМ замкнені. За пониження або зникнення напруги реле KV повертається у неробочий стан – його контакти KV розмикають коло живлення магнітного пускача КМ, контакти КМ.1 якого розмикаються. Після відновлення напруги двигун можна увімкнути лише вручну – натисненням на кнопку SB2.

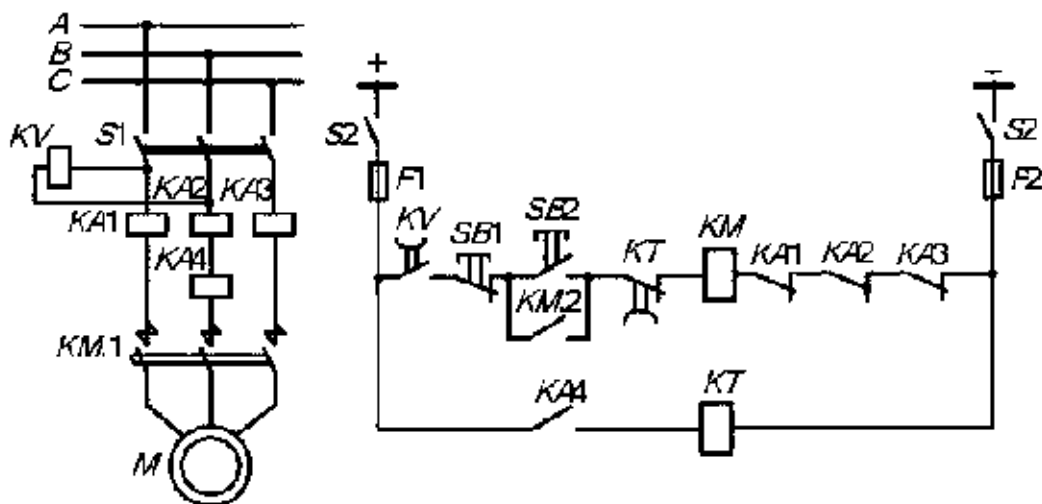


Рисунок 3.5. - Схема захисту мінімальної напруги

Контакти реле напруги KV розмикаються з витримкою часу. Отже, схема відводиться від спрацювань за короткочасних понижень або короткочасних зникнень напруги.

Захист двигунів автоматичними вимикачами. Для захисту двигунів від к.з., перевантажень та пониження або зникнення напруги часто застосовують автоматичні вимикачі (автомати). Детально про принцип роботи автоматичних вимикачів описано в розділі 3. Захист автоматичними вимикачами.

Автоматичні вимикачі можуть виконувати функції контакторів (магнітних пускачів) – комутувати силові кола двигуна та їх захищати. Захист розчіплювачами автоматичних вимикачів має деякі переваги порівняно з захистами запобіжниками.

Основні переваги захисту розчіплювачами такі:

- істотно вища швидкодія;
- відсутність неповнофазного вимкнення;
- багаторазовість дії;
- менший розкид характеристик, відповідно вища точність роботи;
- зручність в експлуатації – після спрацювання не потрібно здійснювати заміни.

Порівняно з захистами реле струму, захист розчіплювачами автоматичних вимикачів (автоматів) має вищу швидкодію (час вимкнення – 0,015 с – 0,06 с).

Проте застосування автоматів має деякі недоліки. На відміну від запобіжників він не забезпечує такого струмообмежувального ефекту. Крім того, автомат не передбачений для багаторазового увімкнення – вимкнення. Тому його застосування замість контактора або магнітного пускача обмежене – автомат можна застосовувати лише для двигунів, які не потрібно часто вимикати та вмикати.

Для захисту двигунів використовують:

- автомати з електромагнітними розчіплювачами – для захисту двигунів від струмів к.з.;
- автомати з тепловими розчіплювачами – для захисту двигунів від перевантажень;
- автомати з комбінованими розчіплювачами – для захисту двигунів від к.з. та перевантажень;
- автомати з розчіплювачами мінімальної напруги – для захисту двигунів від пониження та зникнення напруги.

Вибір автоматичних вимикачів здійснюють за напругою мережі, номінальним та пусковим струмом двигуна.

Струм уставки спрацювання теплового або комбінованого розчіплювача для двигунів з легкими умовами пуску визначають за формулою $I_{\text{розч.ном}} \geq I_{\text{Д.ном}}$.

Якщо температура навколишнього середовища відрізняється від температури, за якої калібрували розчіплювач автоматичного вимикача, то це необхідно врахувати, розраховуючи номінальний струм та уставку спрацювання розчіплювача.

Наприклад, для автоматичного вимикача АП-50 уставку спрацювання теплового розчіплювача визначають як

$$I_{\text{уст.розч.тепл}} \geq \frac{I_{\text{Д.ном}}}{\alpha}, \quad \text{де}$$
$$\alpha = 1 + 0,006 \cdot (35 - t_{\text{навк.с}}^0),$$

3.3. Захист двигунів напругою вище ніж 1000 В.

Захист двигунів напругою вище ніж 1000 В здійснюють, зазвичай, застосовуючи реле. Вимірні органи захисту вмикають до вторинних кіл трансформаторів струму.

Захист двигунів струмовою відсічкою від міжфазних к.з. Двигуни потужністю до 5000 кВт захищають від міжфазних к.з. в обмотці статора струмовою відсічкою без витримки часу. Відповідно до умов забезпечення чутливості захист виконують за двофазною однорелейною (рис. 3.6, а), двофазною дворелейною (рис. 3.6, б) або трифазною трирелейною схемами (рис. 3.6, в). Для захисту двигунів потужністю до 2000 кВт застосовують двофазну однорелейну схему (рис. 3.6, а).

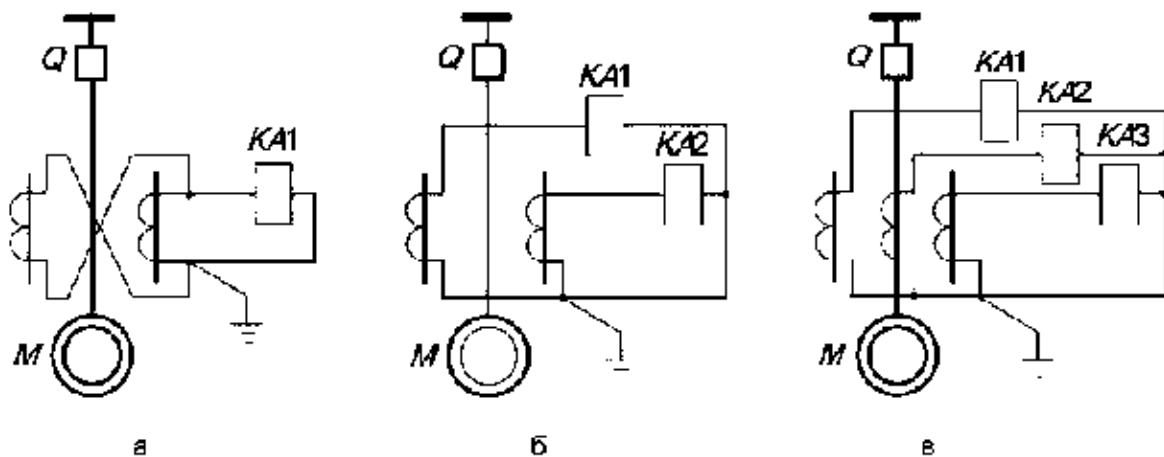


Рисунок 3.6. - Схеми захисту двигуна від міжфазних к.з.

Струм спрацювання струмової відсічки вибирають з умови відведення від пускового струму двигуна визначається за формулою: $I_{с.з} = k_{від} \cdot I_{пуск}$. Зміна струму двигуна за режиму пуску наведена на рис. 3.7. Збільшення струму в перший момент пуску, обумовленого струмом намагнічення двигуна, не враховують, тому що за час тривання цього імпульсу захист не встигає спрацювати.

Для захисту двигунів потужністю 2000 кВт–5000 кВт застосовують двофазну дворелейну схему. Двофазну дворелейну схему застосовують також і для двигунів потужністю до 2000 кВт, коли чутливість двофазної однорелейної схеми не задовільна.

Для збільшення чутливості захисту застосовують реле серії РНТ.

Застосування цих реле дає змогу зменшити струм спрацювання захисту за рахунок зменшення значення коефіцієнта відведення у виразі ($I_{с.з} = k_{від} \cdot I_{пуск}$). Чутливість струмової відсічки можна також істотно збільшити, застосовуючи цифрові реле. У багатьох цифрових реле передбачена можливість автоматичної зміни уставок під час роботи двигуна. Наприклад, застосування для двигуна захисту типу SEPAM 150С фірми АВВ дозволяє використовувати перемикання уставок спрацювання струмової відсічки.

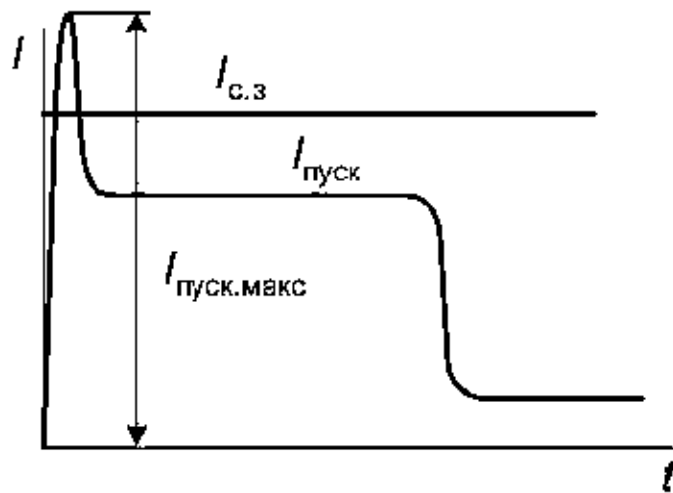


Рисунок 3.7. - Зміна струму пуску двигуна

Очевидно, що автоматичної зміни уставок не можна добитись, застосовуючи для захистів електромеханічні реле. Але варто врахувати, що чутливість захисту потрібно перевіряти за мінімального струму двофазного к.з. на виводах двигуна, використовуючи уставку захисту, що встановлена для режиму пуску.

Порівняно з електромеханічними захистами, час спрацювання цифрового захисту є істотно меншим і може становити 0,04 с.

Застосування двофазної однорелейної схеми визначають лише економічною вигодою – замість двох реле встановлюють одне. Проте, здебільшого захист двигунів, виконаний за двофазною однорелейною схемою, за рахунок недостатньої чутливості не спрацьовує і призводить до значних пошкоджень двигуна, розвитку аварії, порушень технологічних процесів, збільшення витрат на ремонт пошкодженого двигуна. Тому від однорелейної схеми бажано відмовлятись.

Трифазну трирелейну схему (рис. 3.6, в) застосовують для додаткового захисту двигунів від подвійних замикань на землю, коли спеціальний захист від замикань на землю відсутній.

Потрібно відзначити, що струмові відсічки (рис. 3.6) не чутливі до пошкоджень поблизу нульових виводів обмотки статора. У такому разі вона

спрацює лише тоді, коли пошкодження перекинеться від нульових виводів до лінійних. Тобто захист подіє на вимкнення двигуна від мережі, коли він вже буде мати істотні пошкодження. Таких недоліків не має диференційний захист двигунів від міжфазних к.з.

Диференційний захист двигунів від міжфазних к.з.

Диференційний захист від міжфазних к.з. застосовують для двигунів потужністю вище 5000 кВт, або для двигунів меншої потужності, коли струмова відсічка не чутлива. Диференційний захист застосовують лише для двигунів, що мають виведені нульові виводи, де можна встановити трансформатори струму для організації одного з плечей захисту. Диференційний захист виконують на реле серій: РНТ, ДЗТ – на підстанціях, теплових електростанціях, серії РСТ-15 – на атомних електростанціях.

На рис. 3.8 наведені трифазна трирелейна та двофазна дворелейна схеми диференційного захисту двигунів. Здебільшого для трансформаторів струму ТА2 зі сторони нульових виводів двигуна вторинні обмотки з'єднують послідовно, щоб зменшити навантаження на ці трансформатори струму. Зазвичай, більше навантаження на трансформатори струму ТА2 створюють провідники значно більшої довжини від цих трансформаторів струму до реле КАТ, ніж від трансформаторів струму ТА1 до цих же реле. Трансформатори струму ТА1 встановлюють в комірці вимикача живлення двигуна, де також встановлені реле КАТ, а трансформатори струму ТА2 – у місці розташування двигуна. Тому довжина провідників від трансформаторів струму ТА1 до реле становить ~ 4 м, а довжина провідників від трансформаторів струму ТА2 до реле – десятки метрів.

Трифазна трирелейна схема (рис. 3.8, а) чутливіша, ніж двофазна дворелейна (рис. 3.8, б). Тому трифазну трирелейну схему застосовують там, де двофазна дворелейна схема не чутлива.

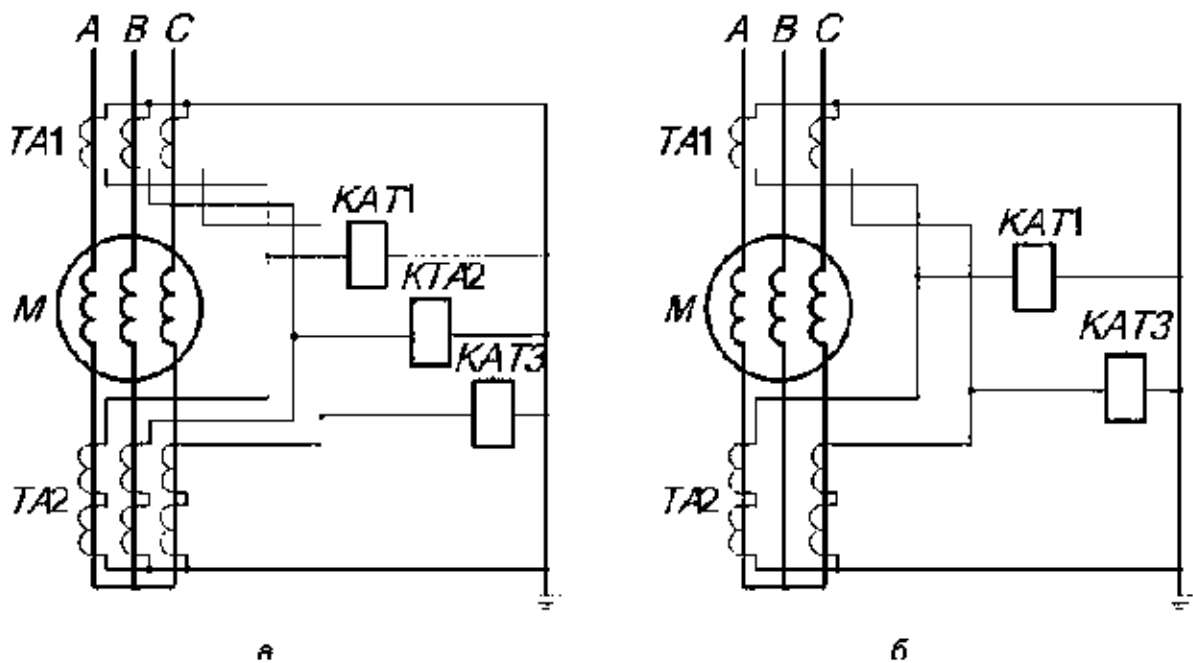


Рисунок 3.8. - Схеми диференційних захистів двигунів:

а – трифазна трирелейна; б – двофазна дворелейна

Диференційний захист з реле серії РНТ.

Детальніше робота реле серії РНТ та його конструктивні особливості описані в попередніх темах. Диференційний захист трансформатора (автотрансформатора) з застосуванням реле серії РНТ.

Струм спрацювання диференційного захисту з реле РНТ відводять від струму небалансу за умови увімкнення двигуна $I_{ср} = k_{від} \cdot I_{нб}$.

Як свідчить досвід експлуатації, дійсне значення струму небалансу є більшим, що призводить до хибної роботи захисту.

Це зумовлене різним навантаженням на трансформатори струму, що утворюють плечі захисту, за рахунок різної довжини з'єднувальних проводів між трансформаторами струму та реле, що призводить до насичення магнітопроводу більше навантаженого трансформатора струму аперіодичною складовою струму за режимів пуску та самозапуску двигуна. Розрахунок струму небалансу за цими залежностями дає змогу забезпечити селективність роботи диференційного захисту двигуна.

Залежності $I_{нб*} = f(I_{\text{пит}} \cdot Z_2)$ для різних схем з'єднань вторинних обмоток трансформаторів струму – плечей диференційного захисту двигуна, наведені на рис. 3.9.

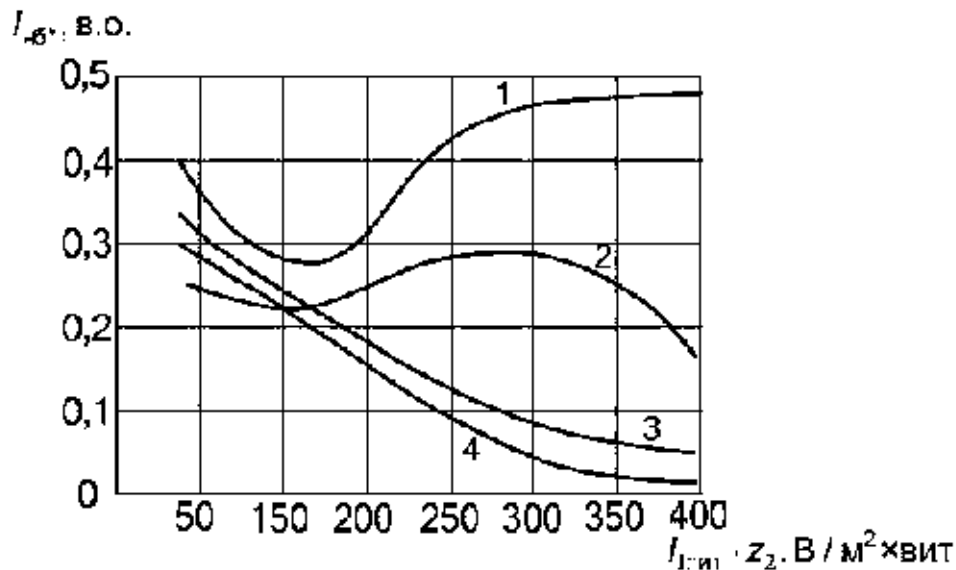


Рисунок 3.9. - Залежності для різних схем з'єднань трансформаторів струму:
1 – неповна зірка-трикутник; 2 – зірка-зірка; 3 – неповна зірка-неповна зірка;
4 – зірка-трикутник

Вибір меншої кількості витків диференційної обмотки призводить до збільшення струму спрацювання реле, чим забезпечується селективна робота захисту.

Можна також застосовувати наближений метод визначення відносного значення струму небалансу. Цей метод оснований на таких припущеннях:

- диференційні реле розташовують у комірках КРЗ (комплектної розподільної злагоди) і тому довжина контрольного кабеля від трансформаторів струму зі сторони живлення двигуна до реле захисту практично незмінна і становить близько 4 м;

- трансформатори струму, встановлені в комірках це, зазвичай, трансформатори з литою ізоляцією типу ТЛМ-6, ТЛМ-10, ТВЛМ-10 і їх параметри s – переріз магнітопроводу, w – кількість витків вторинної обмотки, R_2 – активний опір вторинної обмотки приблизно однакові.

Диференційний захист з реле серії ДЗТ. Якщо диференційний захист двигуна з реле РНТ не чутливий, застосовують реле з магнітним гальмуванням серії ДЗТ. Детальніше робота цього реле та особливості його виконання описані в розділі 8.5.5. Диференційний захист трансформатора (автотрансформатора) з застосуванням реле ДЗТ-11. Розрахунок диференційного захисту двигуна з реле серії ДЗТ зводять до визначення кількості витків диференційної (робочої) та гальмівної обмоток, а також до перевірки чутливості реле.

На рис. 3.10 наведена схема приєднання реле серії ДЗТ до вторинних кіл трансформаторів струму диференційного захисту двигуна. Гальмівну обмотку реле (рис. 3.10) приєднують до вторинних обмоток трансформаторів струму ТА2, встановлених зі сторони нульових виводів двигуна. Таке приєднання гальмівної обмотки забезпечує гальмування реле за зовнішніх к.з. та пусків двигуна і практично не впливає на чутливість реле за коротких замикань у зоні дії захисту. Як і в схемах диференційного захисту (рис. 3.8), вторинні обмотки трансформаторів струму ТА2, з метою зменшення на них навантаження, з'єднують послідовно.

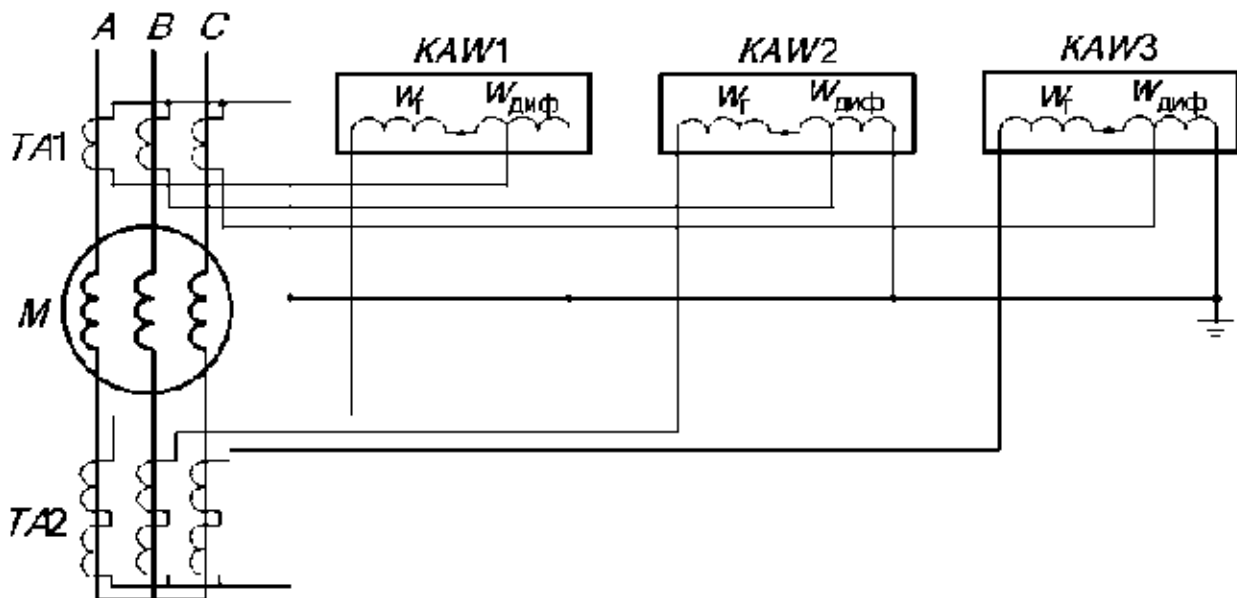


Рисунок 3.10. - Схема диференційного захисту двигуна з реле серії ДЗТ

Тому для реле серії ДЗТ доцільно виставляти максимальну кількість витків гальмівної обмотки. В такому разі реле найкраще відведене від режимів пуску та самозапуску двигуна.

Максимальна кількість витків гальмівної обмотки для реле ДЗТ-11/5 становить 24 витки.

Струм небалансу, як і для реле серії РНТ, визначають за залежностями (рис. 3.9) та наведеною вище методикою.

За формулою $I_{нб} \cdot w_{диф} \leq I_r \cdot w_r \cdot lga$, враховуючи збільшення струму небалансу в 1,5 рази та зменшення кількості витків гальмівної обмотки в 0,8 раза (враховують зменшення струму в гальмівній обмотці за рахунок насичення трансформаторів струму сторони нульових виводів двигуна), отримують вираз для визначення кількості витків диференційної обмотки

$$w_{диф} \leq \frac{0,8 \cdot 24 \cdot 0,75 \cdot I_r}{1,5 \cdot I_{нб}} = 9,6 \cdot \frac{I_r}{I_{нб}},$$

Диференційний захист з реле РСТ-15.

Це реле рекомендують встановлювати для захисту двигунів, що працюють у сейсмічній зоні, а також на АЕС. Реле виконане з використанням напівпровідникових елементів.

Захист двигунів від однофазних замикань на землю. Потужні асинхронні двигуни напругою 6 кВ, 10 кВ живляться від мереж з ізольованою нейтраллю. Це, як зазначено в попередніх розділах, мережі з малими струмами замикання на землю. Захисти двигунів від замикань на землю в таких мережах – струмові захисти, що реагують на струм нульової послідовності.

Вимірний орган струмового захисту (рис. 3.11, а) реле КА приєднують до вторинної обмотки трансформатора струму нульової послідовності TAN. Магнітопровід трансформатора струму TAN охоплює всі струмопроводи кабеля. Тому магнітний потік у цьому магнітопроводі визначається сумою струмів всіх струмопроводів кабеля, що, як відомо, дорівнює потроєному струму нульової послідовності. За нормального режиму, а також

пошкоджень, не пов'язаних з землею, сума всіх трьох фазних струмів кабеля і відповідний їй магнітний потік осердя трансформатора струму TAN дорівнюють нулю – у вторинній обмотці TAN не буде індукуватись ЕРС і реле КА не працюватиме. Насправді у вторинній обмотці TAN протікатиме незначний струм небалансу, що недостатній для спрацювання реле КА. За замикання на землю симетрія напруг жил кабеля відносно землі порушується – в струмах жил кабеля виникає складова нульової послідовності. У магнітопроводі трансформатора струму TAN створюється магнітний потік, пропорційний сумі струмів нульової послідовності жил кабеля. Цей магнітний потік наведе у вторинній обмотці TAN ЕРС. За дії цієї ЕРС по обмотці реле КА протікатиме струм – реле спрацює і подіє на вимкнення двигуна від мережі.

Для потужних двигунів, коли живлення здійснюють по двох паралельних кабелях, трансформатори струму встановлюють на кожен кабель, а їх вторинні обмотки з'єднують послідовно (рис. 3.11, б). За такої схеми з'єднання чутливість захисту зменшується.

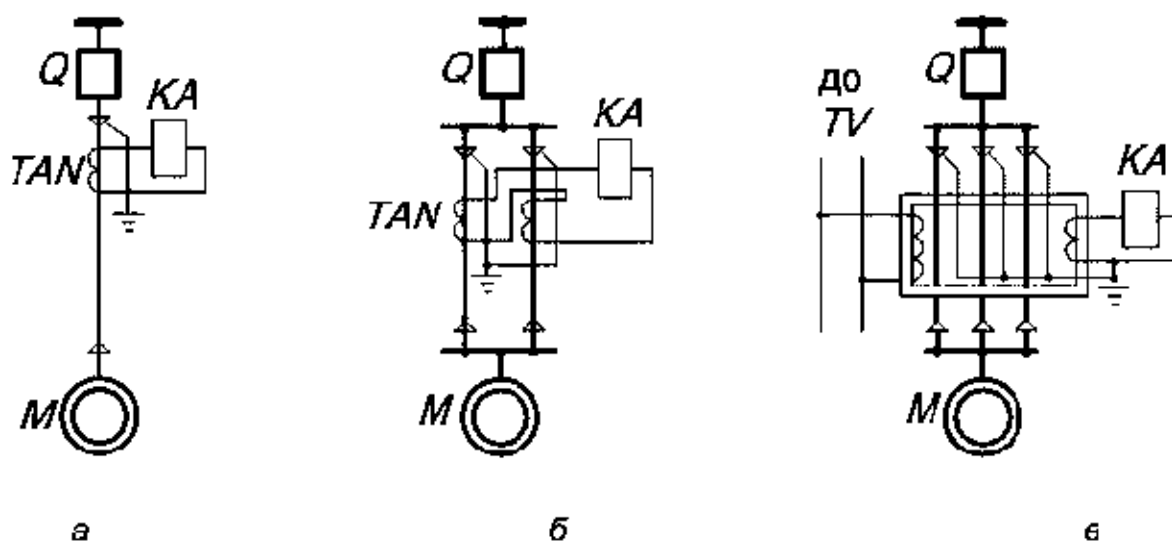


Рисунок 3.11. - Схеми захисту двигуна від однофазних замикань на землю

Якщо ж для живлення потужних двигунів необхідно більше двох кабелів, то для захисту використовують спеціальний трансформатор струму нульової послідовності, магнітопровід якого охоплює всі кабелі (рис. 3.12, в).

Для підвищення чутливості захисту на магнітопроводі цього трансформаторі струму намотують додаткову обмотку підмагнічення, що живиться від трансформатора напруги. Додаткове підмагнічення магнітопроводу трансформатора струму дає змогу перемістити робочу точку характеристики намагнічення магнітопроводу з початкової нелінійної частини характеристики з малою магнітною проникністю на лінійну частину, у якій цей параметр значно більший. У результаті значно покращиться трансформація струмів нульової послідовності у вторинну обмотку трансформатора струму.

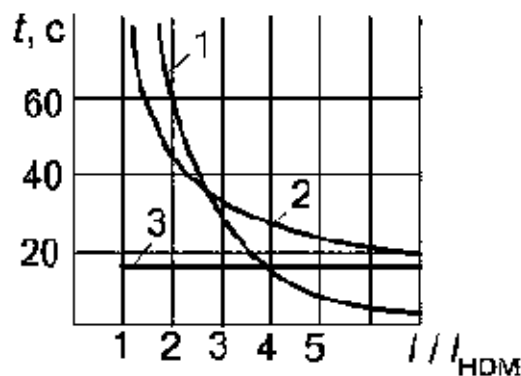


Рисунок 3.12. - Теплова характеристика двигуна (1), залежна (2) та незалежна (3) характеристики захисту

Первинний струм спрацювання захисту від замикань на землю вибирають з умови відведення від власного ємнісного струму нульової послідовності кабеля (розподіл струмів за замикання на землю в мережі з ізольованою нейтраллю детально розглянуто в попередніх темах).

Захист двигунів від перевантаження. Для захисту двигунів від перевантаження, переважно, застосовують струмові захисти з залежною або незалежною витримкою часу. Оптимально такі захисти повинні б виконувати з застосуванням температурних датчиків, що контролюють температуру критичних місцях двигуна. Такий захист оптимально використовує теплову характеристику двигуна. Однак цей захист є дорогим і його технічно важко реалізувати. Тому, зазвичай, застосовують струмовий захист. Це

опосередковий захист, що контролює струм обмотки статора, що, переважно, є причиною перегрівання обмоток двигуна.

Доцільно застосовувати струмовий захист з залежною характеристикою витримкою часу, яка за часом близька до теплової характеристики двигуна (рис. 3.12).

Як видно з рис. 3.12, за перевантаження двигуна, наприклад на 20%, захист з незалежною характеристикою (3) подіє на вимкнення двигуна через 18 с, до того ж, захист з залежною витримкою часу (2) подіє на вимкнення двигуна через 45 с.

Вимірний орган захисту – реле струму, що вмикають до струму однієї фази живлення двигуна.

Величину довготривалого допустимого струму двигуна визначають з умови, що двигун може працювати довготривало за відхилення напруги від номінальної.

Захист мінімальної напруги. Захист мінімальної напруги для одного двигуна напругою вище 1000 В виконують аналогічно до двигуна напругою до 1000 В.

Іноді група двигунів може брати спільну участь у забезпеченні певного технологічного процесу. Ці двигуни живляться, зазвичай, від однієї секції.

Для такої групи двигунів вимірний орган захисту мінімальної напруги є спільним для всіх двигунів секції і його встановлюють, зазвичай, в комірці трансформатора напруги цієї секції. Такий захист зумовлений специфікою технологічного процесу. Наприклад, за такою схемою живляться асинхронні двигуни 6 кВ власних потреб електричних станцій.

Захист виконують триступеневим.

Перший ступінь діє на зупинення всіх невідповідальних механізмів – з метою забезпечення успішного самозапуску всіх відповідальних двигунів. Час спрацювання цього ступеня становить 0,5–1 с, а напругу спрацювання

визначають як $U_{с.з}^1 = 0,7 \cdot U_{ном}$.

Другий ступінь діє на вимкнення частини відповідальних двигунів, що зупинились за довготривалої відсутності напруги і самозапуск яких не можна здійснити за умов технологічного процесу. Крім того, другий ступінь може бути використаний для автоматичного вводу резерву (АВР) – заміни вимкнених механізмів резервними, що живляться від інших джерел живлення. Час спрацювання другого ступеня становить 0,3–0,9 с, а напругу спрацювання визначають як

$$U_{с.з}^{II} = 0,5 \cdot U_{ном}.$$

Третій ступінь виконує функцію пускового органа АВР, що з витримкою часу подає живлення на дану секцію від резервного вводу джерела живлення. Час спрацювання цього ступеня дорівнює часу спрацювання релейного захисту основного вводу, через який здійснюють живлення цієї секції.

Напругу спрацювання третього ступеня визначають як

$$U_{с.з}^{III} = 0,25 \cdot U_{ном}.$$

Контрольні питання

1. Наведіть переваги та недоліки асинхронних двигунів.
2. Які пошкодження можуть виникати в асинхронних та синхронних двигунах?
3. Як повинен діяти захист за міжфазних к.з. або виткових замикань в обмотці статора двигуна?
4. Як повинен діяти захист двигуна за подвійного замикання в мережі?
5. Як повинен діяти захист за замикання в одному та двох місцях кіл збудження синхронного двигуна?
6. Які причини виникнення перевантажень двигуна і чому вони є небезпечними для нього?
7. В яких випадках на двигунах застосовують захист мінімальної напруги?
8. Як діє захист синхронного двигуна після довготривалого пониження напруги?

9. Які пристрої застосовують для захисту від міжфазних к.з. двигунів напругою до 1000 В?
10. Які переваги та недоліки захисту двигуна запобіжниками?
11. Як визначають пусковий струм двигуна?
12. Як вибирають струм спрацювання релейного захисту від міжфазних к.з. асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором?
13. Для чого в захисті двигуна від перевантажень передбачена витримка часу?
14. Коли на двигунах не потрібно встановлювати спеціальний захист мінімальної напруги?
15. Що таке нульовий захист двигуна?
16. Які особливості захисту двигунів автоматичними вимикачами?
17. Які розчіплювачі автоматичних вимикачів застосовують для захисту двигунів?
18. За яких умов вибирають автоматичні вимикачі для захисту двигунів від міжфазних к.з. та перевантажень?

Тема 4.« АВТОМАТИКА МЕРЕЖ»

4.1. Загальні відомості.

4.2. Автоматичні пристрої нормального та аварійного режиму.

4.3. Автоматичне повторне ввімкнення.

4.5. Автоматичне частотне розвантаження.

4.6. Автоматичне керування технічними засобами секціонування та резервування.

4.1 Загальні відомості

Протиаварійна автоматика захищає систему від струмів короткого замикання і забезпечує стійкість її роботи. До технічних засобів протиаварійного управління, перш за все, відносяться автоматичні пристрої релейного захисту (АПРЗ), пристрої резервування відмов вимикачів (ПРВВ).

Автоматичні пристрої і системи протиаварійного управління, що впливають на об'єкти автоматики мереж, виконують наступні функції:

- запам'ятовування початкового (нормального) режиму роботи системи;
- фіксацію аварійної дії, яка приводить до зміни початкового режиму роботи системи електропостачання;
- оцінку ступеня небезпеки аварійної дії;
- виробітку видів, інтенсивності і тривалості протиаварійних дій, які направлені на відновлення початкового режиму роботи системи.

Пристрої протиаварійної автоматики розподільних мереж відносяться до основної групи технічних засобів, які забезпечують безперебійне електропостачання споживачів. В порівнянні з пристроями протиаварійної автоматики, які встановлені на електростанціях і транзитних лініях 110...750 кВ, пристрої автоматики в розподільних мережах, як правило, виконуються значно простіше, вимагають менших витрат праці на наладку і обслуговування.

Пристрої автоматики, які застосовуються в енергетичних системах і зокрема в сільських мережах 6...35 кВ, розділяють на три категорії режимів: нормальний, аварійний і післяаварійний.

4.2 Автоматичні пристрої нормального та аварійного режимів.

Автоматичні пристрої нормального режиму призначені для підтримки наперед заданих параметрів нормального режиму роботи (частоти, напруги) і для усунення їх небезпечних відхилень. До них відносяться пристрої автоматики регулювання напруги, автоматики розвантаження трансформаторів і т.п.

Автоматичне секціонування за допомогою мережевих вимикачів – ефективний засіб підвищення надійності сільських мереж. При аварії мережевий вимикач автоматично роз'єднує пошкоджену ділянку лінії, і таким чином, електропостачання споживачів залишку лінії не порушується.

Додатковий ефект досягається завдяки тлому, що мережевий вимикач постачається приладами АПВ. Оскільки 80...90% порушень електричної ізоляції нестійкі, прилади АПВ різко знижують число аварій відключень в мережах.

Автоматичні пристрої аварійного режиму забезпечують швидку ліквідацію аварії і припиняють її розповсюдження на інші ділянки і класифікуються на групи:

- релейний захист (РЗ), автоматика включення (АПВ, АВР) і автомата розвантаження ліній;
- автоматики ділення (АД) різного призначення;
- пристрої автоматичного частотного розвантаження (АЧР) і розвантаження при зниженні напруги.

В окремих випадках при недостатній чутливості релейного захисту на головній ділянці секціонування розширює дія автоматичного захисту і АПВ на видалені ділянки лінії. Секціонуючи пристрої також полегшують пошук і виявлення місць пошкоджень.

Розглянемо умови найбільш ефективного використання мережевих вимикачів на сільських радіальних розподільних лініях. Навантаження лінії рахуватимемо рівномірно розподіленій упродовж магістралі (рис. 4.1), а пошкодження лінії в будь-якій точці рівномірним. Хай загальна довжина лінії L (км.), питома навантаження P_0 (кВт/км), частота відмов λ 1/(км.-рік)], а середня тривалість одного відключення Φ (ч). Тоді недоотпуск електричної енергії за рік для несекціонованої лінії (рис. 10.1 а) складе:

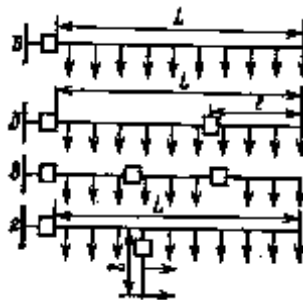


Рисунок 4.1 – Схеми ліній з рівномірно розподіленим навантаженням

$$\Delta W_0 = p_0 L^2 \lambda \tau.$$

При установці на лінії одного секціонуючого вимикача на відстань l від кінця лінії (рис. 4.1, б) загальний недоотпуск електроенергії складе

$$\Delta W = p_0 L (L - l) \lambda \tau + p_0 l^2 \lambda \tau$$

Перший член вище наведеній формулі відповідає недоотпуску електроенергії при пошкодженнях на головній ділянці лінії, а другий член — при пошкодженнях за вимикачем. При записі формули, як і надалі, передбачається, що наявність мережевих вимикачів не впливає на час пошуку і усунення несправностей.

Знайдемо відстань, при якому недоотпуск електроенергії буде найменшим. Для цього прирівняємо нулю похідну

$$d \Delta W / (dl) = 0 = -p_0 \lambda L \tau + 2l p_0 \lambda \tau,$$

$$l_{\text{опт}} = L/2.$$

Оскільки друга похідна функції позитивна, умова відповідає мінімальному недоотпуску електроенергії, який в даному випадку складає

$$\Delta W_1 = p_0 \lambda \tau (3/4) L^2.$$

Виконавши аналогічний аналіз для випадків установки два, три і більш секціонуючих пристроїв, можна переконатися в тому, що в цих випадках найвигідніше розташовувати секціонуючі пристрої уздовж лінії на рівних відстанях один від одного. При цьому мінімальний недоотпуск при двох секціонуючих пристроях складе (рис. 4.1)

$$\Delta W_2 = p_0 \lambda \tau (2/3) L^2,$$

$$\Delta W_N = (1/2) p_0 \lambda \tau L^2 (N + 2)/(N + 1) = (1/2) \Delta W_1 (N + 2)/(N + 1),$$

Якщо питомий збиток прийняти рівним y_0 [р/(кВт·ч)] 1, то річний збиток від перерв в електропостачанні для несекціонованої лінії

$$Y_0 = y_0 \Delta W_0.$$

Річний збиток при установці секціонуючих пристроїв:

$$Y_N = (1/2) Y_0 (N + 2)/(N + 1).$$

Тоді зниження збитку (р/год) при установці N пристроїв складе:

$$\Delta Y_N = Y_0 - Y_N = Y_0 N / [2 (N + 1)].$$

З виразу виходять два важливі висновки. По-перше, ефективність секціонуючих пристроїв пропорційна Y про, тобто тим вище, і чим більше первинний збиток споживачів ВІД перерв в електропостачанні. По-друге, найбільш вагомий абсолютний ефект від установки «перших» секціонуючих пристроїв, тобто при переході подальше збільшення N порівняно мало знижує збиток від перерв в електропостачанні.

Секціонуючий пристрій можна розглядати як один з типів устаткування в загальному виразі для витрат на систему електропостачання, що дозволяє визначити оптимальне число секціонуючих пристроїв на одну лінію. Цю задачу можна приблизно вирішити, не враховуючи можливості пошкодження самих секціонуючих пристроїв і вважаючи, що секціонуючі пристрої встановлюють незалежно від характеристик пошкодження решти видів устаткування. Використовуючи формули для недоотпуска електроенергії, запишемо вираз для приведених витрат на одну лінію з урахуванням збитку таким чином

$$Z = pNK_c + (1/2) \Delta W_{0y_0} (N + 2)/(N + 1),$$

$$dZ/(dN) = 0 = pK_c - (1/2) \Delta W_{0y_0} / [2 (N + 1)^2]$$

и

$$N_{\text{opt}} = \sqrt{\frac{\Delta W_{0y_0}}{2pK_c}} - 1.$$

З виразу виходить, що установка одного секціонуючого пристрою стає вигідною тоді, коли річний збиток від перерв в електропостачанні не менш ніж в 8 разів перевищує річні відрахування від вартості секціонуючого пристрою.

При сучасному порівняно низькому рівні надійності оптимальне число секціонуючих пристроїв на одну лінію складає від 1 до 3.

При визначенні очікуваного аварійного недоотпуска електроенергії розподіл аварій за часом доби і року можна приймати рівномірним. Тоді, наприклад, середня потужність несекціонованої лінії, що відключається

$$P_{\text{ср}} = p_0 L = P_{\text{max}} T / 8760,$$

де P_{max} - максимальна потужність на головній ділянці лінії, кВт;

T - число годинника використання цієї потужності.

Використовуючи схеми ліній, що ідеалізуються, можна визначити мінімальну довжину відгалуження від магістралі, на якому установка секціонуючого пристрою економічно доцільна.

Хай є несекціонована лінія з одним відгалуженням, причому довжина магістралі рівна L , а довжина відгалуження l (мал. 4.2, з). Рахуючи як і раніше навантаження споживачів рівномірно розподіленої уподовж магістралі і відгалуження, отримаємо, що річний збиток

$$Y = y_0 p_0 (L + l)^2 \lambda \tau.$$

При установці на відгалуженні автоматичного вимикача значення річних приведених витрат з урахуванням збитку складе

Установка секціонуючого пристрою економічно доцільна, якщо дотримується наступна умова:

Після нескладних перетворень отримаємо, що довжина відгалуження з секціонуючим пристроєм повинна задовольняти умові

$$l > \frac{p K_c}{y_0 p_0 L \lambda \tau}.$$

$$P = p_0 (L + l) = p_0 L + p_0 l = p_0 L + P_0,$$

$$p_0 L = P - P_0$$

$$l > \frac{p K_c}{y_0 (P - P_0) \lambda \tau}$$

З виразу виходить, що при одній і тій же потужності P із зменшенням P_0 зменшується довжина відгалуження, при якій вигідно встановлювати секціонуючий пристрій. Це пояснюється тим, що при малих навантаженнях на відгалуженні секціонуючий апарат, відключаючись навіть при порівняно рідкісних аваріях на відгалуженні, підвищує надійність електропостачання основних споживачів на магістралі.

Вище розглянуто умови секціонування при схемах, що ідеалізувалися, ліній. На практиці завдання вибору оптимального числа секціонуючих пристроїв і їх місцеположення значно складніше. Як і раніше основними умовами залишаються економічна доцільність і максимальне зниження збитку споживачів, проте при цьому необхідно враховувати взаємне розташування могутніших споживачів, ступінь їх відповідальності, наявність місцевого і мережевого резервування. Слідую також найкращим чином погоджувати дію секціонуючих вимикачів і інших захисних апаратів. Крім того, секціонування лінії можна здійснювати і за допомогою раз'єдинителів, установка яких скорочує недоотпуск електроенергії при планових відключеннях. Наявність секціонуючих пристроїв спрощує пошук і виявлення пошкоджень на лінії. На відгалуженнях, окрім раз'єдинителів, можна встановлювати і запобіжники, а також автоматичних віддільників.

Облік всіх цих чинників істотно ускладнює завдання оптимального секціонування. Останнім часом для її вирішення розроблені відповідні методи із застосуванням електронних цифрових обчислювальних машин.

Автоматичні пристрої післяаварійного режиму забезпечують відновлення нормального режиму мережі або живлення відключених споживачів після ліквідації аварії. До пристроїв автоматики післяаварійного режиму відносяться також АПВ, які поновлюють нормальну схему мережі після дії деяких типів автоматики ділення.

Більшість пристроїв автоматики в розподільних ятерах 6.35 кВ відноситься до типу місцевих (локальних) пристроїв, тобто таких пристроїв,

які одержують інформацію і здійснюють дію, яка управляє, в межах одного об'єкту, на якому смороді встановлені.

У складних розподільних ятерах з двостороннім живленням все більш широко використовуються комплекси автоматичних пристроїв, яка містить в собі декілька місцевих пристроїв автоматики. До таких комплексних пристроїв відносяться: АВР ятерів, який включає пристрій АВР на підстанції, пристрій автоматики ділення (ПЕКЛО) на граничних підстанціях цієї ж мережі і ряд інших пристроїв.

Мікропроцесорна реалізація систем протиаварійного управління здійснюється багатофункціональними інтегрованими мікропроцесорними автоматичними прибудовами. Наприклад, комутаційні модулі автоматичних пунктів секціонування АПС-10-12,5/630, реклаузери Рва/tel-12.5-16/630 У1. Ці технічні пристрої нового покоління об'єднали в собі передові технології мікропроцесорного релейного захисту і автоматики та комутаційної техніки.

4.3 Автоматичне повторне ввімкнення

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).

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.

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.

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 КЛ1 - 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.

Дистанційне керування здійснюється ключем КУ, в якого передбачена фіксація положення: Увімкнено (В2) і Вимкнено (О2). Коли КУ знаходиться в положенні "Увімкнено", тоді через ємність С підводиться плюс оперативного струму через контакти КУ, а мінус – через зарядний опір R2. Через реле КQT, яке здійснює контроль справності кола ввімкнення, струм не проходить та контакти його в ланцюзі пуску АПВ розімкнені.

Пуск АПВ відбувається при вимкненні вимикача під дією релейного захисту в результаті невідповідності КУ, яке не змінилося, і положенням вимикача, який тепер вимкнений.

Невідповідність характеризується тим, що через контакти КУ (1-3) на схему АПВ і надалі подається плюс оперативного струму, а раніше розімкнений контакт (блок-контакт вимикача SQC перемкнувся і замкнув ланцюг обмотки КQT, яке, спрацювуючи, подає мінус на обмотку КТ1. При спрацюванні реле часу розмикає його миттєвий розмикаючий контакт КТ1.1 і вводить в ланцюг обмотки реле додатковий опір, це призводить до зменшення струму в обмотці реле. З витримкою часу замикається контакт КТ1.2 і під'єднує обмотку КЛ1 до конденсатора С. Реле КЛ1 при цьому спрацюває від струму розряду С і, самоутримуючись через свою другу обмотку, ввімкнену послідовно з обмоткою контактора УАС, 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.

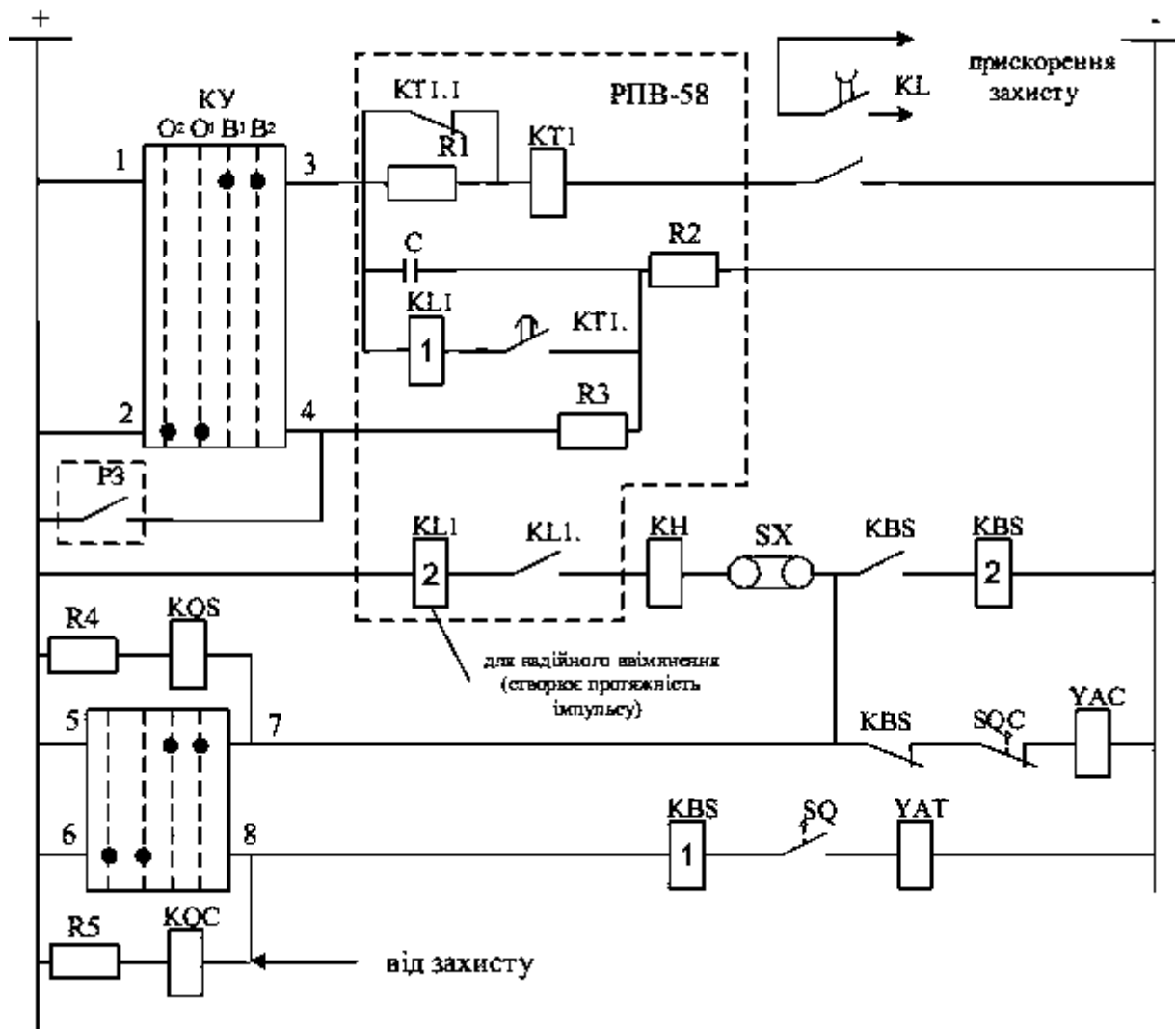


Рисунок 4.2. - Схема однократного АПВ

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 КQT. 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 УАС 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.

Контрольні питання

1. Назвіть основні шляхи забезпечення надійності систем електропостачання?
2. Назвіть основні технічні засоби забезпечення надійності систем електропостачання?
3. Яким чином визначається оптимальна довжина ділянок секціонування?
4. Принцип дії та влаштування систем секціонування?
5. Що таке часткове мережене резервування?
6. Що таке місцеве резервування?

Тема 5. АВТОМАТИЧНЕ ВМИКАННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ.

5.1 Загальні відомості

5.2 Основна класифікація АВР

5.3. Вимоги до виконання АВР.

5.1. Загальні відомості.

Призначенням пристроїв автоматичного включення резервного живлення (АВР) є здійснення найбільш швидкого автоматичного перемикавання на резервне живлення споживачів, знеструмлених в результаті пошкодження або призвільного відключення робочого джерела електропостачання.

Основна класифікація АВР:

- за призначенням:
 - а) АВР ліній;
 - б) АВР трансформаторів;
 - в) АВР електродвигунів;
 - г) АВР шинок управління.
- за способом запобігання подачі напруги на пошкоджене робоче джерело живлення:
 - а) АВР місцеві;
 - б) АВР мереж.
- по напрямку дії:
 - а) АВР односторонньої дії;
 - б) АВР двосторонньої дії
- по роду оперативного струму, прийнятого для даної підстанції:
 - а) на постійному струмі;
 - б) на змінному струмі.

Пристрої АВР повинні забезпечити можливість його дії при зникненні напруги на шинах елементу живлення. Для забезпечення дії АВР при

знеструмленні елементу живлення з боку живлення робочого джерела в схемі АВР повинен передбачатися пусковий орган по напрузі. При виконанні пристроїв АВР слід перевіряти умови перевантаження резервного джерела живлення. При дії пристроїв АВР, коли можливо включення вимикача на к. з., повинне передбачатися прискорення дії захисту цього вимикача.

Автоматичне включення резерву на підстанції

На підстанціях розподільних систем 6...35 кВ в більшості випадків застосовується роздільна робота трансформаторів з одностороннім живленням споживачів. Роздільна робота трансформаторів знижує величину струмів к. з., але одночасно збільшує вірогідність порушення електропостачання споживачів. Усунення недоліку схем роздільного живлення виконується застосуванням місцевого пристрою АВР на шинах РП.

Вимоги до виконання АВР на шинах підстанцій:

- схема місцевого АВР повинна приходити в дію при зникненні напруги на шинах підстанції:
 - а) при аварійному, помилковому або призвільному відключенні вимикача робочого живлення, який знаходиться на даній підстанції;
 - б) при зникненні напруги на даній підстанції без відключення встановленого вимикача робочого живлення.
- при глибокому зниженні напруги на підстанції пусковий орган пристрою АВР повинен давати команду на відключення вимикача робочої лінії з деякою витримкою часу;
- дія пристрою АВР повинна бути одноразовою;
- пристрій АВР повинен забезпечувати швидке відключення резервного вимикача при його включенні на стійке к. з.;
- дії пристрою АВР не повинні викликати неприпустимих перевантажень устаткування, неправильних дій релейного захисту;
- на всіх вимикачах, які знаходяться в режимі АВР, повинен виконуватися постійний контроль справності ланцюга включення.

Розрахунок параметрів спрацювання

Мінімальні реле напруги або реле часу пускового органу АВР вибирається з умови його спрацювання:

$$U_{c.p} = (0,25...0,4)U_n$$

Пусковий орган не повинен спрацювувати при зниженні напруги, яка викликана струмами короткого замикання, з умови:

$$U_{c.p} = \frac{U_{зал.к.з}}{k_{зан.} \cdot k_{т.н.}},$$

де $U_{зал.к.з}$ - залишкова напруга на шинах секції при к. з., В;

$k_{зан.}$ - коефіцієнт запасу, $k_{зан.} = 1,2...1,3$;

$k_{т.н.}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Для реле, які контролюють наявність напруги на резервному джерелі, напруга спрацювання вибирається з умови:

$$U_{c.p} = \frac{U_{роб. min}}{k_{зан} \cdot k_z \cdot k_{т.н.}}$$

де $k_{зан}$ - коефіцієнт запасу, $k_{зан} = 1,1...1,2$;

k_z - коефіцієнт повернення, $k_z = 0,8$.

Час спрацювання пускового органу мінімальної напруги пристрою АВР ($t_{c.p}$) вибирається за наступними умовами:

- по умові відстроювання від часу спрацювання захисту, в зоні дії якого пошкодження можуть викликати зниження напруги нижче прийнятого по умові:

$$t_{c.p.ABP} \geq t_1 + \Delta t$$

$$t_{c.p.ABP} \geq t_2 + \Delta t,$$

де t_1 - найбільший час спрацювання захисту шин підстанції з боку

джерела живлення, с;

t_2 - час спрацьовування захисту, де встановлений пристрій АВР, с.

Δt - ступінь селективності, приймається рівною 0,6 с при використанні реле часу з шкалою до 9 с і рівній 1,5...2 с зі шкалою до 20 с. Для мікропроцесорних захистів ступінь селективності приймається 0,2...0,5 с.

- по умові узгодження дії пристрою АВР з іншими пристроями автоматики вузла:

$$t_{c.p.ABP1} \geq (t_{c.з} + t_{1АПВ})_{ПЛi} + t_{зан.}$$

-при необхідності очікування спрацьовування пристрою АПВ двократної дії цих ліній:

$$t_{c.p.ABP1} \geq (t_{c.з} + t_{1АПВ} + t'_{c.з} + t_{2АПВ})_{ПЛi} + t_{зан.}$$

де $t_{c.з}$ - час дії того ступеня захисту лінії $ПЛi$, яка надійно захищає всю лінію, с;

$t'_{c.з}$ - час дії захисту лінії $ПЛi$, яка прискорена АПВ, с.;

$t_{1АПВ}; t_{2АПВ}$ - уставка за часом першого і другого циклів АПВ лінії ПЛ1 і ПЛ2, с;

$t_{зан.}$ - запас за часом, який приймається в межах 2,5...3,5 с.

Для пристрою АВР2 з метою очікування спрацьовування АВР1, розташованого ближче до джерел живлення, необхідно приймати час:

$$t_{c.p.ABP2} \geq t_{c.p.ABP1} + t_{зан.}$$

де $t_{зан.}$ - час, який залежить від типів вимикачів і реле часу в схемах АВР1 і АВР2, с.

5.3. Вимоги до виконання АВР

Пристрої АВР повинні забезпечити можливість його дії при зникненні напруги на шинах елементу живлення. Для забезпечення дії АВР при

знеструмленні елементу живлення з боку живлення робочого джерела в схемі АВР повинен передбачатися пусковий орган по напрузі. При виконанні пристроїв АВР слід перевіряти умови перевантаження резервного джерела живлення. При дії пристроїв АВР, коли можливо включення вимикача на к. з., повинне передбачатися прискорення дії захисту цього вимикача.

АВР мережі

Для розподільних електричних мереж 6...110 кВ з двостороннім живленням передбачається замкнутий або розімкнений режим роботи. Вибір режиму виконується на підставі техніко-економічних розрахунків залежно від характеристик джерел живлення, ліній електропередачі і споживачів електроенергії.

Для надійного забезпечення електропостачання споживачів розімкнені електричні мережі повинні відповідати вимогам:

- мати достатню пропускну спроможність в аварійних режимах;
- забезпечувати швидкий автоматичний перехід з робочого джерела живлення на резервний;
- АВР мережі є комплексом пристроїв, які виконують наступні завдання:
 - перемикають живлення мережі на резервне джерело при відключенні робочого - це виконує пристрій АВР;
 - запобігають подачі напруги від резервного джерела на пошкоджене робоче джерело живлення (на робочу лінію, шини, трансформатор) це завдання виконують пристрої автоматики ділення мінімальної напруги, які діють перед спрацюванням АВР мережі;
 - виконують при необхідності автоматичну перебудову релейного захисту перед зміною режиму роботи мережі, тобто перед дією АВР мережі;
- АВР мереж широко застосовуються в повітряних лініях 10 кВ, які працюють, як правило, в розімкненому режимі. Повітряні лінії 35 і 110 кВ, які отримують живлення від двох і більш джерел живлення, також достатньо

часто працюють в розімкненому режимі з АВР мережі.

Вимоги до АВР мережі

-схема АВР мережі односторонньої дії повинна запускатися при зникненні напруги з боку робочого джерела живлення і за наявності напруги з боку резервного джерела живлення. Схема АВР двосторонньої дії повинна запускатися при зникненні напруги з боку будь-якого з двох джерел живлення і за наявності напруги з боку іншого джерела живлення.

-дія АВР мережі спрямована на включення вимикача резервного живлення.

-включення резервного вимикача повинно проводитися з витримкою часу.

-дія АВР мережі повинна бути одноразовою.

-при дії АВР мережі повинне бути забезпечене швидке відключення стійкого к. з.

Розрахунок параметрів спрацьовування АВР мережі

Напруга спрацьовування мінімальних реле напруги вибирається по умові 6.84. При цьому встановлюється, що вибрана уставка не менше ніж на 10% нижче за напругу спрацьовування аналогічних реле в схемах тривалих захистів мінімальної напруги, діючих перед спрацьовуванням АВР.

Час спрацьовування двостороннього АВР мережі вибирається роздільно для випадків дії схеми АВР в одну і в іншу сторони.

Для розрахунку часу спрацьовування використовуються вирази, а також додаткова умова очікування спрацьовування пристроїв автоматики ділення мінімальної напруги, що діють перед спрацьовуванням АВР:

$$t_{с.р.АВР2} \geq t_{с.р.АДН} + \Delta t ,$$

де $t_{с.р.АДН}$ - час спрацьовування реле часу автоматики ділення мінімальної напруги. Приймається $t_{с.р.АДН} = 0,6 \text{ с}$ при використанні реле часу з шкалою

до 9 с; $t_{с.р.АДН} = 1,5 \dots 2 \text{ с}$ - зі шкалою до 20 с.

У ряді випадків враховується тільки перший цикл АПВ. При цьому дія другого циклу пристрою АПВ після успішного спрацювання АВР повинна бути заборонена.

Контрольні питання

1. Призначення АВР?
2. Одностороннє та двостороннє АВР?
3. Основні вимоги до систем АВР?
4. Принцип дії та влаштування АВР ліній?
5. Принцип дії та влаштування АВР трансформаторів?
6. Яким чином класифікуються системи АВР?
7. Призначення АВР?
8. Одностороннє та двостороннє АВР?
9. Основні вимоги до систем АВР?
10. Принцип дії та влаштування АВР ліній?
11. Принцип дії та влаштування АВР трансформаторів?
12. Яким чином класифікуються системи АВР?

Тема 6. ЗАХИСТ МЕРЕЖ ВІД ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ В МЕРЕЖАХ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

- 6.1. Захист мереж від замикань на землю в мережах з ізолюованою нейтраллю**
- 6.2. Розподіл струмів при замиканні на землю.**
- 6.3. Вимоги до захистів від замикань на землю.**

6.1. Захист мереж від замикань на землю в мережах з ізолюованою нейтраллю

Замикання на землю в мережах з ізолюованими нейтралами не є аварією, тому допускається робота мережі з таким пошкодженням; при

струмі замикання на землю 10, 20, 30 А в мережах відповідно 6,10,35 кВ без залізобетонних опор допускається робота до двох годин. За наявності залізобетонних опор струми не повинні перевищувати 10 А в усіх мережах. При більших струмах передбачається встановлення дугогасних реакторів. Допускається деяка перекомпенсація для зменшення пошкодження. Найчастіше захист виконується на сигнал. В окремих випадках вимагається дія захисту на вимкнення. Захист від замикань на землю вважається селективним, якщо він правильно визначає напрям приєднання, де виникло пошкодження.

6.2. Розподіл струмів при замиканні на землю

При замиканні на землю в місці пошкодження виникає напруга нульової послідовності U_0 , під дією якої проходять струми нульової послідовності, що замикаються через ємності фаз кожної лінії і дугогасний реактор. Ємнісний струм нульової послідовності проходить через усі пошкоджені і не пошкоджені лінії мережі. Струм дугогасного реактора замикається лише через пошкоджену лінію Л1. В непошкоджених лініях Л2 і Л3 через ТС нульової послідовності захисту проходить ємнісний струм нульової послідовності, який замикається через ємності окремих фаз ліній і направлений до шин.

$$\begin{aligned} I_{02} &= 3U_0\omega C_2, \\ I_{03} &= 3U_0\omega C_3. \end{aligned}$$

Ємнісний струм нульової послідовності, який проходить через ТС нульової послідовності пошкодженої лінії, направлений без шин і визначається як різниця ємнісного струму усієї мережі струму пошкодженої лінії

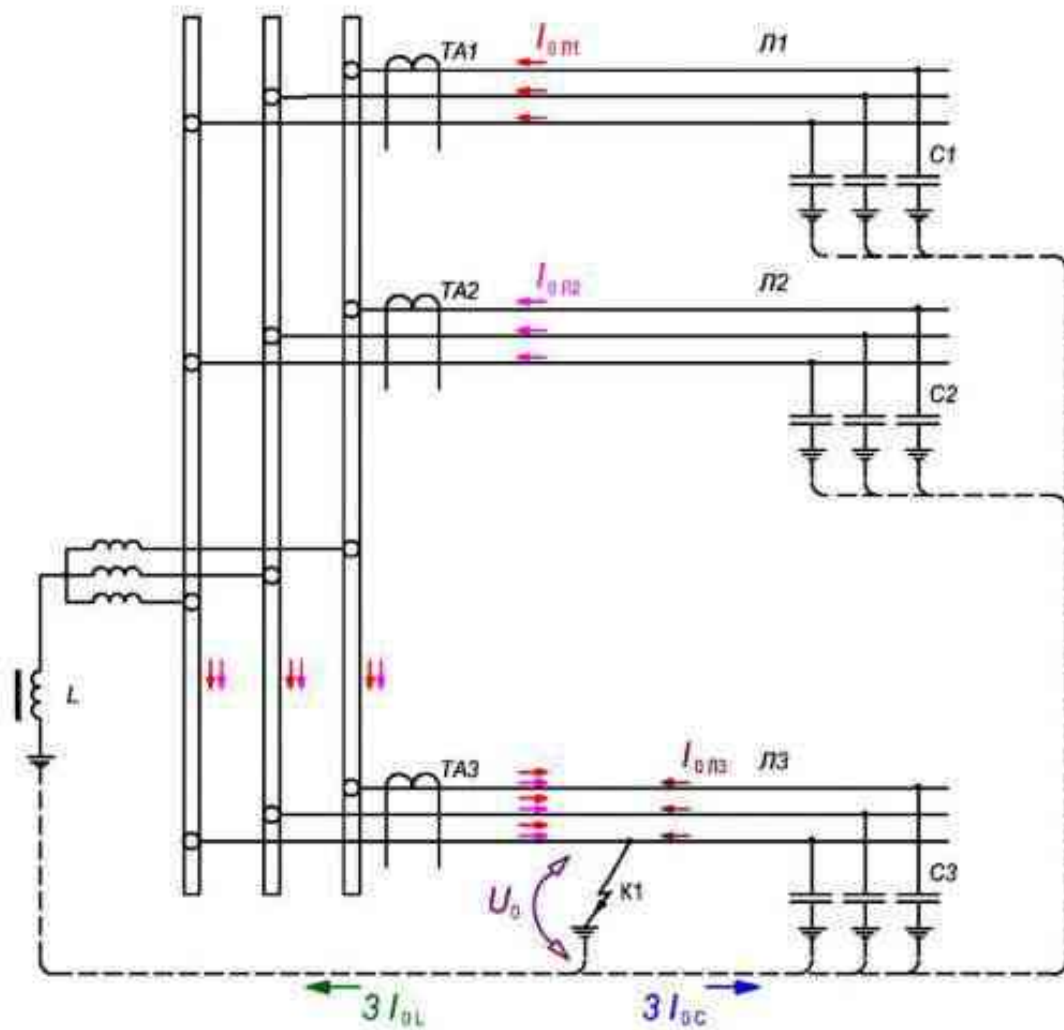
$$I^{(1)} = 3U_0\omega C - 3U_0\omega C_1,$$

де C - ємність фаз усієї електрично зв'язаної мережі

За наявності дугогасного реактора струм через трансформатор струму:

$$I^{(1)} = 3I_0 - (3I_{0c} - I_{01}) = 3U_0 / X_1 - 3U_0\omega (C - C_1).$$

Напряг результуючого струму залежить від того, яка складова більша - індуктивна чи ємнісна. У некомпенсованій мережі можна використовувати направлений захист, який реагує на реактивну потужність нульової послідовності, зумовлену ємнісним струмом. В мережах з перекомпенсацією реактивний струм пошкодженій лінії і ємнісний на пошкодженій, мають однаковий напрям, тому направлений захист не використовується.



6.3. Вимоги до захистів від замикань на землю

Дія на сигнал полегшує і спрощує захист, дає можливість протягом двох годин точніше виявити пошкоджений елемент і вимкнути його. Згідно з вимогами ТБ вимкнення без витримки часу використовується на торфозробках, пересувних будівельних механізмах, в гірнорудній промисловості. Це полегшує роботу мережі, зменшує ймовірність переходу

однофазного замикання на землю в подвійне замикання на землю, яке супроводжується великими струмами КЗ і кроковою напругою.

Селективність при зовнішніх замиканнях на землю при захисті, які діють на вимкнення.

Для спрощення допускається не встановлювати захист на елементах, віддалених від джерела живлення, коли фазне замикання малоімовірне або важко виконати захист.

Захист повинен реагувати на однофазні замикання через періодично зникаючу дугу і короткочасні замикання на землю, якщо можливо і доцільно виявити їх місце виникнення.

Неперервність дії захисту, який повернений персоналом у вихідне положення для перевірки стійкості для замикання на землю при даному напрямку після вимкнення персоналом передбачуваного пошкодженого елемента .

6.4. Пристрій загальної неселективної сигналізації

Замикання на землю однієї фази в мережах 6-35 кВ не є аварією і поживачі, які ввімкнені на лінійну напругу, продовжують нормально працювати.

Це дає можливість виконати захист від замикань на землю діючим на сигнал. В мережах простої конфігурації допускається використовувати лише пристрій загальної неселективної сигналізації, який контролює стан ізоляції. Схема складається з трьох мінімальних реле напруги, ввімкнених на напругу фаз відносно землі або одного максимального реле напруги, який ввімкнений на напругу нульової послідовності. Пристрій вмикається до трансформаторів напруги, які встановлені на шинах розподільчого пристрою.

Струмові захисти нульової послідовності, які реагують на струми усталеного режиму.

Тривала робота мережі при однофазному замиканні на землю не допускається, оскільки:

Можливе порушення міжфазної ізоляції в місці пошкодження і перехід однофазного замикання в багатозазне КЗ

Можливі подвійні замикання на землю внаслідок збільшення напруги непошкоджених фаз відносно землі в $\sqrt{3}$ разів.

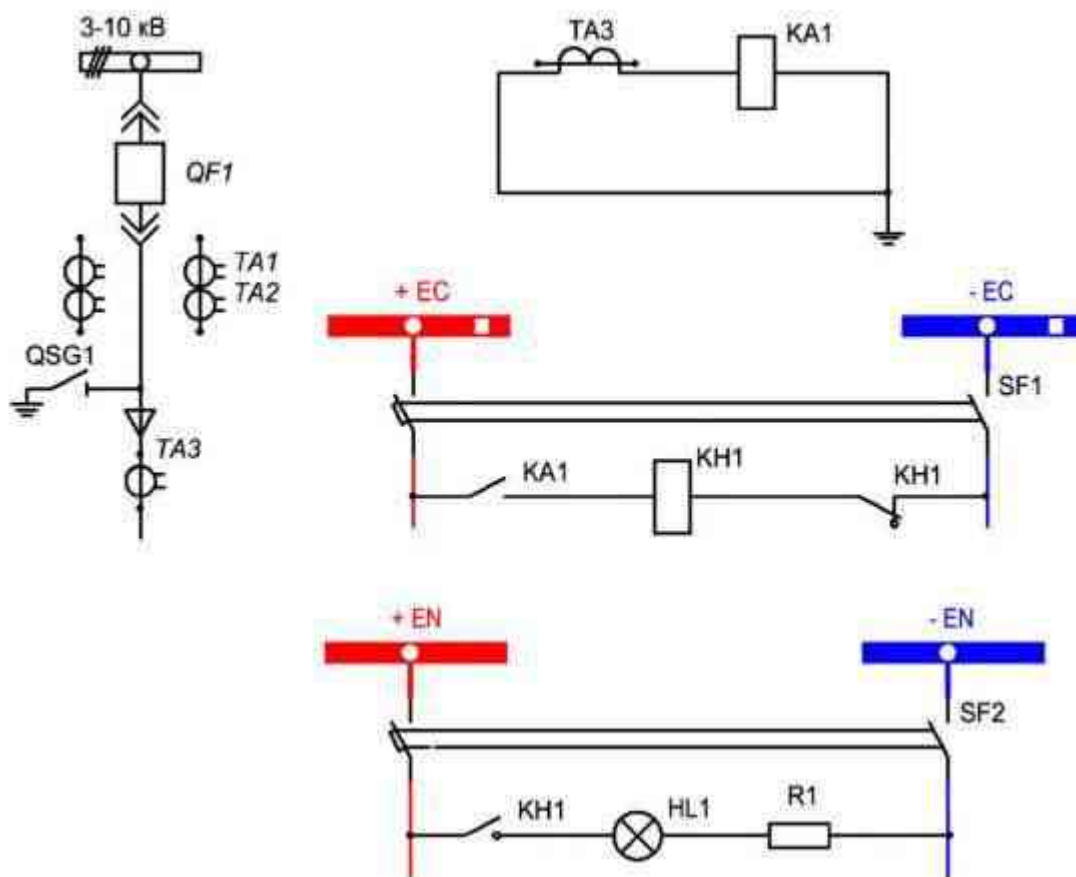
Оскільки робочі струми звичайно більші, ніж допустимі струми замикань на землю, то струмовий захист виконується з вмиканням реле на фільтр струму нульової послідовності. Для забезпечення не дії захисту при пошкодженнях на інших елементах, коли через лінію, що захищається, проходить струм обумовлений ємнісним струмом цієї лінії. Струм спрацювання захисту приймається рівним:

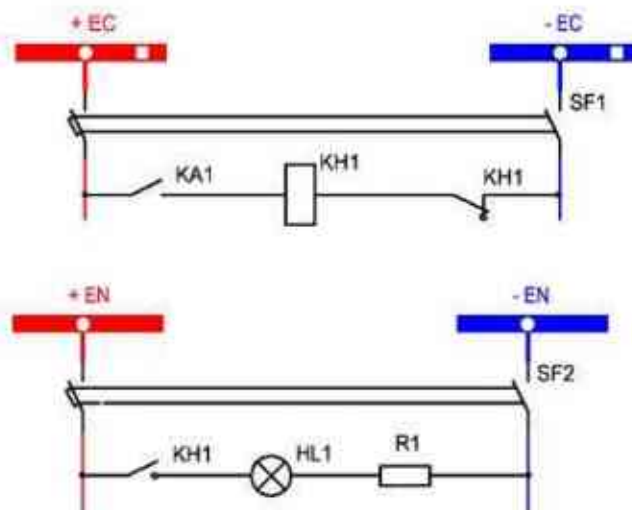
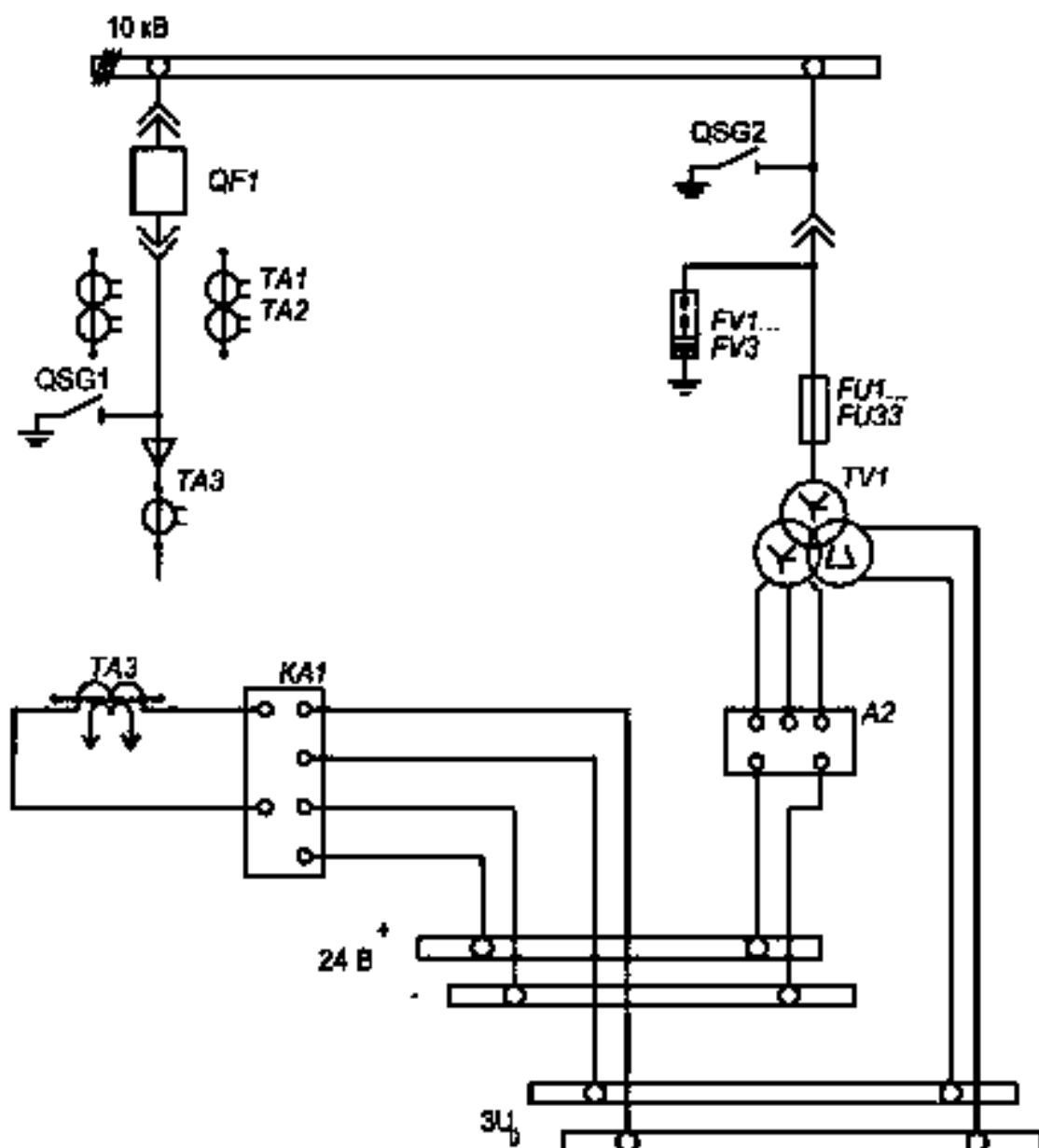
$$I_{сз} = K_{вд} \cdot 3I_0$$

де $K_{вд} = 4 \div 5$ для захисту без витримки часу і $2 \div 2,5$ для захисту з витримкою часу.
Чутливість захисту визначається за формулою:

$$K_{ч} = \frac{I^{(1)}}{I_{сз}}$$

Для ПЛ $K_{ч} > 1,5$, для КЛ $K_{ч} > 1,25$. Струм однофазного замикання визначається при мінімальній можливій кількості ввімкнених елементів.





Відлагодження від зовнішнього замикання на землю забезпечується напрямком дії захисту, а від струму і напруги небалансу, використання органу напрямку потужності. На такому принципі побудовані реле 3311 П.

Захист ТН контролю ізоляції

Основною причиною пошкоджень ТН є ферорезонансні явища, внаслідок яких через обмотку ВН проходять струми набагато більші ніж номінальні. При ферорезонансі напруга будь-якої фази може збільшуватися до 4 номіналів. У результаті руйнується ізоляція, що призводить до однофазних замикань на землю, а часом і двофазних КЗ. Причиною ферорезонансних явищ є перехідний процес під час комутації в СЕП. При цьому ферорезонанс виникає не лише в основній і на вищих гармоніках, але і на нижчій.

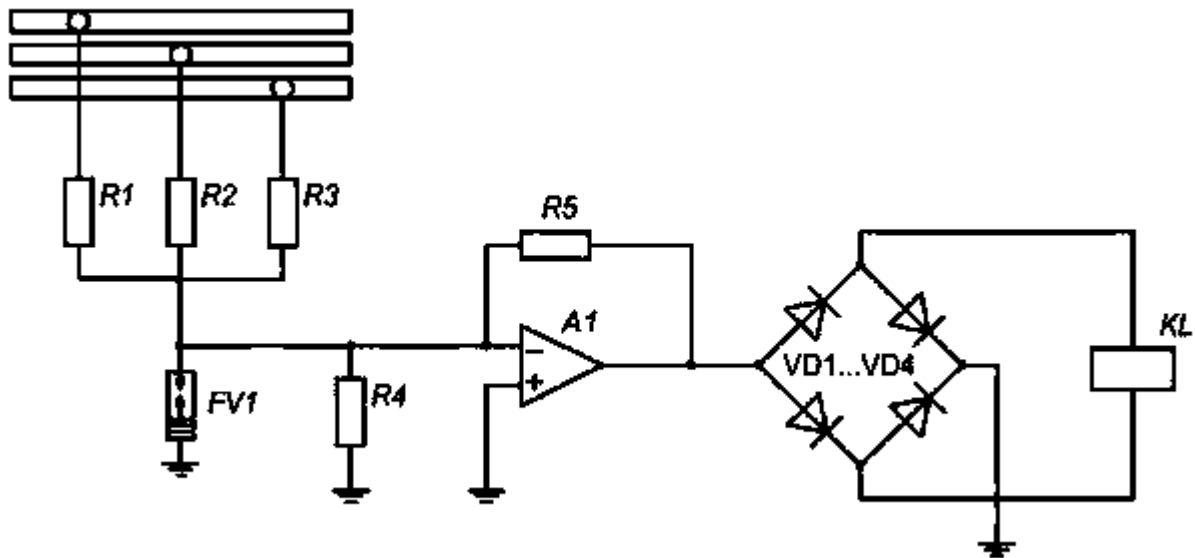
Небезпечні струми виникають при вимкненні пошкодження приєднання або при самогасінні дуги, при наступній появі ферорезонансних коливань, тобто розряду ємностей непошкоджених фаз на обмотки ТН. Найнебезпечнішим для ТН тривалі однофазні замикання на землю через періодично зникаючу дугу.

Для захисту ТН використовуються:

- вмикання навантажувальних резисторів в коло вторинної обмотки, з'єднаної в розімкнений трикутник;
- вмикання резистора в нейтраль обмотки ВН;
- використання розрядників;
- компенсація ємнісних струмів у мережі за допомогою дугогасних реакторів.

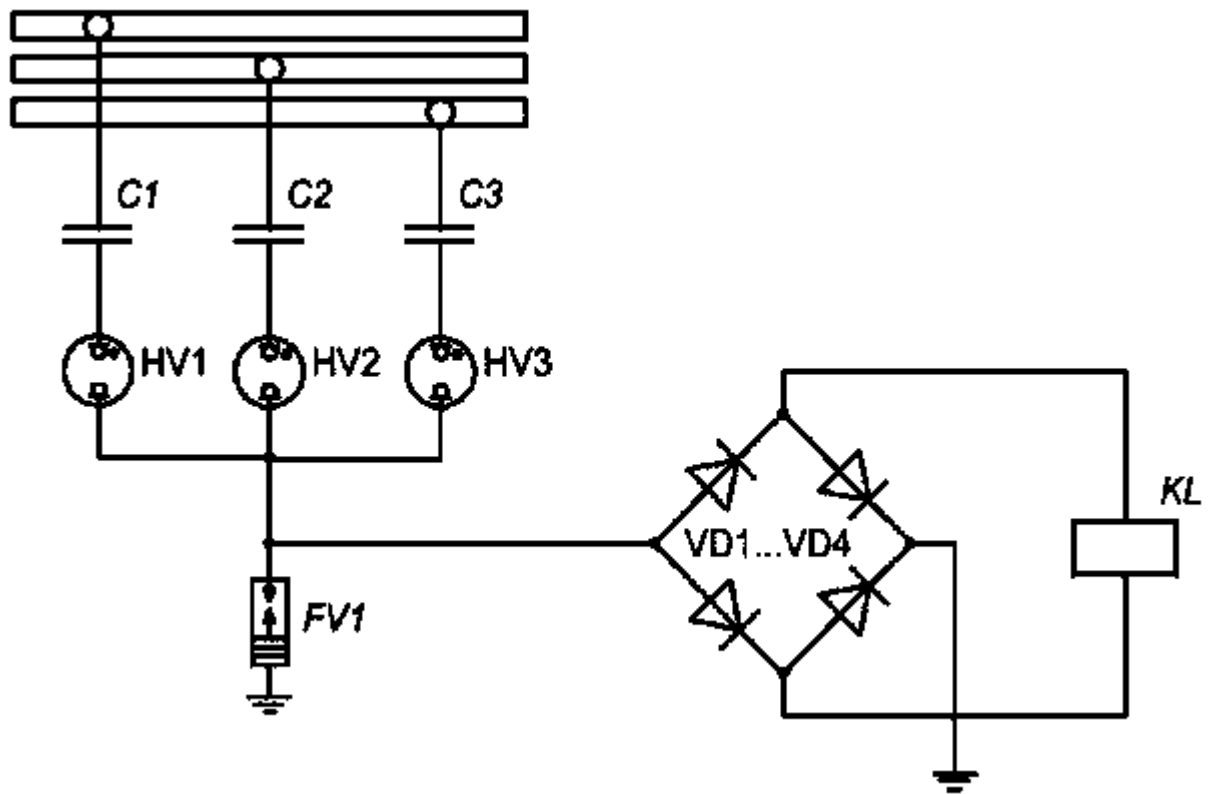
Найпростіший і найдоступніший перший спосіб. Резистор створює втрати енергії вільних коливань складових нульової послідовності. Ефективність цього способу збільшується, якщо використовувати резистор з опором і вмикати його в момент виникнення ферорезонансу і лише на час існування цього режиму.

Схема загальної неселективної сигналізації без використання ТН'



Якщо три ізолятори різних фаз закріпити до шин верхніми фланцями, а нижні об'єднати шинкою, то вона утворює нульову точку зірки витоку ізолятора.

Між цією точкою і землею вмикається пристрій контролю ізоляції. Струм витоку ізоляторів малий, але операційний підсилювач дозволяє зробити пристрій чутливішим до нього. Цей спосіб можливий, якщо зірка опорів витоку ізоляторів достатньо симетрична. Використання окремих підсилювачів на кожну фазу і сумарного підсилювача дозволяє визначити пошкоджену фазу.



Замість опорних ізоляторів можна використати високовольтні конденсатори. Це збільшує струм в променях зірки та для визначення пошкодженої фази можна послідовно з конденсатором встановити сигнальні неонові лампи. Послідовне вмикання двох конденсаторів збільшує вихідний струм зірки при замиканні на землю до величини, достатньої для дії захисту без підсилювача.

Список використаних джерел

1. Релейний захист і автоматика: навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.
2. Релейний захист і автоматика: навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. – Ч. 2. – 276 с.
3. Сокол Г. А Релейний захист електроенергетичних систем [Електронний ресурс] : підручник / Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О. Г. Гриб, А. О. Запорожець, І О. Самойленко, В. В. Скопенко, І. Т. Карплюк, С .В. Швець, М. В. Черкашенко, О. Ю. Заковоротний, Н. С. Захаренко, Н. В Рудевич, Ю. Ф. Тесик, С. Ю. Пронзалева, В. Є. Кривонос, І. С. Ярова. – Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. –306 с
4. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. –533 с.
5. Основи релейного захисту та автоматики, Гадай А., Луцьк, 2010.
6. 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.
7. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем: навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 102 с.

**Кравченко Володимир Олексійович
Юрченко Олександр Юрійович
Сіренко Юлія Володимирівна
Тимошенко Григорій Андрійович**

Релейний захист

**Конспект лекцій
(частина 2)**

м. Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул. Г. Кондратьєва, 160.

Підписано до друку: січень 2025 р. Формат А5: Гарнітура. Times New Roman.
Тираж: _____ примірників. Замовлення _____ Ум. друк. арк. 6,0
