



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
УКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

Навчальний посібник

Частина I

Харків 2020

УДК 621.316.925:621.311

Р 36

*Рекомендовано вченою радою Українського державного університету залізничного транспорту як навчальний посібник
(витяг з протоколу № 11 від 3 грудня 2020 р.)*

Рецензенти:

д-р техн. наук, професор О. Г. Гриб (НТУ «ХП»),

д-р техн. наук, професор В. Г. Ягуп (ХНУМГ),

д-р техн. наук, професор О. С. Крашенінін (УкрДУЗТ)

Авторський колектив:

С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов,

М. М. Одегов, Ю. О. Семененко

Р 36 Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с., рис. 41, табл. 20.
ISBN

У навчальному посібнику розглянуто релейний захист елементів систем електропостачання й електроспоживання, а також тягового електропостачання та елементів енергоблока, основні питання щодо автоматичних пристроїв для відновлення живлення споживачів електроенергії.

Посібник рекомендується для студентів і магістрантів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», інженерно-технічних працівників, які займаються питаннями релейного захисту й автоматики електричних мереж залізниць.

УДК 621.37:656.25(075)

ISBN

© Український державний університет залізничного транспорту, 2020.

ЗМІСТ

Передмова	5
Вступ	7
Розділ 1. Призначення та функції релейного захисту й автоматики	8
Питання для самоконтролю	27
Розділ 2. Захист з використанням плавких запобіжників і автоматичних вимикачів	29
2.1. Розрахунки струмів короткого замикання і захистів у мережах напругою до 1 кВ	29
2.2. Розрахунки міжфазних коротких замикань	32
2.3. Розрахунки однофазних коротких замикань	36
2.4. Умови вибору запобіжників	37
2.5. Умови вибору автоматичних вимикачів	40
2.6. Приклади вибору запобіжників і автоматів	42
Питання для самоконтролю	71
Розділ 3. Захист ліній	72
3.1. Загальні вимоги до захисту ліній	72
3.2. Треступінчастий дистанційний захист ліній	81
3.3. Захист від замикань на землю в мережі з великим струмом замикання	99
3.4. Захист кабельно-повітряних ліній	107
3.5. Захист фідера «лінія – трансформатор»	119
3.6. Максимальний спрямований захист лінії	122
3.7. Дистанційний захист лінії електропередачі	127
3.8. Поперечний диференційний направлений захист ліній	132
3.9. Мікропроцесорний захист ліній	138
Питання для самоконтролю	143
Розділ 4. Захист елементів знижувальної підстанції	144
Питання для самоконтролю	164
Розділ 5. Захист трансформаторів	165
5.1. Загальні вимоги до захисту трансформаторів	165
5.2. Побудова релейного захисту для двообмоткового трансформатора	167
5.3. Захист трансформаторів типу ТРДН	184
5.4. Диференційний захист триобмоткових трансформаторів	200

5.5. Захист трансформаторів метрополітену	210
Питання для самоконтролю	219
Бібліографічний список	220
Додаток 1. Посилання на приклади розрахунків	225
Додаток 2. Перелік тестових питань з дисципліни «Релейний захист і автоматика»	228

Передмова

Дисципліна «Релейний захист і автоматика» складається з двох частин.

У першій частині розглядаються основні принципи всіх видів захисту (наприклад максимальні струмові захисти з незалежною та залежною витримкою часу, струмові відсічення, струмові направлені захисти, захисти від замикань на землю, диференційні струмові захисти, високочастотні захисти, дистанційні захисти, захисти за напругою та ін.). У другій частині розглядаються питання застосування основних принципів для захисту й автоматики елементів електроенергетичних систем (наприклад генераторів, трансформаторів, ліній, тягової мережі залізничного транспорту, електродвигунів та ін.), що і є предметом навчального посібника. Даний посібник є практичним доповненням до відомих видань В. О. Андрєєва, А. Б. Барзама, М. А. Берковича, О. М. Федосєєва, М. О. Федосєєва, Є. П. Фігурнова, М. В. Чернобровова, М. А. Шабада, Є. М. Шнеєрсона та інших авторів з питань релейного захисту й автоматики елементів електроенергетичних систем і призначений для дистанційного навчання студентів.

Відмінною особливістю змісту навчального посібника є розкриття складних теоретичних питань функціонування релейного захисту й автоматики крізь призму практичних реалізацій на конкретних прикладах розрахунків струмів, напруги та опорів при пошкодженнях і ненормальних режимах електроустановок, а потім розрахунків параметрів спрацьовування захистів і автоматики.

Основна мета навчального посібника – активізувати пізнавальну діяльність особи, яка навчається в галузі релейного захисту й автоматики електроенергетичних систем, шляхом вирішення великої кількості прикладів розрахунків сучасних захистів і автоматики елементів систем виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії. До посібника включено також матеріал, необхідний студентам для самостійної роботи над курсом, підготовки до практичних занять, виконання контрольних індивідуальних завдань і розрахунків курсових і кваліфікаційних робіт.

Навчальний посібник написано на основі досвіду навчання студентів електротехнічних, електроенергетичних та електромеханічних спеціальностей в Українському державному університеті залізничного транспорту та Національному технічному університеті «ХПІ».

ВСТУП

Навчальний посібник призначено для надання допомоги студентам у самостійній роботі з питань сучасного релейного захисту й автоматики (РЗА) в електроенергетиці.

Вже з першого розділу «Призначення та функції релейного захисту й автоматики» стає зрозумілим, які складні та об'ємні технічні засоби РЗА для збереження вихідного або близького до нього режиму роботи електроустановки при великих і малих збуреннях.

Загальна системна автоматика підтримує в нормальному режимі роботи необхідні значення частоти, напруги у вузлах енергосистеми, а також перетікання активної і реактивної потужності.

Ліквідацію аварійних режимів здійснює релейний захист, який тісно пов'язаний з пристроями автоматики для швидкого відновлення нормального режиму.

Відновлення живлення споживачів здійснюється пристроями автоматичного повторного вмикання або автоматичного вмикання резервного обладнання.

Противарійна автоматика запобігає розвитку аварійних процесів в енергосистемі.

З огляду на специфіку і складність дисципліни «Релейний захист і автоматика» студенту рекомендується використовувати, крім даного посібника, такі правила і вказівки:

- ✓ правила улаштування електроустановок (ПУЕ);
- ✓ правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж (ПТЕ);
- ✓ правила технічного обслуговування пристроїв релейного захисту, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електростанцій і підстанцій (ПТО) та ін.;
- ✓ керівні вказівки (КВ), наприклад КВ за розрахунками струмів короткого замикання, КВ з релейного захисту та ін.;
- ✓ стандарти державні (ДСТУ, СНіП) і міжнародні (МЕК) на пристрої, терміни та визначення, буквені позначення та ін.;
- ✓ каталоги на обладнання та комплексні рішення від виробників засобів релейного захисту й автоматики.

Розділ 1

ПРИЗНАЧЕННЯ ТА ФУНКЦІ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ Й АВТОМАТИКИ

Складність сучасної електроенергетичної системи (ЕЕС), визначається великою кількістю електроустановок (наприклад генераторів, трансформаторів, ліній, двигунів, електровозів, електропечей та ін.), різних схем первинних (головних) і вторинних (вимірювальних, контрольних, управлінських та ін.) електричних з'єднань і особливостей технологічного процесу.

Розглянемо головні особливості режимів роботи електричних мереж:

1. У кожен момент часу вироблення електроенергії має строго відповідати її споживанню, що забезпечується безперервністю і взаємозв'язком процесів виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії (зі збільшенням споживання електричної потужності має збільшуватися її вироблення, і навпаки).

2. Велика швидкість поширення електромагнітних збурень в електричних мережах, для ліквідації аварій у яких мають застосовуватися тільки автоматичні пристрої.

Перехідні процеси в елементах електричних мереж часто супроводжуються відхиленнями параметрів електроенергії від допустимих значень параметрів нормальних експлуатаційних режимів. Ненормальні режими призводять до збільшення струму, зниження напруги, відхилення частоти.

Найбільш частим ненормальним режимом є перевантаження устаткування, викликане збільшенням струму понад номінальне значення. Якщо струм, що проходить по обладнанню, перевищує номінальне значення, то виділяється додаткове тепло, температура струмопровідних частин та ізоляції через деякий час перевершує допустиму величину, що призводить до швидкого зносу ізоляції та її пошкодження.

Для попередження пошкодження обладнання при перевантаженні необхідно вжити заходів до розвантаження або вимикання частини споживачів.

Небезпечно для ізоляції підвищення напруги може виникнути при односторонньому вимиканні або вмиканні довгої лінії.

При зниженні частоти і напруги створюється небезпека для нормальної роботи споживачів і стійкості енергосистем, а підвищення напруги і струму загрожує можливими пошкодженнями обладнання та ліній.

Ненормальні режими часто є попередниками аварійних режимів, які, як наслідок, призводять до економічних втрат і збитків.

Для забезпечення нормальної роботи електричних мереж необхідно швидше проводити виявлення і відділення місця пошкодження від непошкоджених ділянок, відновлюючи, таким чином, нормальні умови роботи електричних мереж і споживачів.

У зв'язку з цим виникає необхідність у створенні і застосуванні ефективних автоматичних пристроїв, що виконують певні операції і захищають електричні мережі та їхні елементи від небезпечних наслідків пошкоджень і ненормальних режимів.

Ліквідацію аварійних режимів здійснює релейний захист (РЗ), який тісно пов'язаний з пристроями автоматики для швидкого відновлення нормального режиму.

Нижче в тексті і на рис. 1.1 наведено класифікацію функцій пристроїв релейного захисту й автоматики, де позначено:

- Н.Р. – нормальний режим;
- Д.А. – доаварійний режим;
- А.Р. – аварійний режим;
- П.А. – післяаварійний режим;
- АСГ – автоматична синхронізація генераторів;
- СС – самосинхронізація генераторів;
- ТС – точна синхронізація генераторів;
- АСС – автоматична синхронізація систем (ліній, шин);
- АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
- СК – струмове компаундування;
- ЕМК – електромагнітний коректор;
- ФК – фазове компаундування;
- ГРЗ – групове регулювання збудження;
- АРЧ – автоматичне регулювання частоти;
- АРН – автоматичне регулювання напруги;
- АРКТ – автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації;

САРЧП – система автоматичного регулювання частоти й потужності;

АП – автоматика пуску електричних машин;

АЗ – автоматичне завантаження електрообладнання;

АР – автоматичне розвантаження електрообладнання;

РЗ – релейний захист;

ХС – хибні спрацювання (дії) релейного захисту;

НС – надлишкові спрацювання (дії) релейного захисту;

ПРВВ – пристрій резервування відмов вимикачів;

АПВ – автоматичне повторне вмикання;

АВР – автоматичне вмикання резерву;

АЗГ – автоматичне завантаження генераторів;

АРМ – автоматичне розвантаження мережі;

АЧР – автоматичне частотне розвантаження;

САВН – спеціальна автоматика вимкнення навантаження;

АЛАР – автоматика ліквідації асинхронного режиму;

АОПЧ – автоматика обмеження підвищення частоти;

АОПН – автоматика обмеження підвищення напруги;

АОЗЧ – автоматика обмеження зниження частоти;

АОЗН – автоматика обмеження зниження напруги;

ЧДА – частотна ділительна автоматика;

СДА – струмова ділительна автоматика;

АВВП – автоматика виділення власних потреб електростанцій;

ДЗМН – ділительний захист мінімальної напруги.

При вимиканні за допомогою РЗ одного з елементів електричної мережі, наприклад лінії або силового трансформатора, частина споживачів електроенергії знеструмлюється.

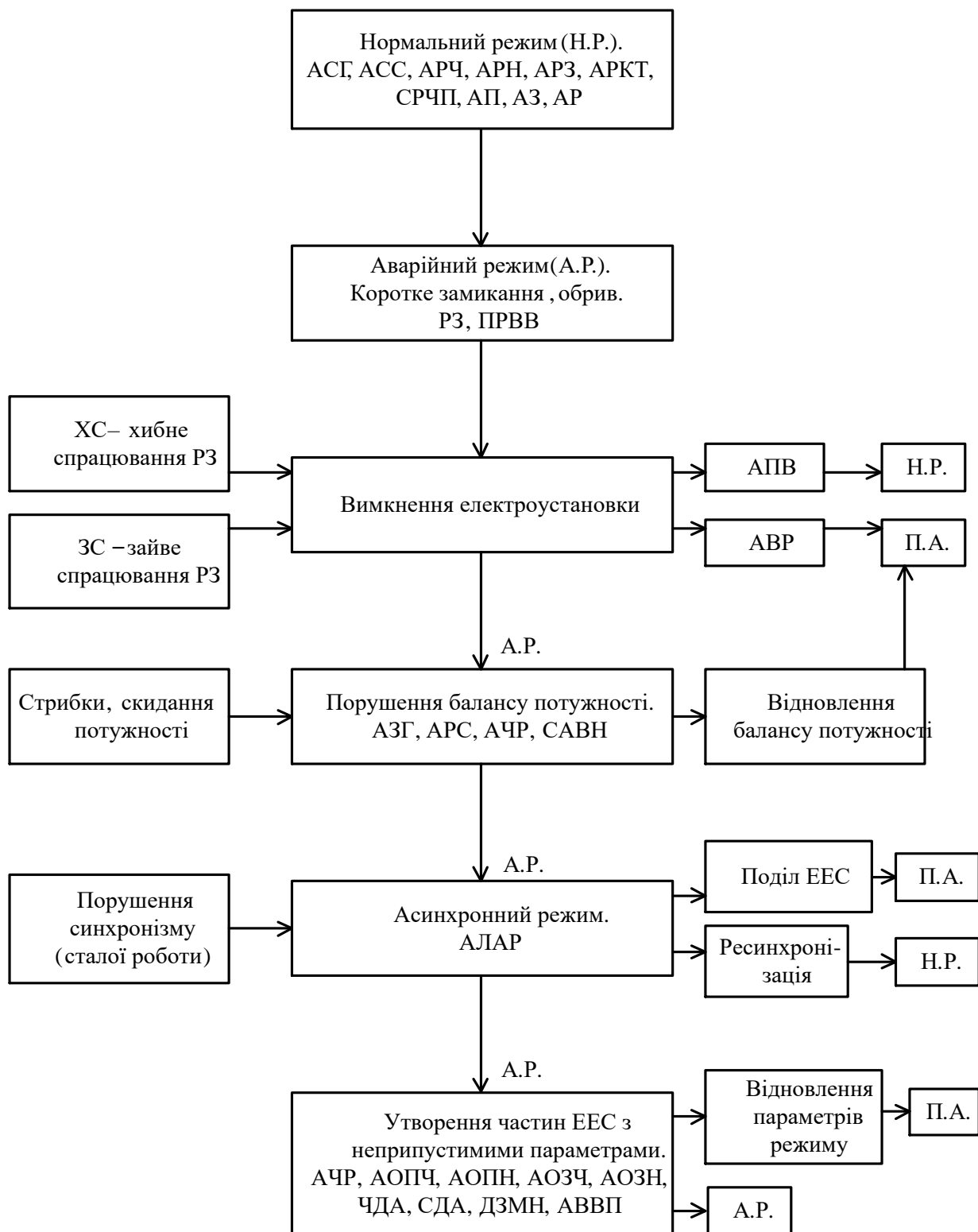


Рис. 1.1. Класифікація функцій пристроїв релейного захисту й автоматики

Відновлення живлення таких споживачів здійснюється, як правило, автоматично пристроями автоматичного повторного

вмикання (АПВ) або автоматичного вмикання резервного живлення і обладнання (АВР).

Підтримання заданого рівня напруги забезпечується дією на збудження встановлених у системі синхронних машин (синхронних генераторів, синхронних двигунів), зміною коефіцієнта трансформації знижувальних трансформаторів або вмиканням і вимиканням секцій батарей конденсаторів.

Регулювання напруги в енергосистемі проводиться в основному автоматично, для чого:

- синхронні машини обладнуються пристроями автоматичного регулювання збудження (АРЗ);
- силові трансформатори - пристроями автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації;
- батареї конденсаторів - пристроями автоматичного керування вмиканням і вимиканням секцій цих батарей.

Поява дефіциту активної потужності в енергосистемі викликає зниження частоти. При цьому знижується продуктивність електромеханічного обладнання і порушується робота тих агрегатів, для яких має значення сталість швидкості обертання електродвигунів.

Наявність великого дефіциту активної потужності може призвести до лавиноподібного зниження частоти і розвалу енергосистеми, у результаті чого може припинитися електроживлення всіх споживачів.

Тому баланс активних потужностей в енергосистемі за відсутності необхідних резервів може бути відновлений лише шляхом вимикання частини менш відповідальних споживачів.

Це завдання вирішується за допомогою пристроїв автоматичного частотного розвантаження (АЧР), що встановлюються на підстанціях.

Вимкнені пристроями АЧР споживачі після ліквідації дефіциту активної потужності і відновлення нормального значення частоти в енергосистемі автоматично вмикаються пристроями частотного АПВ (ЧАПВ).

Всі перераховані вище пристрої належать до пристроїв локальної автоматики, оскільки вони впливають на окремі елементи енергосистеми за заздальгідь заданим алгоритмом незалежно від режиму роботи інших елементів енергосистеми.

Існує також загальносистемна автоматика, що підтримує в нормальному режимі роботи енергосистеми необхідні значення частоти, напруги у вузлах енергосистеми, перетоків активної і реактивної потужностей, а також автоматика, що запобігає розвитку аварійних процесів в енергосистемі - протиаварійна автоматика (ПА).

Пристрої протиаварійної автоматики поділяються на три групи:

- 1) група ПА: АЗГ, АРМ, САВН;
- 2) група ПА: АЛАР;
- 3) група ПА: АОПН, АОПЧ, АОЗН, АОЗЧ, ЧДА, СДА, АВВП, ДЗМН.

Автоматичні пристрої нормального режиму призначені для забезпечення необхідних показників якості електроенергії та усунення їхніх небезпечних змін, наприклад пристрої автоматики регулювання напруги (АРН), автоматичне розвантаження трансформаторів і мережі (АРТ), автоматичне завантаження трансформаторів і мережі (АЗТ), програмована автоматика диспетчерських перемикачів (АДП), автоматика контролю параметрів системи та її режимів роботи (АКС і АСКУЕ) з діагностикою всього первинного та вторинного устаткування (АКУ) та ін.

Автоматичні пристрої аварійного режиму призначені для збереження вихідного і близького до нього режиму при великих і малих збуреннях, до яких належать короткі замикання, обриви струмопровідних частин, протилежні вмикання джерел живлення, перевантаження та ін. Автоматичні пристрої даного режиму рекомендовано поділити на такі категорії:

1) релейний захист (РЗ); автоматичне повторне вмикання вимикачів (АПВ) після їх аварійного вимикання; автоматичне вмикання резерву (АВР) секціонуючих вимикачів і вимикачів резерву; автоматика розвантаження (АРЛ) і завантаження ліній (АЗЛ);

2) пристрої автоматики поділу (АП) електричної мережі за ознаками порушення балансу потужностей;

3) пристрої автоматичного частотного розвантаження (АЧР) і автоматичного розвантаження при зниженнях напруги (АРЗН).

Автоматичні пристрої післяаварійного режиму (АВНР) мають забезпечувати відновлення нормального (доаварійного) або близького до них режиму відносно схем живлення і електроустановок споживачів.

До цієї категорії належать пристрої АПВ післядії АЧР (ЧАПВ); пристрої автоматичного відновлення доаварійної схеми живлення після успішного спрацьовування АВР; автоматичні пристрої для визначення місць пошкодження та ін.

Забезпечення надійної і безперебійної роботи електроустановок (ЕУ) нерозривно пов'язано з підвищенням технічного рівня релейного захисту й автоматики, впровадженням комплексної автоматизації керування робочими, аварійними і післяаварійними режимами, що характеризуються єдністю і безперервністю виробництва, розподілу і споживання електричної енергії. Перехід на нову елементну цифрову базу не призводить до зміни принципів релейного захисту й автоматики, а тільки розширює її функціональні можливості, спрощує експлуатацію. Саме з цих причин мікропроцесорними реле заміняють застарілі електромеханічні і мікроелектронні реле.

Основні характеристики мікропроцесорного захисту значно вищі за мікроелектронні, а тим більше за електромеханічні. Потужність, споживана від вимірювальних трансформаторів струму і напруги, знаходиться на рівні 0,1–0,5 ВА, апаратна похибка – у межах 2–5 %, коефіцієнт повернення вимірювальних органів складає 0,96–0,97. При збільшенні коефіцієнта повернення зменшується струм спрацьовування захисту, а коефіцієнт чутливості збільшується.

В інтегрованих цифрових комплексах релейного захисту й автоматики (РЗА) з'являється можливість переходу до нових нетрадиційних вимірювальних перетворювачів струму і напруги на основі оптоелектронних і електронних датчиків, трансформаторів без магнітних сердечників та ін. Ці перетворювачі технологічніші при виробництві, мають дуже високі метрологічні характеристики, але малу вихідну потужність.

Досвід застосування мікропроцесорних пристроїв релейного захисту в багатьох енергосистемах дозволив не лише оцінити їхні переваги, але і виявити серйозні недоліки. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту є дуже складними пристроями зі

специфічним принципом дії, що не має нічого спільного зі звичайними (традиційними) реле захисту.

Мікропроцесорні реле мають ряд переваг, наприклад, функціональні:

1) вони автоматично формують звітну документацію з роботи електроустановки, а також за діями захисту і персоналу;

2) цифровий осцилограф і реєстратор аварійних подій автоматично виділяють активну і реактивну складові електричних параметрів, записують активний і реактивний опори та інший сервіс, не вимагають витрат на обслуговування, заміну паперу та ін., не мають частин, що зношуються;

3) вимірюють і контролюють значення струмів, напруги, частоти і потужності. Цифровий вид інформації дозволяє відбудуватися від гармонік розкладанням функції в ряд Фур'є і виділенням першої гармоніки;

4) відрізняються простотою нарощування і зміни введених функцій без зміни технічних засобів;

5) мають гнучкішу структуру захисту, можливість введення – виведення захисту або будь-якої його частини на вимикання або сигнал зі збереженням реєстрації роботи, можливість у перспективі зміни параметрів «на ходу» залежно від режимів роботи мережі і навантажень та ін.;

6) роблять швидко зміну параметрів захисту, мають можливість зберігати в пам'яті набори параметрів захисту;

7) визначають місця пошкодження, що значно скорочує час і трудовитрати на проведення даної роботи, оскільки при цьому не потрібно викликати кваліфікований персонал і розшифровувати осцилограми для пошуку за таблицями місця пошкодження.

Експлуатаційні переваги: простий інтерфейс контролю і керування (нижній рівень); постійний автоматичний самоконтроль; простота дистанційного контролю і зміна параметрів захисту; зниження трудомісткості експлуатації; висока міра заводської готовності тощо.

Економічні переваги: зменшення витрат на кабельно-провідникову продукцію; мінімум робочої площі; дешевші і в меншій кількості трансформатори струму і напруги; можливість нарощувати функції пристроїв без заміни або введення нового устаткування; зменшення номенклатури і кількості ЗІП (запасних

частин, інструментів і приладів); значне зменшення рівня енергоспоживання; вирішення питань захисту, моніторингу і керування електричною частиною на єдиних технічних засобах.

Недоліки мікропроцесорного захисту: вплив на роботу реле електромагнітних збурень з боку живильної мережі; раптові втрати оперативного джерела напруги під час роботи реле, викликані перевантаженням або коротким замиканням у мережі, а також спрацьовуванням автоматичних вимикачів у колі оперативного живлення, потрапляннями блискавки в лінії електропередачі, обривами дротів та ін.

Такі пошкодження можуть призвести до переривання поточної роботи оперативної пам'яті, зависання мікропроцесора, а інколи і до повної втрати даних у тому випадку, якщо не вжито спеціальні заходи з організації безперебійного живлення реле.

Мають місце електромагнітні шуми або перешкоди в колах живлення і вхідних колах реле. Такі перешкоди можуть бути викликані різними чинниками і явищами: комутаційними або атмосферними перенапруженнями, випромінюваннями передавачів чи потужного промислового устаткування, несинусоїдальністю напруги.

З практики експлуатації мікропроцесорних реле відомі випадки, коли джерелом такого випромінювання, що порушило нормальну роботу мікропроцесорного реле, був звичайний телефон сотового зв'язку.

Спостерігаються несиметричні режими в мережі і режими, пов'язані з провалами напруги і тривалим (протягом декількох секунд і більше) зниженням її рівня. Такі режими виникають при вмиканні потужного однофазного навантаження, пусках потужних електродвигунів компресорів, ліфтів, а також при дефіциті потужності в енергосистемі в години максимуму.

Складні мікропроцесорні пристрої релейного захисту (наприклад дистанційні) не завжди адекватно поведуться при складних аваріях.

Статистика показує, що інколи швидкодіючі мікропроцесорні захисти реагують на аварійний режим набагато повільніше, ніж електромеханічні.

Для спрацьовування електромеханічного або електронного реле миттєвої дії достатньо 5–15 мс, а для мікропроцесорного

реле 30–40 мс (за даними виробників). Це пов'язано з тим, що, на відміну від електромеханічного або аналогового електронного реле, мікропроцесорне реле працює із вхідними величинами дискретно. Воно «захоплює» поточні значення вхідних величин, поміщає їх у буфер, потім захоплює ще один комплект вхідних величин через певний проміжок часу і порівнює його з даними в буфері.

Якщо другий комплект виявиться ідентичним першому, вхідні величини вирушають у мікропроцесор для обробки. В аварійних перехідних режимах мікропроцесору доводиться обробляти великі масиви інформації в режимі реального часу, що супроводжується швидкими і значними змінами вхідних сигналів, і для цього йому потрібен певний час (інколи сотні мілісекунд).

Ще гірше, якщо після запуску мікропроцесора характер аварії змінився (наприклад замикання на землю однієї фази перейшло у двофазне, а потім і трифазне); тоді запущений процес обчислення переривається і всі вимірювання починаються спочатку.

Забезпечення надійної і безперебійної роботи ЕУ нерозривно пов'язано з підвищенням технічного рівня релейного захисту й автоматики, впровадженням комплексної автоматизації керування робочими, аварійними і післяаварійними режимами, характерними єдністю і безперервністю виробництва, розподілу і споживання електричної енергії. Перехід на нову елементну цифрову базу не призводить до зміни принципів релейного захисту й електричної автоматики, а тільки розширює її функціональні можливості, спрощує експлуатацію. Саме з цих причин мікропроцесорними реле заміщують застарілі електромеханічні і мікроелектронні реле.

Основними властивостями релейного захисту й автоматики є технічна досконалість (що включає селективність і стійкість функціонування) і надійність функціонування.

З точки зору надійності, основною функцією захисту і автоматики є зменшення збитків при аваріях в енергосистемі. Релейний захист, вимикаючи пошкоджену ділянку, зменшує глибину аварії і не дає їй розвинутися на навколишні елементи енергосистеми. Захист, що має високу технічну досконалість і

надійність, може значно підвищити безвідмовність і ефективність функціонування енергосистеми.

Ненадійний захист може сам стати джерелом аварії і завдати системі великих збитків.

До захисту від коротких замикань висуваються такі основні вимоги: він не повинен спрацьовувати за відсутності пошкоджень у системі і при пошкодженнях поза зоною захисту; він має спрацьовувати при пошкодженнях на об'єкті, що захищається.

Можливі такі основні види відмов у функціонуванні: помилкові спрацьовування (за відсутності коротких замикань у системі); зайві спрацьовування (при пошкодженнях поза зоною захисту); відмови у спрацьовуванні (при пошкодженнях на об'єкті, що захищається).

Відсоток відмови деяких мікропроцесорних терміналів вітчизняного виробництва досягає 5 %, що в 10 разів перевищує аналогічну величину для панелей на електромеханічних реле. Наведені дані вказують на зниження ефективності і надійності при переході від захисту, виконаного на електромеханічних реле, до мікропроцесорних модулів. Також мікропроцесорний захист сам потребує захисту від космічної і кібернетичної зброї.

Сучасні технології і методи побудови мікропроцесорних систем релейного захисту й автоматики мають підкорюватися технічним вимогам, основні положення яких викладені нижче. Всі функції релейного захисту й автоматики виконуються децентралізовано, тобто на рівні одного приєднання, однієї монтажної одиниці (лінія, трансформатор, генератор, електродвигун та ін.) або однієї функції для декількох приєднань (наприклад захист шин) у вигляді автономних мікропроцесорних пристроїв.

У випадку, якщо захист приєднання складається з двох або більше взаємних і резервованих систем захисту, кожна з систем захисту має бути повністю незалежною від іншої, щоб при КЗ в зоні, що захищається, жодна відмова в одній системі захисту не призводила до відмови або до недопустимого збільшення часу вимикання іншою системою захисту. При цьому там, де це можливо, рекомендується виконувати незалежні системи захисту з різними принципами дії.

Наприклад, на лініях 110 кВ і вище рекомендується основний захист № 1 виконувати з використанням абсолютної селективності, а основний захист № 2 – з використанням відносної селективності і передачею прискорюючих і вимикаючих імпульсів.

Незалежні цифрові системи РЗА приєднань мають бути в максимально розділені по колах трансформаторів струму і напруги, джерелах живлення і колах керування на постійному оперативному струмі, дискретних входах і виходах. У кожній з мікропроцесорних взаємних і резервованих систем РЗА має передбачатися максимально можлива автономність виконання різних функцій, що входять до даної системи захисту так, щоб відмова виконання однієї функції не призводила до відмови іншої.

Цифрові пристрої РЗА мають передбачати можливість їх використання у вигляді окремих автономних пристроїв РЗА, сумісних з існуючими традиційними пристроями, і забезпечувати можливість їх використання як пристроїв нижнього рівня АСК ТП або інших координованих систем контролю і керування.

У системах має бути передбачена можливість виконання додаткових функцій на базі використання наявної в цифрових пристроях РЗА інформації (функції осцилографа, реєстрації подій, визначення місця пошкодження, зміни груп уставок та ін.). Потрібне виведення з МП РЗА необхідного об'єму інформації для аналізу правильності дії РЗА і створення координованих систем контролю і керування або використання в АСК ТП.

Цифрові пристрої РЗА мають містити оперативні елементи місцевого контролю, керування і сигналізації з інтерфейсом спілкування «людина – захист», а в необхідних випадках – інтерфейс, що забезпечує таке спілкування із зовнішньою ПЕВМ (координованих систем контролю і керування або АСК ТП з метою введення і виведення інформації для дистанційного керування).

Цифрові пристрої РЗА слід виконувати з програмованою логікою взаємодії як між різними функціями захисту, керування і контролю, що входять до МП РЗА (внутрішніми функціями), так і між цими функціями і зовнішніми пристроями іншого захисту, керування і контролю підстанції (електростанції).

Це має дозволити користувачеві реалізовувати різні конфігурації схем РЗА і керування, що відповідають різним первинним схемам електричних з'єднань, умовам експлуатації і вимогам користувача.

З цією метою цифрові пристрої РЗА мають забезпечувати необхідну кількість різних логічних функцій у поєднанні з таймерами і передбачати можливість використання необхідної кількості модулів дискретних входів (виходів). Слід передбачати можливість використання дискретних входів для логічної ув'язки між собою і з будь-якою з внутрішніх функцій і можливість використання внутрішніх сигналів МП РЗА для керування різними вихідними реле.

Архітектура обчислювальної системи і номенклатура модулів МП РЗА визначаються конкретними завданнями захисту залежно від вигляду приєднання і класу напруги.

У загальному випадку складний пристрій МП РЗА (клас напруги 110 кВ і вище) має включати модулі пристрою зв'язку з об'єктом (ПЗО); мультиплексори, аналого-цифрові перетворювачі (АЦП), процесорні пристрої (ПП); модулі пристроїв дискретного введення-виведення; блок інтерфейсу спілкування «людина-захист»; модуль інтерфейсу зв'язку з верхнім рівнем; блок живлення.

Модуль ПЗО здійснює перетворення аналогових вхідних електричних величин для їх узгодження з інтерфейсами обчислювальної системи. ПЗО може включати проміжні трансформатори струму і напруги (ПТС і ПТН).

ПТС і ПТН мають забезпечувати гальванічний розподіл вхідних кіл від внутрішніх кіл МП РЗА і здійснювати нормування вхідних сигналів.

Модуль ПЗО може включати аналогові фільтри.

При великому динамічному діапазоні вхідних струмів можливе встановлення двох ПТС на струми кожної фази, що мають різні коефіцієнти передачі і в сукупності забезпечують необхідний динамічний діапазон для нормального функціонування захисту. Максимальний динамічний діапазон за струмом може складати $(0,01 \dots 100) I_{ном}$.

Модуль мультиплексора забезпечує перемикання каналів АЦП. Для зниження кутової похибки через кінцевий час

перемикання каналів і аналого-цифрового перетворення в модуль може входити пристрій вибірки і зберігання.

Процес технологій побудови систем релейного захисту й автоматики на мікропроцесорах не зупинити. Тому зараз важливі нові просунуті технології, наприклад впровадження мажоритарного принципу для систем захисту відповідальних об'єктів, використання електромеханічних пускових органів для деблокування (блокування) мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, створення систем безпеки електроустановок на електромеханічних реле, застосування реклоузерів для інтелектуального релейного захисту, розроблення технологій для мікропроцесорів ухвалення рішень, застосування релейного захисту і автоматизації в концепції Smart Grid тощо.

Мажоритарний принцип полягає в тому, що конкретні ознаки пошкодженої електроустановки (наприклад швидкість зміни струму, зменшення опору, що заміряється, та ін.) виявляються декількома видами захисту, і пріоритет у вимиканні віддається тому захисту, який проаналізував найбільшу кількість цих ознак.

Для захисту мікропроцесорних пристроїв релейного захисту (МПРЗ) від космічної і кібернетичної зброї слід застосовувати електромеханічні пускові органи для деблокування вихідних кіл (розмикання своїх контактів), а також для блокування вхідних кіл МПРЗ шляхом шунтування їх контактами герконів пускових органів, що розмикаються.

Іншими словами, коли відбувається атака космічної і кібернетичної зброї, то, попереджаючи неправильну дію МПРЗ, швидкодіючі електромеханічні герконові реле, як пускові органи, шунтують вхідні і розмикають вихідні кола МПРЗ.

Швидкодіючі електромеханічні пускові (чутливіші) органи мають спрацьовувати лише при заданих ознаках пошкоджень, дешунтувати вхідні і замикати вихідні кола, дозволити МПРЗ виконувати свої функції.

Для того щоб забезпечити надійне і безаварійне електропостачання споживачів, релейники пропонують ще застосовувати для електроустановок другий рівень системи релейного захисту на електромеханічних реле, який можна назвати системою безпеки електроустановки (СБЕ), наприклад система безпеки підстанції (СБП).

Мікропроцесори ухвалення рішень – це елементи нової технології автоматизації і керування об'єктами на підстанції нового типу, з цифровою підстанцією (ЦПС).

Нові технології для ЦПС – це цифрові технології: мікропроцесори ухвалення рішень, які вбудовані в первинне устаткування; локальні обчислювальні мережі для комунікацій; цифровий спосіб доступу до інформації; цифрова передача і обробка інформації; автоматизація роботи підстанції і процесів керування нею (моніторинг всього устаткування, релейний захист, протиаварійна автоматика, вимірювання, облік та ін.).

У цілому цифрова підстанція є складовою інтелектуальної мережі Smart Grid. Стандарти і технології цифрової підстанції: стандарт MEK 61850 (модель даних пристроїв; уніфікований опис підстанції; протоколи «вертикального» MMS і «горизонтального» GOOSE обмінів; протоколи передачі миттєвих значень струмів і напруги SV); цифрові оптичні та електронні трансформатори струму і напруги NCIT (nonconventional instrument transformers); шина процесу Process bus; станційна шина, використовувана не лише для зв'язку «клієнт – сервер» між АСК ТП і ІЕК, але і для горизонтального обміну інформацією між ІЕК за допомогою GOOSE – повідомлень, включаючи високопріоритетні сигнали релейного захисту й аварійної автоматики; об'єднуювальні пристрої (Merging units) з підтримкою шини процесу; мультиплексори merging; виносні модулі ПЗО Micro RTU; інтелектуальні електронні пристрої IED з підтримкою шини процесу.

Стандартом MEK 61850 регламентуються питання передачі даних між окремими пристроями, формалізація опису схем підстанції, схем релейного захисту й автоматики, вимірювань та ін. Стандартом вказується застосування технологічно нових цифрових вимірювальних трансформаторів струму і напруги.

На рис. 1.2 показана структура цифрової підстанції з трьома рівнями.

До першого рівня (який називається польовим рівнем, або рівнем процесу) входять такі нові інноваційні пристрої первинного збору інформації і керування об'єктами:

- вбудовані в первинну апаратуру (наприклад вимикачі, шинопроводи та ін.) цифрові вимірювальні трансформатори струму і напруги;

- цифрові вимірники технологічних параметрів (наприклад температури, тиску, газу та ін.);
- виносні модулі ПЗО (Micro RTU) комутаційних апаратів для збору дискретної інформації про положення вимикачів («увімкнений», «вимкнений» та ін.), ключів керування, накладання, положення кіл обігріву та ін.;
- вбудовані мікропроцесорні системи діагностики силового устаткування;
- аналогові мультиплектори Merging Units для збору, оцифрування і передачі даних від традиційних вимірювальних трансформаторів струму і напруги; інші виносні модулі ПЗО Micro RTU;
- інші аналогові мультиплектори – Merging Units.

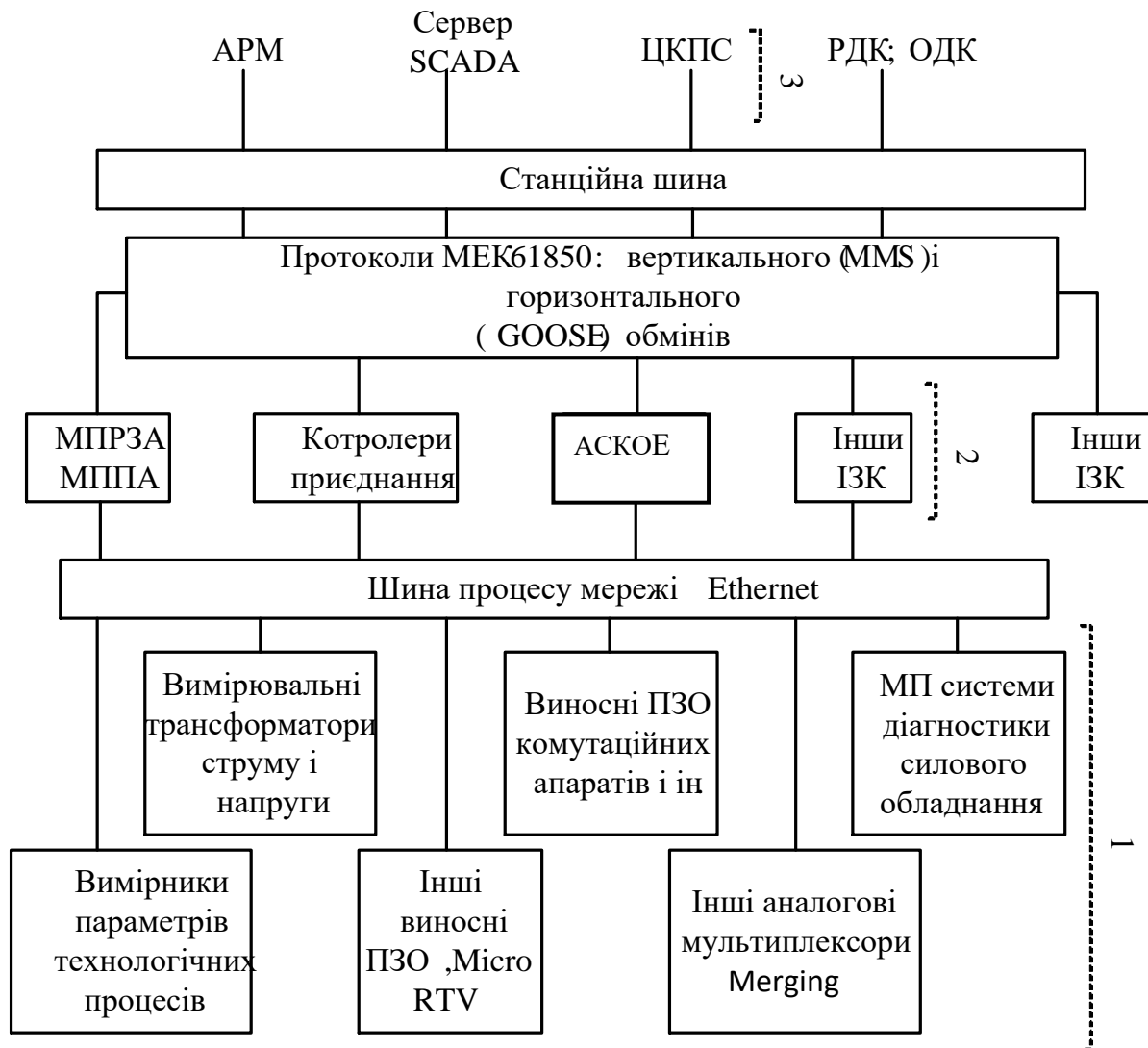


Рис. 1.2. Структура цифрової підстанції: 1 – рівень процесу (польовий рівень); 2 – рівень приєднання; 3 – станційний рівень

Другий рівень підстанції (рівень приєднання) містить вторинну апаратуру для повної автоматизації об'єкта: термінали релейного захисту й автоматики (АПВ, АВР, АЧР та ін.); термінали пристроїв АСКОЕ; багатофункціональні контролери приєднань для збору та обробки аналогової і дискретної інформації про стан об'єктів і керування цими об'єктами; інші інформаційні пристрої (ІЗК), що запам'ятовують, для систем моніторингу устаткування підстанції.

Станційний рівень підстанції (третій рівень) включає автоматизоване робоче місце (АРМ) для персоналу підстанції; сервер системи автоматизованого проектування (SCADA) цифрової підстанції; сервер щита центрального керування підстанцією (ЦКПС); сервер для диспетчера районного керування (РДК) або об'єднаного керування (ОДК).

У процесі аварійних подій, що відбуваються після спрацювання релейного захисту і вимикачів, визначальним є швидке і точне оцінювання подій аварійного режиму і прийняття правильного рішення для відновлення схеми електричних мереж у післяаварійному режимі.

Особливе значення для прийняття рішень має аналіз роботи логічної частини релейного захисту, яка повинна забезпечувати спрацьовування на вимогу і неспрацьовування при зовнішніх пошкодженнях або за відсутності останніх.

Для надійного оперативного відновлення схеми електричних мереж у процесі аварійного режиму і після нього необхідно мати інформацію про конфігурацію схеми, кола, обсяги релейного захисту та автоматики, кола з ушкодженнями, відмови основних і резервних захистів, зайві та помилкові дії релейного захисту, неправильні дії вимикачів і блокувань захисту й автоматики. Функції та склад автоматичних пристроїв для ЕЕС в концепції Smart Grid істотно розширюються.

Удосконалюється автоматизація цілого ряду технологічних операцій, зростає об'єм обміну інформацією про стан об'єктів керування, виникає необхідність координації оперативної діяльності суміжних об'єктів електричної мережі. Ці чинники зумовлюють необхідність інтеграції всіх автоматичних і автоматизованих пристроїв у єдину автоматизовану систему керування технологічними процесами підстанцій (АСКТП ПС) при широкому обміні інформацією про стан електричної частини ЕЕС.

Можливість створення систем АСКТП ПС на базі концепції Smart Grid визначається прогресом нових технологій релейного захисту протиаварійної автоматики, керування, контролю стану об'єкта, реєстрації аварійних подій та обліку електроенергії за рахунок використання мікропроцесорних систем, що мають високу швидкодію та інформативність, глибокий автоматичний контроль функціонування апаратури і блокування від неправильних дій персоналу.

Нижче викладено основні положення релейного захисту й автоматики, які слід враховувати в дослідженнях.

Селективність – така дія релейного захисту, при якій у першу чергу своїми захистами вимикається пошкоджена частина електричної мережі, якщо не вимкнулася, тоді спрацьовують суміжні захисти.

Абсолютна селективність – захист не реагує на пошкодження в суміжних електроустановках.

Відносна селективність – захист через задану витримку часу (t_{CP}) спрацьовує як при пошкодженнях у своїй, так і суміжній електроустановках, якщо остання не відключилася своїми захистами.

Подальший захист у напрямку від шин до електроустановки – це той, що ближче до джерела живлення, попередній – ближче до навантаження.

Основний захист – той, який має мінімальну витримку часу.

Резервний захист – захист з витримкою часу, що виконує функції ближнього резервування (захист резервує захист своєї електроустановки) і далекого (захист резервує захисти суміжних електроустановок).

Селективність може бути задана витримками часу (де Δt – ступінь селективності, для мікропроцесорних захистів становить 0,25–0,3 с); значеннями електричних параметрів (струму I_{C3} , напруги U_{C3} , опору Z_{C3} та ін.) і, якщо треба за селективністю, їхніми напрямками φ_{CP} і характеристиками в комплексній площині; диференційними принципами порівняння; логічними порівняннями даних шляхом їх обміну (логічна селективність), архітектурою релейного захисту за рахунок обраних місць увімкнення вимірювальних трансформаторів струму і напруги (характерно ознака для релейного захисту п'ятого покоління) та ін.

Допускається неселективна дія релейного захисту (яка виправляється дією АПВ або АВР):

➤ для забезпечення, якщо це необхідно, прискорення вимкнення КЗ;

➤ у разі використання на діючих об'єктах спрощених головних електричних схем з віддільниками в колах ліній або трансформаторів, які вимикають пошкоджений елемент у безструмову паузу.

Чутливість (нормується коефіцієнтом чутливості $k_{\text{ч}}$) - здатність релейного захисту виявляти ті пошкодження, на які вона налаштована.

Тривалість вимикання пошкодження складається з часу спрацювання захисту $t_{\text{сп}}$ і власного часу вимикання вимикача $t_{\text{о}}$.

Швидкість дії релейного захисту визначається параметрами електроустановки (призначення, напруга, струм, потужність тощо); величинами термічної і динамічної стійкості, щоб за час дії захисту в електроустановці не відбулося значних пошкоджень, не порушилася стійка робота електричної системи, а також не знизилась напруга нижче допустимої та ін.

Наприклад, швидкість дії релейного захисту електричної мережі не має допускати перевитрат її проводів, з цієї точки зору час спрацювання релейного захисту не має перевищувати $t_{\text{сп, доп}} = 0,2-0,3$ с.

Тому для запобігання перевитрат проводів електричної мережі відкритою дугою допускається застосування неселективного релейного захисту з подальшим виправленням селективності за рахунок використання АПВ, що дозволяє прискорювати захист до дії АПВ.

Надійність захисту – абсолютна, безперервна здатність виконувати задані функції. Для захисту існує три види надійності.

1. Надійність спрацювання – захист має спрацювати за вимогою. Порушення даної надійності називається відмовою у спрацюванні і характеризується параметром потоку відмов $\omega_{\text{отк}} (1 / \text{р.})$.

2. Надійність неспрацювання при зовнішніх пошкодженнях – захист не має працювати при зовнішніх пошкодженнях (наприклад абсолютно селективне струмове

відсічення). Порушення даної надійності неспрацьовування називається зайвим спрацьовуванням і характеризується параметром потоку зайвих спрацьовувань $\omega_{зс}$ (1 / р.).

3. Надійність неспрацьовування за відсутності пошкоджень – захист не має працювати в нормальних режимах, за відсутності пошкоджень.

Порушення даної надійності неспрацьовування називається помилковим спрацьовуванням і характеризується параметром потоку помилкових спрацьовувань $\omega_{пс}$ (1 / р.).

Зазвичай вибір параметрів захистів і автоматики виконується за умов їх неспрацьовування в максимальних режимах нормальної або аварійної робіт електроустановки, де в місці установа захисту:

- I_{\max} – найбільше значення струму;
- U_{\min} – найменше значення напруги;
- Z_{\min} – найменше значення опору (чим ближче до захисту пошкодження, тим менше опір, який вимірює реле захисту $Z_{рз}$).

Чутливість захистів перевіряється за умов їх спрацьовування в мінімальних режимах нормальної або аварійної робіт електроустановки, де в місці установа захисту:

- I_{\min} – найменше значення струму;
- U_{\max} – найбільше значення напруги;
- Z_{\max} – найбільше значення опору.

Питання для самоконтролю

1. Охарактеризуйте складність сучасної електроенергетичної системи.
2. Охарактеризуйте пристрої технологічної автоматики.
3. Охарактеризуйте пристрої системної автоматики.
4. Охарактеризуйте пристрої протиаварійної автоматики.
5. Поясніть, як здійснюється відновлення живлення споживачів.
6. Перерахуйте основні функціональні параметри релейного захисту.

7. Опишіть алгоритм розпізнавання пошкодженого трансформатора.
8. Як розпізнається відмова k -го основного захисту електроустановки?
9. Опишіть алгоритм розпізнавання пошкодженої лінії.
10. Опишіть алгоритм помилкового спрацьовування k -го захисту.
11. Оцініть інформацію про дії релейного захисту залежно від місця увімкнення вимірювальних трансформаторів струму.
12. Які переваги релейного захисту п'ятого покоління?

Розділ 2

ЗАХИСТ З ВИКОРИСТАННЯМ ПЛАВКИХ ЗАПОБІЖНИКІВ І АВТОМАТИЧНИХ ВИМИКАЧІВ

Живлення електричних приймачів I категорії за безперербійністю електропостачання в мережах напругою до 1 кВ, як правило, здійснюється від двотрансформаторних КТП з використанням АВР, а II і III категорій – від однострансформаторних КТП. Застосовуються магістральні схеми живлення з використанням комплектних шинопроводів, магістральних серії ШМА і розподільних серії ШРА. Застосовуються схеми з мінімальною кількістю проміжних розподільних пунктів РП. Магістральні схеми з використанням шинопроводів забезпечують високу надійність електропостачання. Радіальні схеми мереж з розподільними щитами застосовуються в тих випадках, коли територіальний розподіл електричних навантажень і умови виробництва не дозволяють використати магістралі, а також для живлення потужних споживачів і великих зосереджених навантажень. У мережах з напругою до 1 кВ основними видами пошкоджень є короткі замикання між фазами й окремих фаз на землю.

Відповідно до Правил улаштування електроустановок [1] електричні мережі з напругою до 1 кВ повинні мати швидкодіючі захисти від струмів короткого замикання і захисти від перевантажень із застосуванням плавких запобіжників і автоматичних вимикачів.

2.1. Розрахунки струмів короткого замикання і захистів у мережах напругою до 1 кВ

Розрахунки струмів короткого замикання і захистів у мережах напругою до 1 кВ мають свої особливості, які подано в нижченаведених прикладах [2, 14 – 17].

Приклад 2.1. Розрахунки опорів електричної мережі 0,4 кВ.

Вихідні дані. Електрична мережа 0,4 кВ та її параметри наведені на рис. 2.1.

Розв'язання. Опори елементів схеми.

Система $X_{C-ВН} = U_{ВН}^2 / S_K = 10,5^2 / 250 = 0,44$ Ом.

Опір системи, приведений до 0,4 кВ,

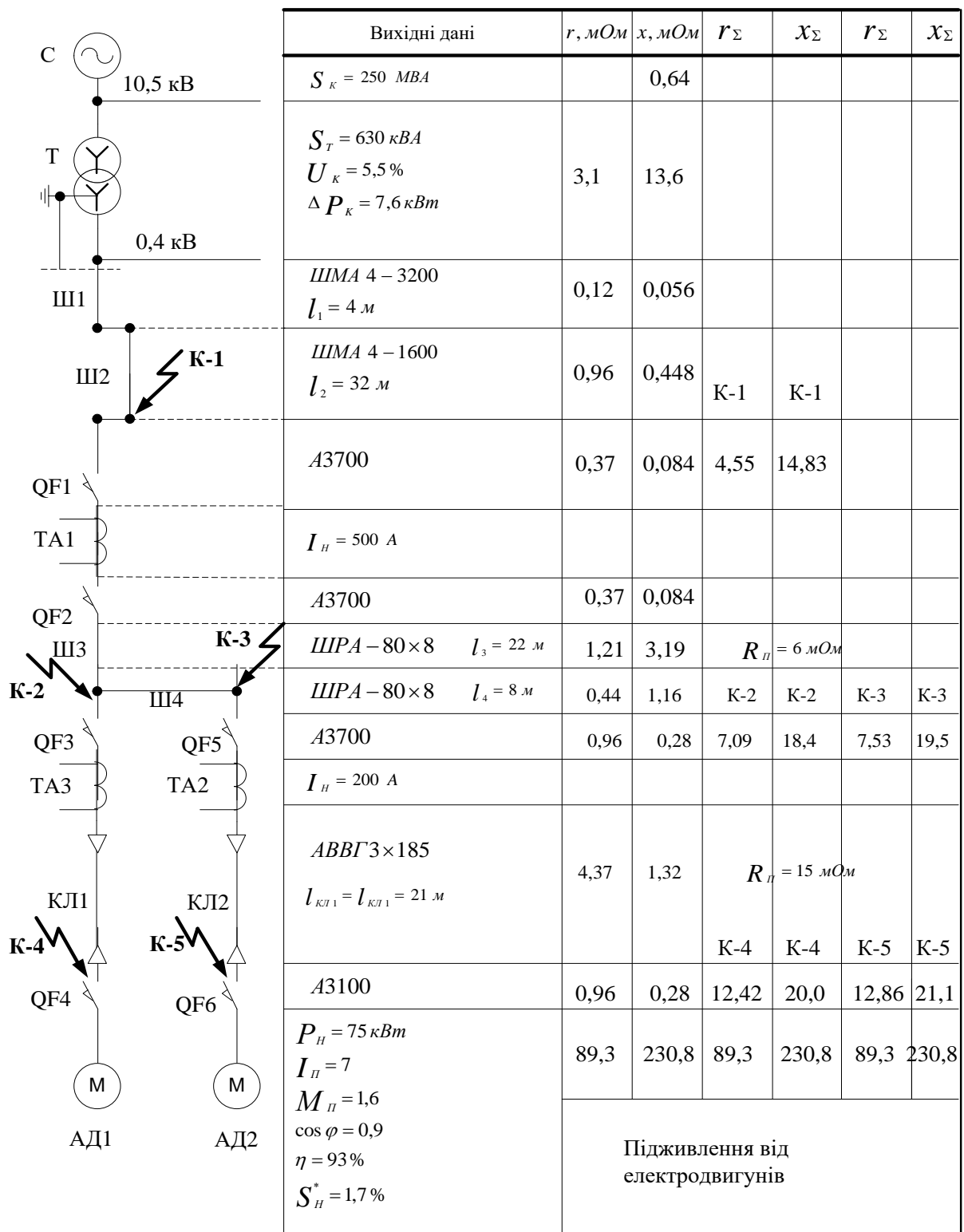


Рис. 2.1. Розрахункова схема мережі 0,4 кВ

$$X_{C-НН} = 10^3 \cdot X_{C-ВН} \cdot (U_{НН} / U_{ВН})^2 = 10^3 \cdot 0,44 \cdot (0,4 / 10,5)^2 = 0,64 \text{ мОм.}$$

Трансформатор

$$Z_T = 10^4 \cdot U_K \cdot U_{\text{HH}}^2 / S_T = 10^4 \cdot 5,5 \cdot 0,4^2 / 630 = 14 \text{ мОм},$$
$$r_T = 10^6 \cdot P_K \cdot U_{\text{HH}}^2 / S_T^2 = 10^6 \cdot 7,6 \cdot 0,4^2 / 630^2 = 3,1 \text{ мОм},$$
$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{14^2 - 3,1^2} = 13,6 \text{ мОм}.$$

Шини і шинопроводи:

$$r_T = 10^6 \cdot P_K \cdot U_{\text{HH}}^2 / S_T^2 = 10^6 \cdot 7,6 \cdot 0,4^2 / 630^2 = 3,1 \text{ мОм},$$
$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{14^2 - 3,1^2} = 13,6 \text{ мОм}.$$

Шини і шинопроводи

$$\text{Ш1: ШМА4 -3200 А } (l = 8 \text{ м}): r_{\text{Ш1}} = r_{\text{п}} \cdot l =$$
$$= 0,015 \cdot 8 = 0,12 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{Ш1}} = X_{\text{п}} \cdot l = 0,007 \cdot 8 = 0,056 \text{ мОм}.$$

$$\text{Ш2: ШМА4 -1600 А } (l = 32 \text{ м}):$$

$$r_{\text{Ш2}} = r_{\text{п}} \cdot l = 0,03 \cdot 32 = 0,96 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{Ш2}} = X_{\text{п}} \cdot l = 0,014 \cdot 32 = 0,448 \text{ мОм}.$$

$$\text{Ш3: ШРА -80 } \times 8: (l = 22 \text{ м}):$$

$$r_{\text{Ш3}} = r_{\text{п}} \cdot l = 0,055 \cdot 22 = 1,21 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{Ш3}} = X_{\text{п}} \cdot l = 0,145 \cdot 22 = 3,19 \text{ мОм}.$$

$$\text{Ш4: ШРА -80 } \times 8: (l = 8 \text{ м}): r_{\text{Ш4}} = r_{\text{п}} \cdot l = 0,055 \cdot 8 = 0,44 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{Ш4}} = X_{\text{п}} \cdot l = 0,145 \cdot 8 = 1,16 \text{ мОм}.$$

$$\text{Кабелі: КЛ1, КЛ2, АВВГ } 3 \times 185 (l_{\text{КЛ1}} = l_{\text{КЛ2}} = 21 \text{ м})$$

$$r_{\text{КЛ1}} = r_{\text{КЛ2}} = r_{\text{п}} \cdot l = 0,208 \cdot 21 = 4,37 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{КЛ1}} = X_{\text{КЛ2}} = X_{\text{п}} \cdot l = 0,063 \cdot 21 = 1,32 \text{ мОм}.$$

Перехідні опори для автоматичних вимикачів

$$QF1, QF2 \text{ (за даними ТА1 з } I_{\text{H}} = 500 \text{ А):}$$

$$r_{QF1,2} = 0,25 + 0,12 = 0,37 \text{ мОм};$$

$$X_{QF1,2} = 0,084 \text{ мОм}.$$

$$QF3 - QF6 \text{ (за даними ТА2 з } I_{\text{H}} = 200 \text{ А):}$$

$$r_{QF3-6} = 0,6 + 0,36 = 0,96 \text{ мОм}; X_{QF3-6} = 0,28 \text{ мОм}.$$

Активний опір дуги

$$R_{\text{п}} = 15 \text{ мОм (у лініях)} \text{ і } R_{\text{п}} = 6 \text{ мОм (у КТП)}.$$

Параметри асинхронних електродвигунів

$$P_{\text{M1}} = P_{\text{M2}} = 75 \text{ кВт}, U_{\text{H}} = 380 \text{ В}, I_{\text{п}} = 7, M_{\text{п}} = 1,6, \cos \varphi = 0,9,$$
$$s_{\text{H}} = 1,7 \%, \eta = 93 \%.$$

Номинальний струм електродвигуна

$$I_H = \frac{P_H}{\sqrt{3} * U_H * \cos \varphi} = \frac{75 * 10^3}{\sqrt{3} * 380 * 0,9} = 126,8 \text{ A}.$$

Активний опір електродвигуна

$$r_M = r_C + \frac{r'_p}{C} = \frac{KM * P_H (1 - \eta) 10^6}{3 * I_H^2 * \eta} + \frac{M\Pi (P_H + \Delta P_{\text{мех}}) * C * 10^6}{3 K\Pi * I_H^2 (1 - S_H^*)} =$$

$$= \frac{0,3 * 75 (1 - 0,93) 10^6}{3 * 126,8^2 * 0,93} + \frac{1,6 (75 + 0,75) 1,04 * 10^6}{3 * 7^2 * 126,8^2 (1 - 0,017)} = 35,1 + 54,2 = 89,3 \text{ мОм}.$$

Індуктивний опір електродвигуна

$$X_M = \sqrt{\left(\frac{U_H * 10^3}{\sqrt{3} * I_{\Pi} * I_H} \right)^2 - r_M^2} = \sqrt{\left(\frac{380 * 10^3}{\sqrt{3} * 7 * 126,8} \right)^2 - 89,3^2} = \sqrt{247,5^2 - 89,3^2} = 230,8 \text{ мОм}.$$

Результати розрахунків показано на розрахунковій схемі мережі 0,4 кВ (рис. 2.1).

2.2. Розрахунки міжфазних коротких замикань

Початкове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання від джерела живлення

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср-н}}}{\sqrt{3} * \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (2.1)$$

де $U_{\text{ср-н}}$ – середня номінальна напруга в місці короткого замикання, кВ;

$r_{1\Sigma}, x_{1\Sigma}$ – відповідно активний та індуктивний сумарні опори прямої послідовності, мОм.

Ударний струм короткого замикання від джерела живлення

$$i_y = \sqrt{2} * I_{\text{по}} * K_y, \quad (2.2)$$

де K_y – ударний коефіцієнт, який визначається залежно від $\frac{r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}}$ (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Значення ударного коефіцієнта

$\frac{r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}}$	0,5	0,8	1	1,5	2	3	4	5	6	7	8	9
K_v	1,0	1,02	1,05	1,12	1,2	1,35	1,46	1,53	1,59	1,63	1,67	1,71

Для наближених розрахунків приймаємо K_v рівним:

- при металевому короткому замиканні в РП НН КТП і місцях приєднання кабелів і шинопроводів $K_v = 1,5$;
- короткому замиканні через перехідний опір $K_v = 1,3$;
- короткому замиканні на вторинних збірках, де є великий вплив кабелів $K_v = 1,1$;
- у всіх інших випадках $K_v = 1$;
- при короткому замиканні від електродвигунів $K_v = 1$.

Початкове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання від місцевих асинхронних електродвигунів

$$I_{ПО,М}^{(3)} = \frac{E''_{ом} * 10^3}{\sqrt{3} * \sqrt{(r_M + r_{CB})^2 + (x''_M + x_{CB})^2}}, \quad (2.3)$$

де $E''_{ом}$ – надперехідна ЕРС електродвигуна, для асинхронних двигунів приймається рівною $0,9 U_{НОМ}$;

r_{CB} і x_{CB} – відповідно активний та індуктивний опори, якими електродвигун пов'язаний з точкою короткого замикання.

Якщо опір зв'язку $Z_{CB} > 1,5 Z_T$, то підживлення місця короткого замикання від електродвигунів до уваги не береться.

Значення струму короткого замикання в мінімальному режимі визначається при двофазному короткому замиканні з урахуванням струмообмежувальної дії дуги за формулою

$$I_{мін}^{(2)} = \frac{U_{сп-н} * 10^3}{2 * \sqrt{(r_{1\Sigma} + R_{П})^2 + x_{1\Sigma}^2}}. \quad (2.4)$$

Приклад 2.2. Розрахунки міжфазних коротких замикань у мережі 0,4 кВ.

Вихідні дані – у прикладі 2.1 і на рис. 2.1.

Розв'язання. Розрахунки міжфазних коротких замикань у точці К-1.

Струм короткого замикання від джерела живлення

$$I_{K-макс}^{(3)} = \frac{0,4 * 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{4,55^2 + 14,83^2}} = 14,91 \text{ кА}.$$

Ударний коефіцієнт, який визначається залежно від $\frac{r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}}$ (табл. 2.1),

$$\frac{r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}} = \frac{14,83}{4,55} = 3,26;$$

$$K_v = 1,38.$$

Струми підживлення від місцевих асинхронних електродвигунів

$$I_{M1}^{(3)} = \frac{0,9 * 0,4 * 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{(89,3 + 7,87)^2 + (230,8 + 5,2)^2}} = 0,82 \text{ кА},$$

$$I_{M2}^{(3)} = \frac{0,9 * 0,4 * 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{(89,3 + 8,3)^2 + (230,8 + 6,4)^2}} = 0,81 \text{ кА}.$$

Сумарний струм трифазного КЗ в точці К-1

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 14,91 + 0,82 + 0,81 = 16,54 \text{ кА}.$$

Ударний струм для вибору і перевірки комутаційних апаратів

$$i_Y = \sqrt{2} * 14,91 * 1,38 + \sqrt{2} * 1,63 = 31,3 \text{ кА}.$$

Мінімальний струм двофазного КЗ для перевірки чутливості захистів

$$I_{MIN}^{(2)} = \frac{0,4 * 10^3}{2 \sqrt{(4,55 + 6)^2 + 14,83^2}} = 11 \text{ кА}.$$

Розрахунки міжфазних коротких замикань у точці К-2

Струм короткого замикання від джерела живлення

$$I_{K-макс}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{7,09^2 + 18,4^2}} = 11,72 \text{ кА}.$$

Ударний коефіцієнт, який визначається залежно від $\frac{r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}}$

$$\frac{r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}} = \frac{18,4}{7,09} = 2,6;$$

$$K_Y = 1,26.$$

Струми підживлення від місцевих асинхронних електродвигунів

$$I_{M1}^{(3)} = \frac{0,9 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{(89,3 + 5,33)^2 + (230,8 + 1,6)^2}} = 0,83 \text{ кА},$$

$$I_{M2}^{(3)} = I_{M1}^{(3)} = 0,83 \text{ кА}.$$

Сумарний струм трифазного КЗ у точці К-2

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 11,72 + 2 \cdot 0,83 = 13,4 \text{ кА}.$$

Ударний струм для вибору і перевірки комутаційних апаратів

$$i_Y = \sqrt{2} \cdot 11,72 \cdot 1,26 + \sqrt{2} \cdot 2 \cdot 0,83 = 23,2 \text{ кА}.$$

Мінімальний струм двофазного КЗ для перевірки чутливості захистів

$$I_{MIN}^{(2)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{2 \sqrt{(7,09 + 15)^2 + 18,4^2}} = 6,96 \text{ кА}.$$

2.3. Розрахунки однофазних коротких замикань

Струм однофазного короткого замикання

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_T^{(1)}/3 + Z_{\Sigma}}, \quad (2.5)$$

де $Z_T^{(1)}$ – опір знижувального трансформатора мережі 0,4 кВ струмам однофазного короткого замикання;

Z_{Σ} – опір петлі фаза-нуль від трансформатора до точки короткого замикання.

Приклад 2.3. Розрахунки однофазних коротких замикань у мережі 0,4 кВ.

Вихідні дані – у прикладі 2.1 і на рис. 2.1.

Розв'язання. Розглядається приклад розрахунку для найвіддаленішої точки короткого замикання К-5. Приймаються такі значення опорів.

Для трансформатора 630 кВА $U_K = 5,5 \%$, $Z_T^{(1)} = 128$ мОм.

Для шин $Z_{\Pi, Ш1} = 0,053 \cdot 8 = 0,424$ мОм,

$Z_{\Pi, Ш2} = 0,087 \cdot 32 = 2,8$ мОм, $Z_{\Pi, Ш3} = 0,81 \cdot 22 = 17,8$ мОм,

$Z_{\Pi, Ш4} = 0,81 \cdot 8 = 6,5$ мОм.

Для кабельних ліній $Z_{\Pi, Кл2} = 0,45 \cdot 21 = 9,45$ мОм.

Сумарний опір петлі фаза-нуль для К-5

$$Z_{\Pi, \Sigma} = 0,42 + 2,8 + 17,8 + 6,5 + 9,45 = 37 \text{ мОм.}$$

Струм однофазного короткого замикання дорівнює

$$I_{K5}^{(1)} = \frac{231,2}{128/3 + 37} = 2,9 \text{ кА.}$$

Розрахунки струму однофазного короткого замикання з урахуванням струмообмежувальної дії електричної дуги (перехідний опір електричної дуги $R_{\Pi} = 15$ мОм)

$$I_{K5, \Pi}^{(1)} = \frac{231,2}{128/3 + 37 + 15} = 2,44 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Результати розрахунків струмів КЗ в мережі 0,4 кВ

Джерело короткого замикання		$I_{по}^{(3)}$, кА	K_v	i_y , кА	$I_{мин}^{(2)}$, кА	$I_K^{(1)} / I_{КП}^{(1)}$, кА
К-1	Мережа	14,9	1,38	29	11,0	5,04 / 3,8
	М1	0,82	1	1,156		
	М2	0,81	1	1,142		
	Сума	16,54		31,3		
К-2	Мережа	11,72	1,26	20,82	6,69	3,63 / 2,94
	М1	0,83	1	1,17		
	М2	0,83	1	1,17		
	Сума	13,4		23,2		
К-3	Мережа	11,03	1,26	19,6	6,7	3,3 / 2,7
	М1	0,83	1	1,17		
	М2	0,83	1	1,17		
	Сума	12,7		21,9		
К-4	Мережа	9,82	1,13	15,65	5,88	3,16 / 2,62
	М1	0,84	1	1,18		
	М2	0,81	1	1,142		
	Сума	11,5		18		
К-5	Мережа	9,34	1,13	14,88	5,7	2,9 / 2,44
	М1	0,81	1	1,142		
	М2	0,84	1	1,18		
	Сума	11,0		17,2		

2.4. Умови вибору запобіжників

Плавкі запобіжники – це електричні апарати, призначені для захисту кіл від надструмів. Плавкі запобіжники є апаратами одноразової дії з пофазним вимкненням кола, що захищається. Вони спрацьовують автономно залежно від ступеня і тривалості впливу струму і не потребують будь-яких зовнішніх вимірювальних і керуючих кіл. Запобіжник – це пристрій, вимірювальною частиною якого є плавка вставка. Він виконує одночасно функції захисту і комутації. Основними елементами

запобіжника є плавка вставка і патрон (для запобіжника параметр спрацьовування визначається плавкою вставкою). В електроустановках застосовуються газогенеруючі і кварцові запобіжники різних типів.

В електричних мережах до 1 кВ набули поширення запобіжники типів ПР (запобіжник з розбірним патроном без наповнювача), ПН (запобіжник з наповнювачем і розбірним патроном), НПН (запобіжник з наповнювачем і нерозбірним патроном), а також швидкодіючі запобіжники типів ПНБ, ПБВ і ПБФ.

В електричних мережах понад 1 кВ набули поширення запобіжники типів ПК (запобіжник з кварцовим наповнювачем), ПКТ (для захисту ліній і силових трансформаторів), ПКТН (запобіжник кварцовий для трансформаторів напруги), ПСН (запобіжник стріляючий для зовнішнього використання), ПСНУ (запобіжник стріляючий, керований для зовнішнього використання).

Запобіжник характеризується номінальною напругою $U_{\text{ПР,НОМ}}$, номінальними струмами патрона $I_{\text{ПАТ,НОМ}}$ і плавкої вставки (замінного елемента) $I_{\text{ВСТ,НОМ}}$, номінальним струмом, що вимикається $I_{\text{ПР,ОТК}}$, а також часо-струмовими характеристиками плавлення плавкої вставки $t_{\text{пл}} = f(I_{\text{П,КЗ}})$ і вимкнення кола $t_{\text{ОТК}} = f(I_{\text{П,КЗ}})$, де $I_{\text{П,КЗ}}$ – періодична складова очікуваного струму КЗ в колі, де встановлено запобіжник. Крім того, може бути задана характеристика струмового обмеження $i_{\text{СКВ}} = f(I_{\text{П,КЗ}})$.

У патроні запобіжника розміщують різні плавкі вставки при дотриманні умови $I_{\text{ВСТ,НОМ}} < I_{\text{ПАТ,НОМ}}$.

Під номінальним струмом запобіжника зазвичай розуміють номінальний струм плавкої вставки. У запобіжників напругою вище 1 кВ значення одногодинного струму плавлення має знаходитися в межах $1,3 \dots 2 I_{\text{НОМ}}$.

Номінальний струм вимкнення запобіжника ($I_{\text{ПР,ОТК}}$) – це найбільше значення періодичної складової очікуваного струму короткого замикання в колі, яку запобіжник здатний вимкнути.

Під очікуваним струмом КЗ ($i_{\text{ОЖ}}$) розуміють струм, який був би в колі за відсутності в ньому запобіжника, тобто струм не обмежений дією запобіжника. Запобіжники, у яких $i_{\text{СКВ}} < i_{\text{ОЖ}}$, мають струмообмежувальний ефект, і їх прийнято називати струмообмежувальними запобіжниками.

Струмообмежувальна здатність запобіжників залежить від номінального струму вставки, значення очікуваного струму КЗ і фази вмикання (наявності та значення аперіодичної складової струму КЗ). Чим більше номінальний струм плавкої вставки, тим нижче струмообмежувальна дія запобіжника.

При вимиканні кола струмообмежувальним запобіжником можуть виникнути перенапруження тим більші, чим швидше знижується струм у колі. Обмеження перенапруг досягається спеціальною конструкцією плавких вставок. Комутаційна здатність запобіжника має задовольняти умову $I_{\text{ПР, ОТК}} \geq I_{\text{П, КЗ}}$.

Вибір запобіжників проводиться з урахуванням того, щоб плавка вставка не плавилась при допустимих для даного кола режимах, у тому числі при допустимих для кола перевантаженнях, і щоб запобіжник ефективно і селективно захищав коло при КЗ. Умови вибору запобіжників регламентуються трьома параметрами:

1) напругою електричної мережі, що захищається, U_C

$$U_{\text{ПР, НОМ}} \geq U_C; \quad (2.6)$$

2) максимальним струмом КЗ, що вимикається, $I_{\text{К, max}}$

$$I_{\text{ПР, ОТК}} \geq I_{\text{К, max}}; \quad (2.7)$$

3) режимами роботи електроустановки $I_{\text{ВСТ, НОМ}}$.

Обов'язкові три умови вибору плавкої вставки $I_{\text{ВСТ, НОМ}}$:

1) відбудова від максимального струму в робочому режимі $I_{\text{Р.М.}}$

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{Р.М.}}; \quad (2.8)$$

2) відбудова від струму короткочасного перевантаження $I_{\text{ПЕР}}$ (наприклад рухового навантаження)

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}}; \quad (2.9)$$

3) нормована чутливість захисту запобіжниками до пошкоджень у зоні, що захищається, $I_{\text{К, min}}$

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \leq I_{\text{К, min}} / k_{\text{Ч, НОР}}. \quad (2.10)$$

В останніх трьох формулах позначено: $k_{\text{ОТС}}$ – коефіцієнт відбудови, що дорівнює 1,1 ... 1,25; $k_{\text{ПЕР}}$ – коефіцієнт

перевантаження кола, що захищається; $k_{ч, \text{нор}}$ – нормований коефіцієнт чутливості, що дорівнює 3 ... 10.

Рекомендована методика розрахунку струму перевантаження $I_{\text{пер}}$ є такою.

1. Налаштування від пуску найпотужнішого електродвигуна ($I_{\text{пуск, max}}$) у складі навантаження для запобіжника

$$I_{\text{пер}} = k_{\text{с}} \sum^{n-1} I_{\text{р.м}} + I_{\text{пуск, max}}, \quad (2.11)$$

де $k_{\text{с}}$ – коефіцієнт попиту навантаження (<1);

n – кількість споживачів.

2. Налаштування від режимів самозапуску в циклах АВР і АПВ

$$I_{\text{пер}} = \sum^m I_{\text{сзп}}, \quad (2.12)$$

де m – кількість електродвигунів самозапуску.

Примітки для вибору $I_{\text{вст, ном}}$:

а) якщо запобіжник тільки для захисту від коротких замикань,

$$I_{\text{вст, ном}} \leq 3 \cdot I_{\text{дл. доп}}; \quad (2.13)$$

б) якщо запобіжник призначений для захисту від перевантаження і від коротких замикань,

$$1) I_{\text{вст, ном}} \leq (I_{\text{дл. доп}} / 1,25); \quad (2.14)$$

$$2) I_{\text{вст, ном}} \leq (I_{\text{к, min}} / 3,0). \quad (2.15)$$

Селективність для запобіжників має бути як у нормальних режимах, так і при зовнішніх (наскрізних) коротких замиканнях. Рекомендується, щоб при $I_{\text{скв, max}}$ час спрацьовування найвіддаленішого до джерела живлення запобіжника $t_{\text{посл}}$ було більше часу спрацьовування попереднього запобіжника $t_{\text{пред}}$ з урахуванням розкиду часових характеристик: $t_{\text{посл}} \geq 3 t_{\text{пред}}$.

2.5. Умови вибору автоматичних вимикачів

Автоматичні вимикачі вибирають за розрахунковими умовами нормального режиму (за номінальною напругою мережі

U_C і розрахунковим струмом нормального режиму $I_{\text{НОРМ, РАСЧ}}$) і перевіряють на працездатність в умовах аномальних режимів (допустиме нагрівання тривалим розрахунковим струмом $I_{\text{ДЛ.ДОП}}$, електродинамічна стійкість при коротких замиканнях $i_{\text{УД}}$ і комутаційна здатність під час вимкнення короткого замикання $I_{\text{ПО}}$).

Умови вибору для нормального режиму:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_C, \quad (2.16)$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{НОРМ, РАСЧ}}. \quad (2.17)$$

Умови вибору для аномальних режимів:

$$k_{\text{ПЕР}} \cdot I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{ДЛ. ДОП}}, \quad (2.18)$$

$$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}, \quad (2.19)$$

$$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \geq I_{\text{ПО}}. \quad (2.20)$$

Основний елемент автоматичного вимикача для функції релейного захисту – це його розчіплювач. Захист від пошкоджень в електричній мережі здійснюється розчіплювачами автоматичних вимикачів. $I_{\text{РЦ.НОМ}}$ – номінальний струм розчіплювача (найбільший струм, тривалий шлях якого не викликає спрацьовування розчіплювача).

Розчіплювач як засіб багатоступінчастого захисту максимального струму характеризується номінальним струмом $I_{\text{РЦ.НОМ}}$, струмами спрацьовування захисту $I_{\text{СЗ}}$ і витримками часу $t_{\text{СЗ}}$ для кожного ступеня захисту. У загальному випадку, як і для струмових захистів у мережах понад 1 кВ, позначимо основні терміни параметрів спрацьовування автоматичних вимикачів:

$I_{\text{СЗ}}^1$ – струм спрацьовування першого ступеня на електромагнітному розчіплювачі (струмове відсічення);

t^1 – час спрацьовування першого ступеня на електромагнітному розчіплювачі (струмове відсічення);

$I_{\text{СЗ}}^{11}$ – струм спрацьовування другого ступеня на електромагнітному розчіплювачі (струмове відсічення з витримкою часу);

t^{11} – час спрацьовування другого ступеня на електромагнітному розчіплювачі (струмове відсічення з витримкою часу);

$I_{\text{СЗ}}^{111}$ – струм спрацьовування третього ступеня на тепловому розчіплювачі (максимальний струмовий захист);

t^{111} – час спрацьовування третього ступеня на тепловому розчіплювачі (максимальний струмовий захист);

$k^1_{C3} = I^1_{C3} / I_{PC, ном}$ – кратність струмового відсічення;

$k^{11}_{C3} = I^{11}_{C3} / I_{PC, ном}$ – кратність відсічення з витримкою часу;

$k^{111}_{C3} = I^{111}_{C3} / I_{PC, ном}$ – кратність максимального струмового захисту.

Коротка характеристика автоматичних вимикачів. Автоматичні вимикачі А3110, А3120, А3130, А31140 мають нерегульовані теплові та електромагнітні розчіплювачі, а А3160 – тільки теплової розчіплювач.

А3700С – селективні автомати (тільки напівпровідникові розчіплювачі серії РП), містять другий (I^1_{C3}) і третій (I^{111}_{C3}) ступені захисту.

А 3794С має всі ступені захисту (I^1_{C3} , I^{11}_{C3} , I^{111}_{C3}).

А3700Б – струмообмежувальний автомат (напівпровідникові розчіплювачі I^1_{C3} і I^{11}_{C3} , а I^{111}_{C3} – електромагнітний розчіплювач). Для даного автомата такі кратності: $k^{111}_{C3} = 1,25$; $k^1_{C3} = 2, 3, 5, 7, 10$.

Серія «Електрон»: Е25С (стаціонарні) і Е40В (висувні). Мають регульовані напівпровідникові розчіплювачі типу РМТ з триступінчастими захистами з залежними і незалежними витримками часу. Серія ВА50 має теплові (I^{111}_{C3}) і електромагнітні (I^{11}_{C3} , I^1_{C3}) розчіплювачі.

2.6. Приклади вибору запобіжників і автоматів

Приклад 2.4. Вибір запобіжника за перерізом.

Вихідні дані. Переріз трижильного кабелю $s=50 \text{ мм}^2$.

Розв'язання. З довідників для $s=50 \text{ мм}^2$ знаходимо тривалий допустимий струм для кабелю $I_{дл. доп}=125 \text{ А}$. Для захисту від перевантаження номінальний струм плавкої вставки дорівнює

$$I_{вст, ном} \leq I_{дл. доп} / 1,25 = 100 \text{ А}.$$

Приклад 2.5. Вибір запобіжника за мінімальним струмом короткого замикання.

Вихідні дані. Мінімальний струм короткого замикання в зоні, що захищається, $I_{К, \min} = 180 \text{ А}$.

Розв'язання. Номінальний струм плавкої вставки вибираємо на вимогу нормованої чутливості до пошкоджень

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \leq I_{К, \min} / k_{\text{ч, НОР}} = 180 / 3,0 = 56 \text{ А}.$$

Вибираємо номінальний струм плавкої вставки $I_{\text{ВСТ, НОМ}} = 50 \text{ А}$.

Приклад 2.6. Вибір запобіжника за параметрами мережі, що захищається.

Вихідні дані. $I_{\text{Р.М.}} = 25 \text{ А}$, $I_{\text{ПЕР}} = 72 \text{ А}$, $k_{\text{ПЕР}} = 2$.

Розв'язання. Номінальний струм плавкої вставки вибираємо з двох умов [68]:

1) відбудови від максимального робочого струму навантаження

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{Р.М.}} \geq 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ А};$$

2) відбудови від струмів перевантаження рухового навантаження (відбудова від пусків електродвигунів)

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}} \geq 72 / 2 = 36 \text{ А}.$$

Вибираємо номінальний струм плавкої вставки $I_{\text{ВСТ, НОМ}} = 40 \text{ А}$.

Приклад 2.7. Вибір запобіжника за параметрами попереднього запобіжника.

Вихідні дані. Вибрати запобіжник F2 за параметрами попереднього запобіжника F1 ($I_{\text{ВСТ, НОМ1}} = 40 \text{ А}$ і максимальний струм КЗ в кінці зони електричної мережі, що захищається, для запобіжника F1 – $I_{К, \max} = 250 \text{ А}$).

Розв'язання. За захисними характеристиками (рис. 2.2) для запобіжника F1 ($I_{\text{ВСТ, НОМ1}} = 40 \text{ А}$) при струмі $I_{К, \max} = 250 \text{ А}$ час перегорання плавкої вставки $t_{F1} = 0,3 \text{ с}$.

Тому для селективної дії подальшого запобіжника F2 його час спрацьовування (перегорання) має бути

$$t_{F2} \geq 3 \cdot t_{F1} = 3 \cdot 0,3 = 0,9 \text{ с}.$$

А для цього часу за захисними характеристиками (рис. 2.2) відповідає вставка $I_{\text{ВСТ, НОМ2}} = 60 \text{ А}$.

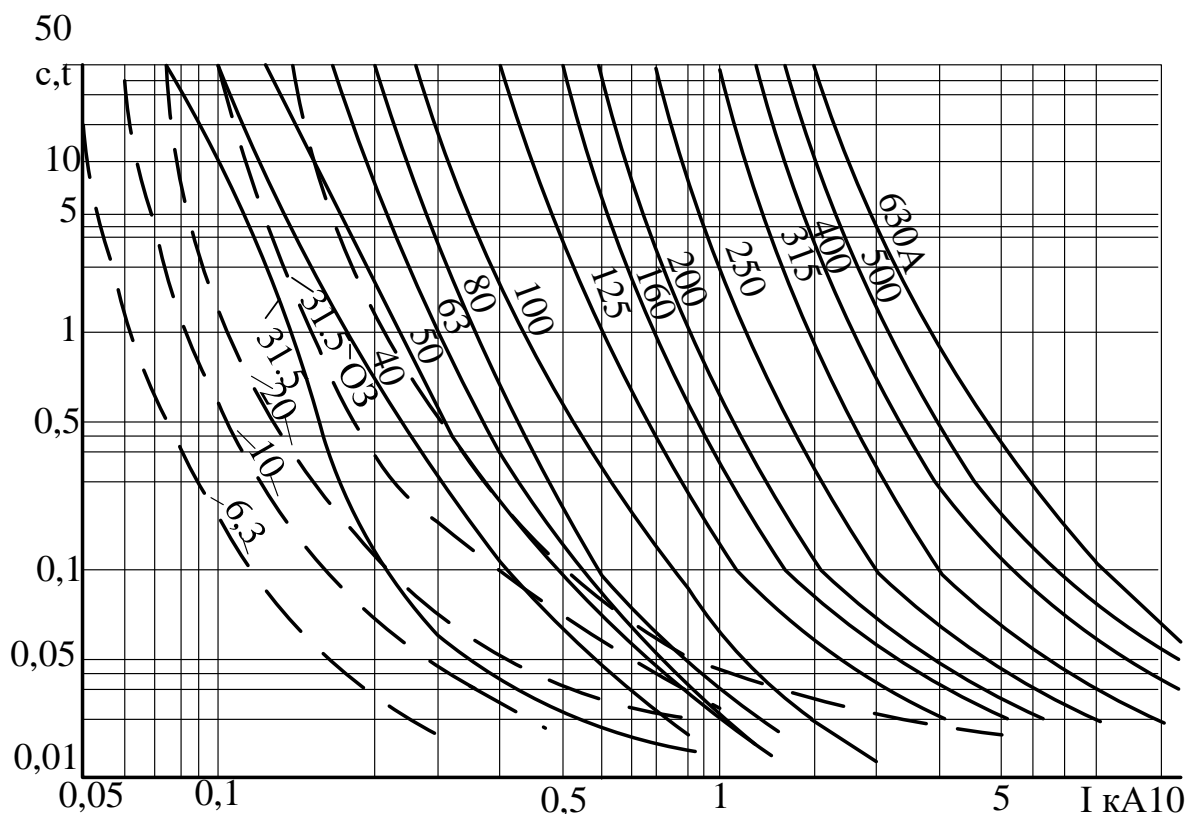


Рис. 2.2. Характеристики плавких вставок запобіжників

Приклад 2.8. Розрахунок захисної здатності запобіжника.

Вихідні дані. Визначити довжину лінії $l_{\text{пр}}$, яку здатний захистити запобіжник від коротких замикань, для таких умов: опір знижувального трансформатора КТП ($S_T = 400$ кВА) струмам однофазного короткого замикання $Z_T^{(1)} = 56$ мОм; фазна напруга $U_{\text{ф}} = 220$ В; навантаження: багатоквартирний будинок з максимальною потужністю $S_{\text{max}} = 45$ кВА; довжина лінії живлення $L = 380$ м з погонним опором петлі фаза-нуль $Z_{\text{л.пог}} = 2,1$ мОм/м.

Розв'язання. Визначаємо максимальний робочий струм навантаження:

$$I_{\text{р.м.}} = S_{\text{max}} / U_{\text{ф}} = 45000 / 220 = 204 \text{ А.}$$

Умова вибору запобіжника. Вибираємо номінальний струм плавкої вставки $I_{\text{вст, ном}} = 250$ А.

Опір спрацьовування плавкої вставки

$$Z_{\text{вс}} = U_{\text{ф}} / I_{\text{вст, ном}} = 220 / 250 = 0,88 \text{ Ом} = 880 \text{ мОм.}$$

Опір джерела живлення

$$Z_{\text{дж}} = Z_{\text{T}}^{(1)} / 3 = 56 / 3 = 18,7 \text{ мОм.}$$

Захисна здатність запобіжника

$$l_{\text{пр}} = (Z_{\text{вс}} - Z_{\text{дж}}) / Z_{\text{п. пог}} = (880 - 18,7) / 2,1 = 410 \text{ м.}$$

Таким чином, захисна здатність запобіжника $l_{\text{пр}}$ перевищує довжину кабелю L від КТП до навантаження

$$l_{\text{пр}} > L ; 410 \text{ м} > 380 \text{ м.}$$

Приклад 2.9. Вибір номінальних струмів плавкої вставки для групи запобіжників.

Вихідні дані. Вибрати номінальні струми плавкої вставки для семи запобіжників типу ПН-2 для трьох розподільних пунктів (РП). Розподільні пункти ввімкнені за радіальною схемою живлення. Головний розподільний пункт – РП1, лінія W1 (запобіжник від РП1 зв'язує його з РП2, лінія W2 зв'язує РП2 і РП3). Характеристики РП2: максимальний струм КЗ на шинах $I_{\text{К-2,max}}=600 \text{ А}$, запобіжник F2 для лінії W2, запобіжник F3 для освітлювального навантаження лінії W3 з $I_{\text{р.м.,w1}} 18 \text{ А}$, запобіжник F4 для двигуна М1 зі струмом $I_{\text{М1}}=40 \text{ А}$. Характеристики РП3: максимальний струм КЗ на шинах $I_{\text{К-3,max}}=450 \text{ А}$, запобіжник F5 для освітлювального навантаження лінії W4 з $I_{\text{р.м.,w4}}=30 \text{ А}$, запобіжник F6 для двигуна М2 зі струмом $I_{\text{М2}}=20 \text{ А}$, запобіжник F7 для двигуна М3 зі струмом $I_{\text{М3}} = 27 \text{ А}$. У розрахунках приймається коефіцієнт попиту навантаження $k_{\text{с}}=1$; коефіцієнт відбудови $k_{\text{отс}}= 1$; коефіцієнт перевантаження $k_{\text{пер}}=2,5$; кратність пускового струму для всіх двигунів $k_{\text{п}}=5$.

Розв'язання. Визначаємо плавку вставку для запобіжника F5 (РП3) з освітлювальним навантаженням W4 з умови відбудови від максимального режиму навантаження:

$$I_{F5} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{р.м., w4}} \geq 1,2 \cdot 30 = 36 \text{ А.}$$

Вибираємо плавку вставку $I_{F5} = 40 \text{ А}$.

Визначаємо плавку вставку для запобіжника F6 (РП3) з руховим навантаженням за двома умовами:

1) відбудови від нормального режиму

$$I_{F6} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{М2}} \geq 1,2 \cdot 20 = 24 \text{ А;}$$

2) відбудови від струмів короткочасного перевантаження (відбудова від пусків електродвигунів)

$$I_{F6} \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}} = k_{\text{П}} \cdot I_{\text{М2}} / k_{\text{ПЕР}} = 5 \cdot 20 / 2,5 = 40 \text{ А.}$$

Вибираємо номінальний струм плавкої вставки $I_{F6} = 40 \text{ А}$.

Аналогічно визначаємо плавку вставку для $F7$ (РПЗ) за умовами:

1) відбудови від нормального режиму

$$I_{F7} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{М3}} \geq 1,2 \cdot 27 = 32,4 \text{ А;}$$

2) відбудови від струмів короткочасного перевантаження (відбудова від пусків електродвигунів)

$$I_{F7} \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}} = k_{\text{П}} \cdot I_{\text{М3}} / k_{\text{ПЕР}} = 5 \cdot 27 / 2,5 = 54 \text{ А.}$$

Вибираємо номінальний струм плавкої вставки $I_{F7} = 63 \text{ А}$.

Визначаємо плавку вставку для запобіжника $F3$ (РП2) з освітлювальним навантаженням $W3$ з умови відбудови від максимального режиму навантаження:

$$I_{F3} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{Р.М., W3}} \geq 1,2 \cdot 18 = 21,6 \text{ А.}$$

Вибираємо плавку вставку $I_{F3} = 31,5 \text{ А}$.

Визначаємо плавку вставку для запобіжника $F4$ (РП2) з руховим навантаженням за умовами:

1) відбудови від нормального режиму

$$I_{F4} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{М1}} \geq 1,2 \cdot 40 = 48 \text{ А;}$$

2) відбудови від струмів короткочасного перевантаження

$$I_{F4} \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}} = k_{\text{П}} \cdot I_{\text{М1}} / k_{\text{ПЕР}} = 5 \cdot 40 / 2,5 = 80 \text{ А.}$$

Вибираємо номінальний струм плавкої вставки $I_{F4} = 80 \text{ А}$.

Плавку вставку для запобіжника $F2$ (РП2) визначаємо за максимальним тривалим навантаженням лінії $W2$ ($W4 + M2 + M3$) і короткочасним перевантаженням під час пуску найпотужнішого електродвигуна $M3$ на секції РПЗ:

$$1) I_{F2} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{Р.М., W2}} = k_{\text{ОТС}} (I_{\text{Р.М., W4}} + I_{\text{М2}} + I_{\text{М3}}) = 1,2 (30 + 20 + 27) = 1,2 \cdot 77 = 92,4 \text{ А;}$$

$$2) I_{F2} \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}} = (k_{\text{С}} \sum_{\text{п}-1} I_{\text{Р.М.}} + I_{\text{ПУСК, max}}) / k_{\text{ПЕР}} = [k_{\text{С}} \cdot (I_{\text{Р.М., W4}} + I_{\text{М2}}) + k_{\text{П}} \cdot I_{\text{М3}}] / k_{\text{ПЕР}} = [1 \cdot (30 + 20) + 5 \cdot 27] / 2,5 = 185 / 2,5 = 74 \text{ А.}$$

З двох умов вибираємо найбільше значення і приймаємо вставку $I_{F2} = 100$ А.

Аналогічно плавку вставку для запобіжника $F1$ (РП1) визначаємо за максимальним тривалим навантаженням лінії $W1$ ($W2 + W3 + M1$) і короткочасним перевантаженням під час пуску найпотужнішого електродвигуна $M1$ на секції РП2:

$$1) I_{F1} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{р.м., w1}} = k_{\text{отс}} (I_{\text{р.м., w2}} + I_{\text{р.м., w3}} + I_{\text{M1}}) = 1,2 \times (77+18+40) = 1,2 \cdot 135 = 162 \text{ А};$$

$$2) I_{F1} \geq I_{\text{пер}} / k_{\text{пер}} = (k_{\text{с}} \sum^{n-1} I_{\text{р.м.}} + I_{\text{пуск, max}}) / k_{\text{пер}} = [k_{\text{с}} \times (I_{\text{р.м., w2}} + I_{\text{w2}}) + k_{\text{п}} \cdot I_{\text{M1}}] / k_{\text{пер}} = [1 \cdot (77+18) + 5 \cdot 40] / 2,5 = 118 \text{ А}.$$

З двох умов вибираємо найбільше значення і приймаємо вставку $I_{F1} = 160$ А.

Основні параметри обраних плавких вставок (номінальні струми вставок $I_{\text{вст, ном}}$ і часи плавлення вставок $t_{\text{пр}}$ при максимальних струмах короткого замикання у відповідних точках) показані в табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Параметри запобіжників

Запобіжник	$F1$	$F2$	$F3$	$F4$	$F5$	$F6$	$F7$
$I_{\text{вст, ном}}$	160	100	31,5	80,0	40,0	40,0	63,0
$t_{\text{пр, с}}$ (при $I_{\text{к-3, max}} = 450$ А)	45	2,5	—	—	0,05	0,05	0,15
$t_{\text{пр, с}}$ (при $I_{\text{к-2, max}} = 600$ А)	10	0,45	0,03	0,10	—	—	—

Перевірку селективності дії запобіжників виконаємо за захисними характеристиками (рис. 2.2 і табл. 2.3).

Захисти будуть селективними, якщо час плавлення (вимкнення) найвіддаленого запобіжника від джерела живлення ($t_{\text{пр., посл}}$) буде в три рази більше часу вимкнення попереднього запобіжника ($t_{\text{пр., пред}}$) при одному і тому самому струмі короткого замикання:

$$t_{\text{пр., посл}} \geq 3 \cdot t_{\text{пр., пред}}.$$

За табл. 2.3 для струму $K3$ $I_{\text{к-3, max}} = 450$ А

$$t_{F2} \geq 3 \cdot t_{F7}; 2,5 \text{ с} > 3 \cdot 0,15 \text{ с}$$

і для струму $K3$ $I_{\text{к-2, max}} = 600$ А

$$t_{F1} \geq 3 \cdot t_{F2}; 10 \text{ с} > 3 \cdot 0,45 \text{ с}.$$

Результати розрахунків показують правильність вибору запобіжників.

Приклад 2.10. Розрахунок тривалого допустимого струму для кабелю за параметрами автомата.

Вихідні дані. Визначити тривалий допустимий струм $I_{\text{дл. доп}}$ для кабелю живлення за параметрами автомата. Автомат А3720 має електромагнітний розчіплювач зі вставками ($I_{\text{рц. ном}} = 80 \text{ А}$ і кратність струмового відсічення $k^1_{\text{сз}} = 5$).

Розв'язання. Струм спрацьовування відсічення дорівнює

$$I^1_{\text{сз}} = k^1_{\text{сз}} \cdot I_{\text{рц. ном}} = 5 \cdot 80 = 400 \text{ А}.$$

Захист від струмів КЗ ефективний за умови

$$I^1_{\text{сз}} \leq 4,5 \cdot I_{\text{дл. доп}}.$$

Тоді тривалий допустимий струм для кабелю, що захищається, дорівнює

$$I_{\text{дл. доп}} \geq I^1_{\text{сз}} / 4,5 \geq 400 / 4,5 \geq 89 \text{ А}.$$

Приклад 2.11. Вибір провідників, запобіжників і автоматів для заводської мережі.

Вихідні дані. Розглядається фрагмент заводської мережі 0,4 кВ з двома розподільними пунктами РП1 і РП2. Вхідний автомат QF (А3730С: селективний (вибірковий) на напівпровідниковому розчіплювачі, $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$, $t_{\text{перег.}} = 4, 8, 16 \text{ с}$) на РП2 живить ШМА-1 ($I_{\text{н. шма}} = 250 \text{ А}$).

Від запобіжника $F5$ кабельна лінія КЛ живить РП1. До шин РП1 приєднані $F1 - M1$ (електродвигун), $F2 - M2$, $F3 - M3$, $F4 - M4$. Запобіжники типу ПН-2 (насіпні, розбірні). Початкові дані для струмів електричної схеми наведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4

Початкові дані для струмів

Струм	Заводська мережа						
	М1	М2	М3	М4	РП1, К-2	РП2, К-1	М1, К-3
Електродвигун $I_{\text{м}}, \text{ А}$	28,4	28,4	16,8	16,8	—	—	—
$I^{(3)}, \text{ кА}$	—	—	—	—	3,2	6,3	3,18
$I^{(1)}, \text{ кА}$	—	—	—	—	0,8	1,5	0,75

Розв'язання. Визначаємо робочий максимальний струм кабельної лінії

$$I_{P.M., КЛ} = 2 \cdot 28,4 + 2 \cdot 16,8 = 90,4 \text{ А.}$$

Розрахунковий струм групи електроприймачів

$$I_P = k_1 \cdot I_{P.M., КЛ} = 0,83 \cdot 90,4 = 75,2 \text{ А.}$$

Вибираємо переріз провідників:

- для двигунів М1, М2 проводи типу АПВ; $s = 6 \text{ мм}^2$;

$$I_{ДЛ. доп} = 32 \text{ А};$$

- для двигунів М3, М2 проводи типу АПВ; $s = 2,5 \text{ мм}^2$;

$$I_{ДЛ. доп} = 19 \text{ А};$$

- для КЛ кабель типу АПВБГ; $s = 16 \text{ мм}^2$; $I_{ДЛ. доп} = 90 \text{ А.}$

Визначаємо піковий струм групи електроприймачів:

$$I_{ПШК} = I_{ПМ} + (I_P - K_{BO} \cdot I_{НО}),$$

де $I_{ПМ}$ – найбільший з пускових струмів двигунів;

K_{BO} – коефіцієнт використання для попереднього двигуна (для металорізальних верстатів дорівнює 0,16);

$I_{НО}$ – номінальний струм двигуна.

$$I_{ПМ} = k_{П} \cdot I_{НО} = 5 \cdot 28,4 = 142 \text{ А.}$$

$$I_{ПШК} = 142 + (75,2 - 0,16 \cdot 28,4) = 213 \text{ А.}$$

Вибираємо запобіжники за умовами

$$U_{ПР, ном} \geq U_C; I_{ПР, ОТК} \geq I_{К, max}; I_{НОМ} \geq I_{P.M.} (I_{ПШК}).$$

Запобіжник F5: ПН2-250 з номінальним струмом $I_{НОМ} = 250 \text{ А}$ і струмом вимкнення $I_{ОТК. ном} = 40 \text{ кА}$ ($> I_{К-1}^{(3)} = 6,3 \text{ кА}$).

Запобіжники F1 – F4: ПН2-100 з номінальним струмом $I_{НОМ} = 100 \text{ А}$ і струмом вимкнення $I_{ОТК. ном} = 50 \text{ кА}$ ($> I_{К-2}^{(3)} = 3,2 \text{ кА}$).

Вибираємо плавкі вставки для безінерційних запобіжників за умовами

$$I_{ВСТ, ном} \geq I_{P.M.}; I_{ВСТ, ном} \geq I_{ПУСК} / k_{ПЕР},$$

де $k_{ПЕР}$ – коефіцієнт перевантаження, який враховує перевищення струму понад номінальний у режимі пуску електродвигуна, дорівнює 1,6 - 2 для важких і 2,5 для легких умов пуску.

Для F1, F2 $I_{ВСТ, ном} \geq 28,4$; $I_{ВСТ, ном} \geq 5 \cdot 28,4 / 2,5 = 56,8 \text{ А}$;
приймаємо $I_{ВСТ, ном} = 60 \text{ А}$.

Для F3, F4 $I_{\text{ВСТ, ном}} \geq 16,8$; $I_{\text{ВСТ, ном}} \geq 5 \cdot 16,8 / 2,5 = 33,6$ А;
 приймаємо $I_{\text{ВСТ, ном}} = 40$ А.

Для F5 $I_{\text{ВСТ, ном}} \geq I_{\text{ПК}} / 2,5 \geq 213 / 2,5 \geq 85,2$ А;
 приймаємо $I_{\text{ВСТ, ном}} = 100$ А.

Перевірку селективності (вибірковості) обраних запобіжників виконаємо за їхніми захисними характеристиками – (рис. 2.3).

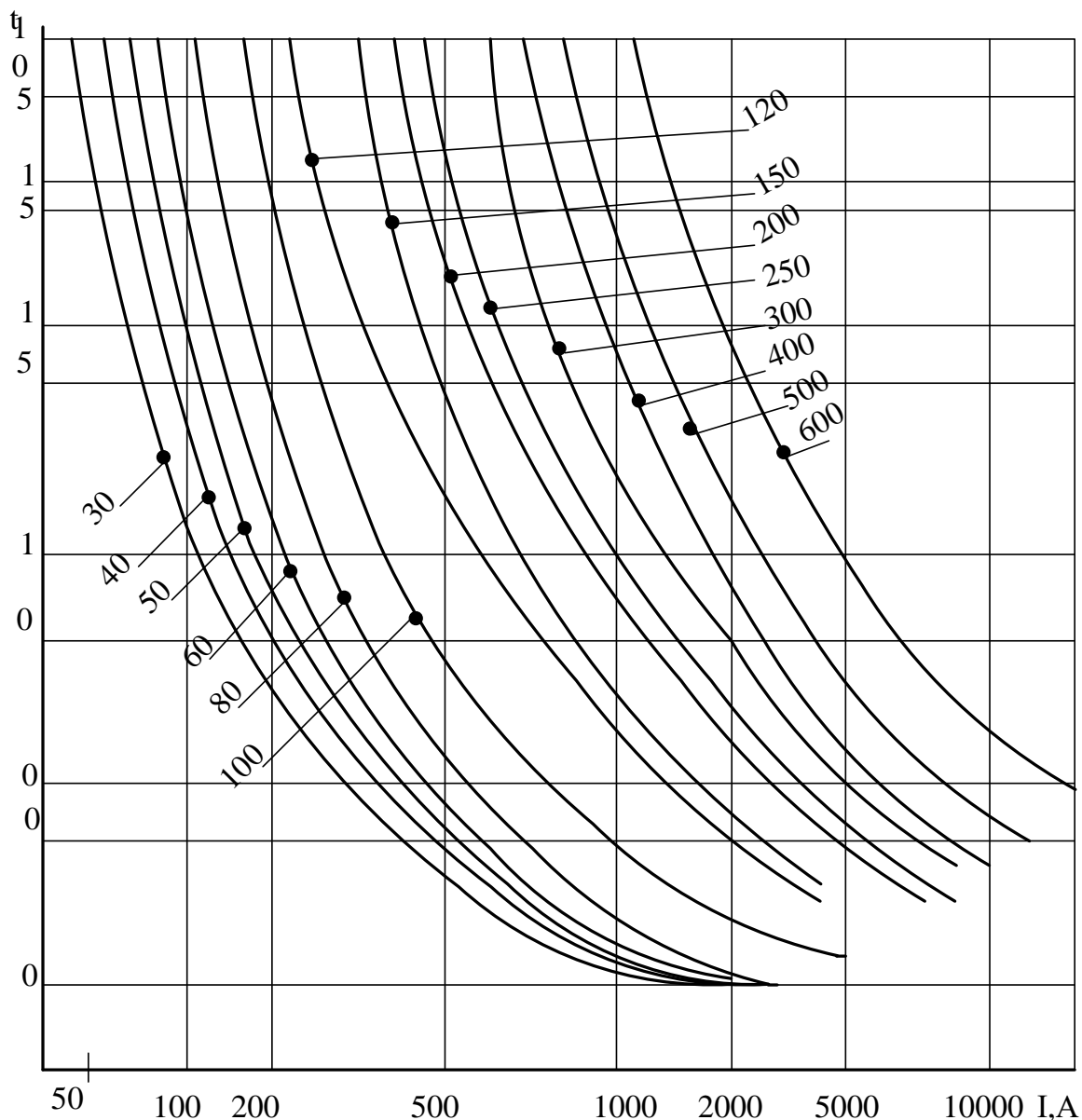


Рис. 2.3. Захисні характеристики плавких вставок запобіжників типу ПН

Часи спрацьовування плавкої вставки запобіжників:

- для F1, F2 при $I_{\text{ВСТ, ном}} = 60$ А та $I^{(3)}_{\text{К-3}} = 3,18$ А

$$t_{\text{CP}} = 0,01 \text{ с.}$$

- $F3, F4$ при $I_{\text{ВСТ, ном}} = 40 \text{ А}$ і $I_{\text{К-3}}^{(3)} = 3,18 \text{ А}$
 $t_{\text{СР}} = 0,01 \text{ с.}$
- $F5$ при $I_{\text{ВСТ, ном}} = 100 \text{ А}$ і $I_{\text{К-3}}^{(3)} = 3,2 \text{ А}$
 $t_{\text{СР}} = 0,02 \text{ с.}$

Для забезпечення селективності час спрацьовування наступного запобіжника має бути в три рази більше часу спрацьовування попереднього запобіжника при максимальному струмі КЗ в зоні цих запобіжників:

$$(t_{\text{СР. F5}} = 0,02 \text{ с}) \geq (3 \cdot t_{\text{СР. F1-4}} = 3 \cdot 0,01 = 0,03 \text{ с}).$$

Умова не дотримується, тому для запобіжника $F5$ вибираємо $I_{\text{ВСТ, ном}} = 150 \text{ А}$ з $t_{\text{СР. F5}} = 0,07 \text{ с.}$

Крім вибору перерізів провідників за нагріванням тривалим розрахунковим струмом, необхідно виконати умову відповідності обраному захисному пристрою за формулою

$$k_{\text{П}} \cdot I_{\text{ДЛ. ДОП}} \geq k_{\text{ЗАХ}} \cdot I_{\text{З}},$$

де $I_{\text{ДЛ. ДОП}}$ – тривало допустимий струм провідника;

$I_{\text{З}}$ – параметр захисного пристрою (струм спрацьовування, номінальний струм);

$k_{\text{П}}$ – поправковий коефіцієнт на умови прокладання проводів і кабелів;

$k_{\text{ЗАХ}}$ – коефіцієнт захисту, що залежить від відношення тривалого струму для проводу або жил кабелю до параметра захисного пристрою.

Зазвичай у мережах напругою до 1 кВ перерізи проводів і жил кабелів, які вибрані з економічної щільності, у два-три рази перевищують вибрані за нагріванням розрахунковим струмом.

Тому перевірки за економічною щільністю струму не підлягають мережі з $T_{\text{max}} = 4000\text{--}5000$ год, освітлювальні мережі, відгалуження до окремих приймачів, збірні шини ЕУ, мережі тимчасових ЕУ. Також переріз і довжину перевіряють за втратами напруги, особливо при пусках двигунів.

Приймаємо для мереж із захистом від перевантаження (для відсічення $k_{\text{ЗАХ}} = 0,3$) $k_{\text{ЗАХ}} = 1$ і $k_{\text{П}} = 1$, обчислюємо:

- для М1, М2 $k_{\text{П}} \cdot I_{\text{ДЛ. ДОП}} \geq k_{\text{ЗАХ}} \cdot I_{\text{З}}$, $32 \text{ А} < 60 \text{ А}$;
- М3, М4 $k_{\text{П}} \cdot I_{\text{ДЛ. ДОП}} \geq k_{\text{ЗАХ}} \cdot I_{\text{З}}$, $19 \text{ А} < 40 \text{ А}$;
- КЛ $k_{\text{П}} \cdot I_{\text{ДЛ. ДОП}} \geq k_{\text{ЗАХ}} \cdot I_{\text{З}}$, $90 \text{ А} < 150 \text{ А}$.

Як видно, умови не виконуються.

Приймаємо великі перерізи проводів:

- для двигунів М1, М2 типу АПВ; $s = 16 \text{ мм}^2$; $I_{\text{дл. доп}} = 60 \text{ А}$;

- двигунів М3, М4 типу АПВ; $s = 10 \text{ мм}^2$; $I_{\text{дл. доп}} = 47 \text{ А}$;

- КЛ кабель типу АПВБГ; $s = 50 \text{ мм}^2$; $I_{\text{дл. доп}} = 155 \text{ А}$.

Перевіряємо чутливість плавких вставок за формулою

$$k_{\text{ч}} = k_{\text{з.о}} = I^{(1)}_{\text{кз}} / I_{\text{вст, ном}},$$

де $k_{\text{з.о}}$ – кратність струму замикання на землю дорівнює, $k_{\text{з.о}} = 3$ – у приміщеннях з нормальним середовищем і $k_{\text{з.о}} = 4$ – у приміщеннях з вибухонебезпечним середовищем.

Приймаємо $k_{\text{з.о}} = 3$ і перевіряємо за формулою $I^{(1)}_{\text{кз}} > 3I_{\text{вст, ном}}$:

$$F1, F2: I^{(1)}_{\text{к-3}} > 3 \cdot I_{\text{вст, ном}}; 750 \text{ А} > 3 \cdot 60 \text{ А};$$

$$F3, F4: I^{(1)}_{\text{к-3}} > 3 \cdot I_{\text{вст, ном}}; 750 \text{ А} > 3 \cdot 40 \text{ А};$$

$$F5: I^{(1)}_{\text{к-2}} > 3 \cdot I_{\text{вст, ном}}; 800 \text{ А} > 3 \cdot 150 \text{ А}.$$

Як видно, умови чутливості для запобіжників виконуються.

Вибираємо вставку для автоматичного вимикача А3730С (вибірковий), який має тільки регульований напівпровідниковий розчіплювач з параметрами 160–250 А і 250–400 А (відсічення відсутнє), за принципом, щоб автоматичний вимикач не вимикав у нормальному режимі роботу елемента, що захищається.

Струм вставки регульованого розчіплювача з витримкою часу визначимо за умовою

$$I_{\text{рц, ном}} \geq (1,1 \dots 1,3) I_{\text{р.м.}}; I_{\text{рц, ном}} \geq 1,3 \cdot I_{\text{н.шма}}.$$

$$\text{Приймаємо } 400 \text{ А} \geq 1,3 \cdot 250 \text{ А}; 400 \text{ А} > 325 \text{ А}.$$

Перевіряємо чутливість вставки спрацьовування автомата (вставки розчіплювача) при короткому замиканні:

$$I^{(1)}_{\text{к-1}} \geq 3 \cdot I_{\text{рц, ном}}; 1500 \text{ А} > 3 \cdot 400 \text{ А}.$$

Чутливість у межах норми. Результати вибору провідників, запобіжників і автомата показані в табл. 2.5.

Результати розрахунків струмів

Параметр	М1,2	М3,4	КЛ	Умови вибору
$I_{P.M.}, A$	28,4	16,8	90,4	за номіналом
$s, \text{мм}^2$	6	2,5	16	тривалим допустимим струмом
$I_{\text{дл. доп}}, A$	32	19	90	нагріванням
$I_{\text{НОМ}}(F), A$	100	100	250	перевантаженням
$I_{\text{ВСТ, НОМ}}(F), A$	60	40	100	пуском електродвигуна
$I_{\text{ВСТ, НОМ}}(F), A$	60	40	150	селективністю
$s, \text{мм}^2$	16	10	50	відповідно до заданого запобіжника
$I_{\text{дл. доп}}, A$	60	47	155	$I_{\text{дл. доп}} \geq I_{\text{ВСТ, НОМ}}$

Приклад 2.12. Вибір і перевірка автоматичних вимикачів у мережі 0,4 кВ.

Вихідні дані. Відомі опори і струми короткого замикання (підрозд. 2.1 і 2.2).

Розв'язання. Умови попереднього вибору і перевірки автоматичних вимикачів QF наведені в табл. 2.6.

Розглядається захист асинхронних електродвигунів 0,4 кВ на автоматах QF4 і QF6. Для захисту встановлюємо автомат АЗ140 з номінальним струмом комбінованого розчіплювача 250 А і вставкою відсічення 1750 А. Вставка струмової відсічки автомата налагоджується від пускового струму електродвигуна за формулою

$$I^1_{\text{СЗ}} \geq k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{А}} \cdot k_{\text{П}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,4 \cdot 1,4 \cdot 7 \cdot 126,8 = 1740 \text{ А},$$

де $k_{\text{Н}}$ – коефіцієнт налагоджування;

$k_{\text{А}}$ – коефіцієнт аперіодичної складової;

$k_{\text{П}}$ – коефіцієнт пуску.

Чутливість струмового відсічення двигуна до міжфазних КЗ

$$k^{(2)}_{\text{ч}} = I^{(2)}_{\text{К-5, min}} / I^1_{\text{СЗ}} = 5,7 / 1,75 = 3,26.$$

Чутливість струмового відсічення двигуна до струмів однофазного КЗ

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = I^{(1)}_{\text{К-5, min}} / I^1_{\text{СЗ}} = 2,9 / 1,75 = 1,66$$

і з урахуванням дуги

$$k^{(1)}_{\text{чД}} = 2,44 / 1,75 = 1,4.$$

Таблиця 2.6

Вибір і перевірка автоматичних вимикачів 0,4 кВ

Позначення	Тип	Умова вибору						Умова перевірки	
		$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{С}},$ В		$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{НОРМ,Р}},$ А		$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \geq I_{\text{ПО}},$ кА		$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}},$ кА	
QF1,2	A3740	660	380	500	500	55	16,54	100	31,3
QF3	A3730	660	380	250	200	55	13,4	100	23,2
QF4	A3730	660	380	250	200	55	11,5	100	18
QF5	A3140	500	380	250	200	40	12,7	75	21,9
QF6	A3140	500	380	250	200	40	11,0	75	17,2

Розрахункова чутливість у межах ПУЕ ($K_{\text{ч}} \geq 1,25$).

Уточнення струму спрацьовування відсічення двигуна з урахуванням впливу зовнішньої мережі від електросистеми.
Сумарний опір кола

$$r_{\Sigma} = 3,1 + 0,12 + 0,96 + 0,37 + 0,37 + 1,21 + 0,44 + 0,96 + 4,37 + 0,96 + 89,3 = 102 \text{ мОм},$$

$$x_{\Sigma} = 0,64 + 13,6 + 0,448 + 0,17 + 3,19 + 1,16 + 1,6 + 0,3 + 230,8 = 252 \text{ мОм}.$$

За співвідношенням ($x_{\Sigma}/r_{\Sigma} = 252/102 = 2,47$) знаходимо $k_a = 1,29$.
Тоді значення пускового струму двигуна з урахуванням впливу зовнішньої мережі

$$I_{П.ДВ.} = I_{П.НОМ} \frac{z_M}{\sqrt{(r_{BH} + r_M)^2 + (x_{BH} + x_M)^2}} = \frac{7 \cdot 126,8 \cdot 247,5}{\sqrt{102^2 + 252^2}} = 808 \text{ А.}$$

Уточнене значення струму спрацьовування відсічення

$$I^1_{C3} = 1,4 \cdot 1,29 \cdot 808 = 1460 \text{ А.}$$

Отже, можна застосувати автомат АЗ134 з комбінованим розчіплювачем з $I_{НОМ, P} = 200 \text{ А}$ зі вставкою відсічення $I^1_{C3} = 1500 \text{ А}$.

Чутливість струмового відсічення двигуна до міжфазних і однофазних КЗ

$$k^{(2)}_{\text{ч}} = I^{(2)}_{К-5, \text{min}} / I^1_{C3} = 5,7 / 1,5 = 3,8;$$

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = I^{(1)}_{К-5, \text{min}} / I^1_{C3} = 2,9 / 1,5 = 1,93,$$

що відповідає нормам ПУЕ.

Для захисту кабельних ліній КЛ-1 і КЛ-2 (QF3 і QF4) вибираємо автомат серії АЗ730 з номінальним струмом розчіплювача $I_{PЦ, НОМ} = 250 \text{ А}$.

Вибір струму спрацьовування струмового відсічення виконується за кількома умовами:

- відбудови від пуску електродвигуна

$$I^1_{C3} = k_H \cdot k_a \cdot I_{П} = 1,4 \cdot 1,29 \cdot 808 = 1460 \text{ А};$$

- узгодження з відсіченням попереднього захисту

$$I^1_{C3} = k_{ОТС} \cdot I_{ТО, ПРЕД} = 1,3 \cdot 1500 = 1950 \text{ А.}$$

З двох умов вибираємо струм спрацьовування захисту 1950 А.

Чутливість захисту до міжфазних і однофазних КЗ

$$k^{(2)}_{\text{ч}} = I^{(2)}_{К-3, \text{min}} / I^1_{C3} = 6,7 / 1,95 = 3,43;$$

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = I^{(1)}_{К-3, \text{min}} / I^1_{C3} = 3,3 / 1,95 = 1,7.$$

Розрахункова чутливість відповідає нормам ПУЕ.

Час спрацьовування за умовами селективності $t_{ТО} = 0,1 \text{ с}$.

Для захисту РП живлення електродвигунів 0,4 кВ (QF2) вибираємо автомат серії АЗ740 з номінальним струмом розчіплювача $I_{PЦ, НОМ} = 500 \text{ А}$.

Струм спрацьовування відсічення налагоджується від величини струмів самозапуску електродвигунів і зовнішнього короткого замикання

$$I^1_{C3} = k_H \cdot k_{C3П} \cdot I_{P.M.} = 1,3 \cdot 7 \cdot 126,8 = 2300 \text{ А},$$

$$I^1_{C3} = k_{ОТС} \cdot I_{ТО, ПРЭД} = 1,3 \cdot 1950 = 2535 \text{ А}.$$

Приймаємо $I_{ТО} = 2600 \text{ А}$.

Чутливість захисту до міжфазних і однофазних КЗ

$$k^{(2)}_{\text{ч}} = I^{(2)}_{K-1, \text{min}} / I^1_{C3} = 11,0 / 2,6 = 4,2;$$

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = I^{(1)}_{K-1, \text{min}} / I^1_{C3} = 3,8 / 2,6 = 1,46.$$

Розрахункова чутливість відповідає нормам ПУЕ.

Час спрацьовування за умовою селективності $t_{ТО} = 0,3 \text{ с}$.

Приклад 2.13. Перевірка застосування автомата А3100.

Вихідні дані: $I_{P.M.} = 200 \text{ А}$; $I^{(2)}_{\text{min}} = 1000 \text{ А}$; $t_{\text{откл}} \leq 0,1 \text{ с}$.

Розв'язання. Приймаємо номінальний струм розчіплювача $I_{PЦ, \text{НОМ}} = 200 \text{ А}$.

Оскільки вимога до часу вимкнення ушкодження ($t_{\text{откл}} \leq 0,1 \text{ с}$), то приймаємо для захисту струмове відсічення і розраховуємо вставку:

$$I^1_{C3} = k^1 \cdot I_{PЦ, \text{НОМ}} = 7 \cdot I_{PЦ, \text{НОМ}} \geq 7 \cdot 200 = 1400 \text{ А},$$

що більше, ніж струм короткого замикання $I^{(2)}_{\text{min}} = 1000 \text{ А}$. Відсічення не спрацює. А тепловий розчіплювач автомата вимкне цей струм ушкодження через 30 с (рис. 2.4).

Висновок: даний автоматичний вимикач у конкретній електричній мережі ($I^{(2)}_{\text{min}} = 1000 \text{ А}$) не можна використовувати для захисту від струмів короткого замикання.

Приклад 2.14. Перевірка застосування автоматів А3700 і ВА5000.

Вихідні дані наведено в прикладі 2.13.

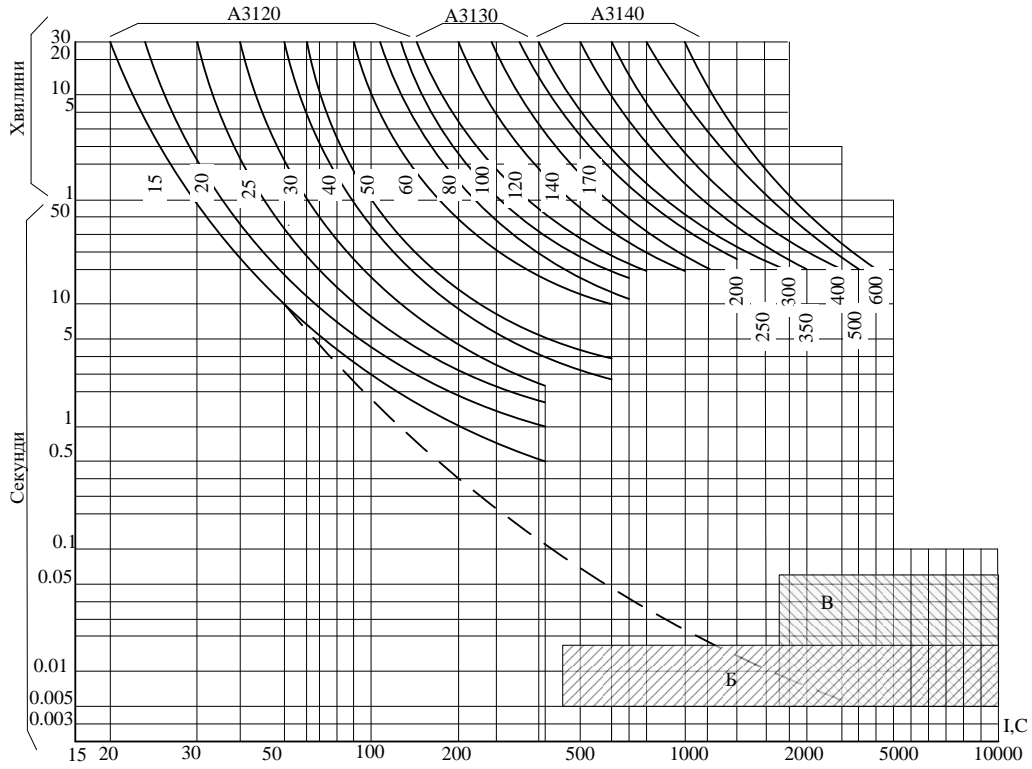
Розв'язання. Приймаємо номінальний струм розчіплювача

$$I_{PЦ, \text{НОМ}} = 1,1 \cdot 200 = 220 \text{ А}.$$

Вибираємо $I_{PЦ, \text{НОМ}} = 250 \text{ А}$. З характеристик автоматів приймаємо кратність відсічення $k^1_{C3} = 2$ і визначаємо вставку першого ступеня захисту

$$I^1_{C3} = k^1 \cdot I_{PЦ, \text{НОМ}} = 2 \cdot I_{PЦ, \text{НОМ}} \geq 2 \cdot 250 = 500 \text{ А}.$$

а)



б)

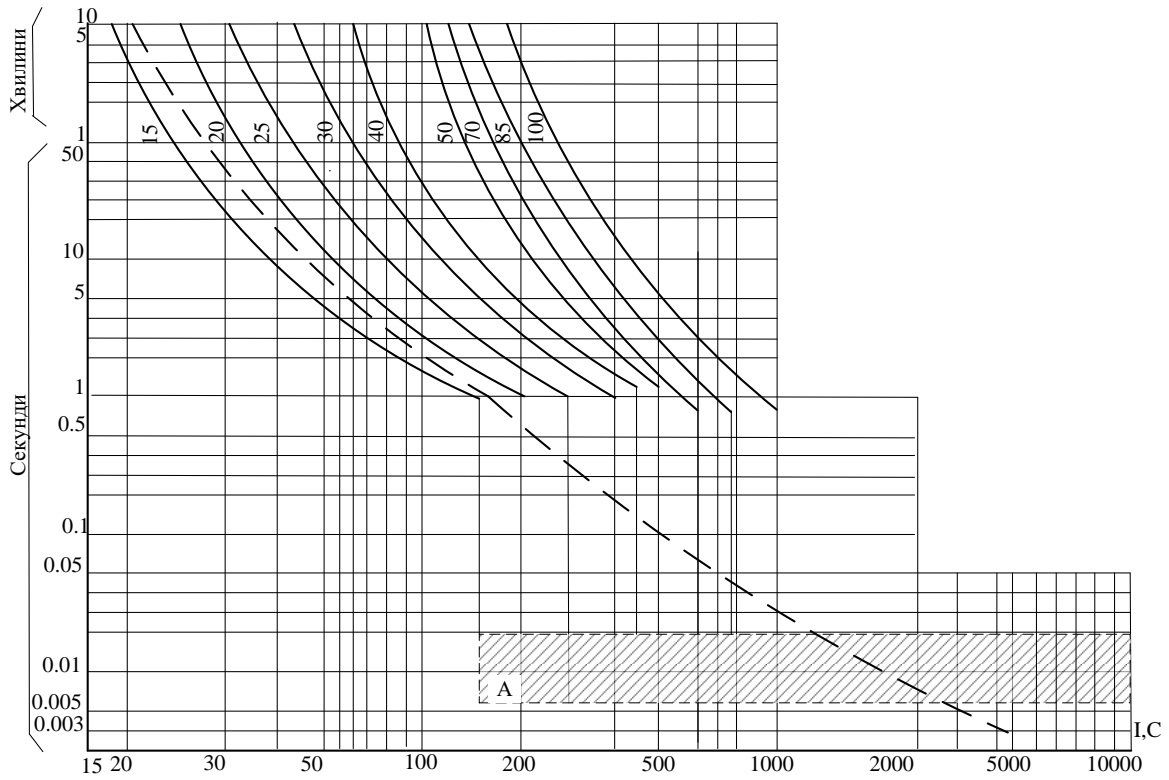


Рис. 2.4. Захисні характеристики автоматів А3100

Перевіряємо чутливість відсічення: $k^{1\text{ч}} = I^{(2)}_{\text{min}} / I^1_{\text{сз}} = 1000/500 = 2,0$.

Висновок. Можна застосувати дані автомати, у яких час спрацьовування відсічення $t^1 = 0,04$ с (рис. 2.5) менше необхідного ($t_{\text{відкл}} \leq 0,1$ с).

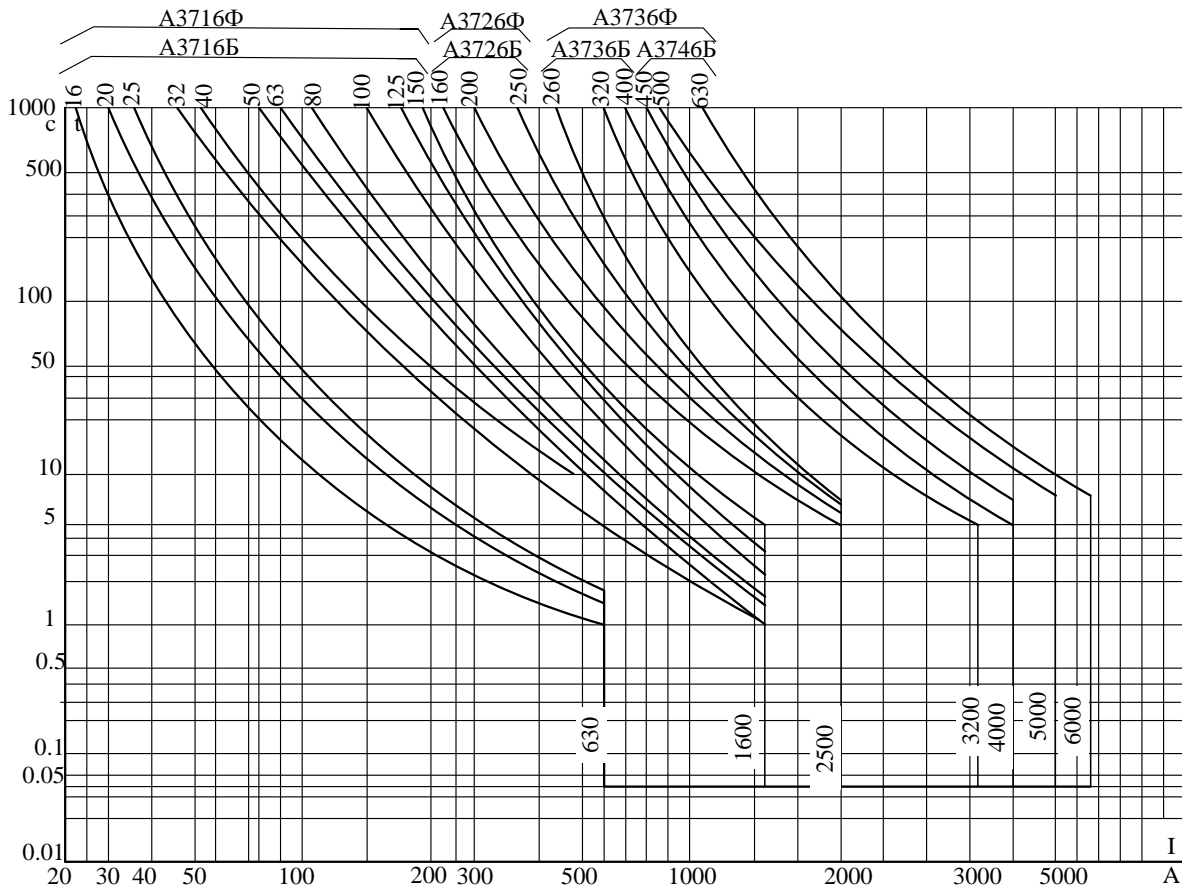


Рис. 2.5. Захисні характеристики автоматів А3100

Приклад 2.15. Вибір вставки автоматичного вимикача А3700.

Вихідні дані: $I_{\text{р.м.}} = 33$ А; $I_{\text{пер}} = 200$ А протягом 9 с.

Розв'язання. Розраховуємо третій ступінь максимального струмового захисту з витримкою часу

$$I^{111}_{\text{сз}} = k^{111} \cdot I_{\text{р.м.}} = 1,1 \cdot 33 = 36,3 \text{ А.}$$

Вибираємо А3714Б з $I_{\text{рц. ном}} = 40$ А.

Кратність перевантаження $k^{111} = 200 / 40 = 5$.

На рис. 2.6 знаходимо характеристику з кратністю $k^{111} = 5$ (вісь абсцис) і часом у незалежній частині характеристики $t^1 = 8$ с.

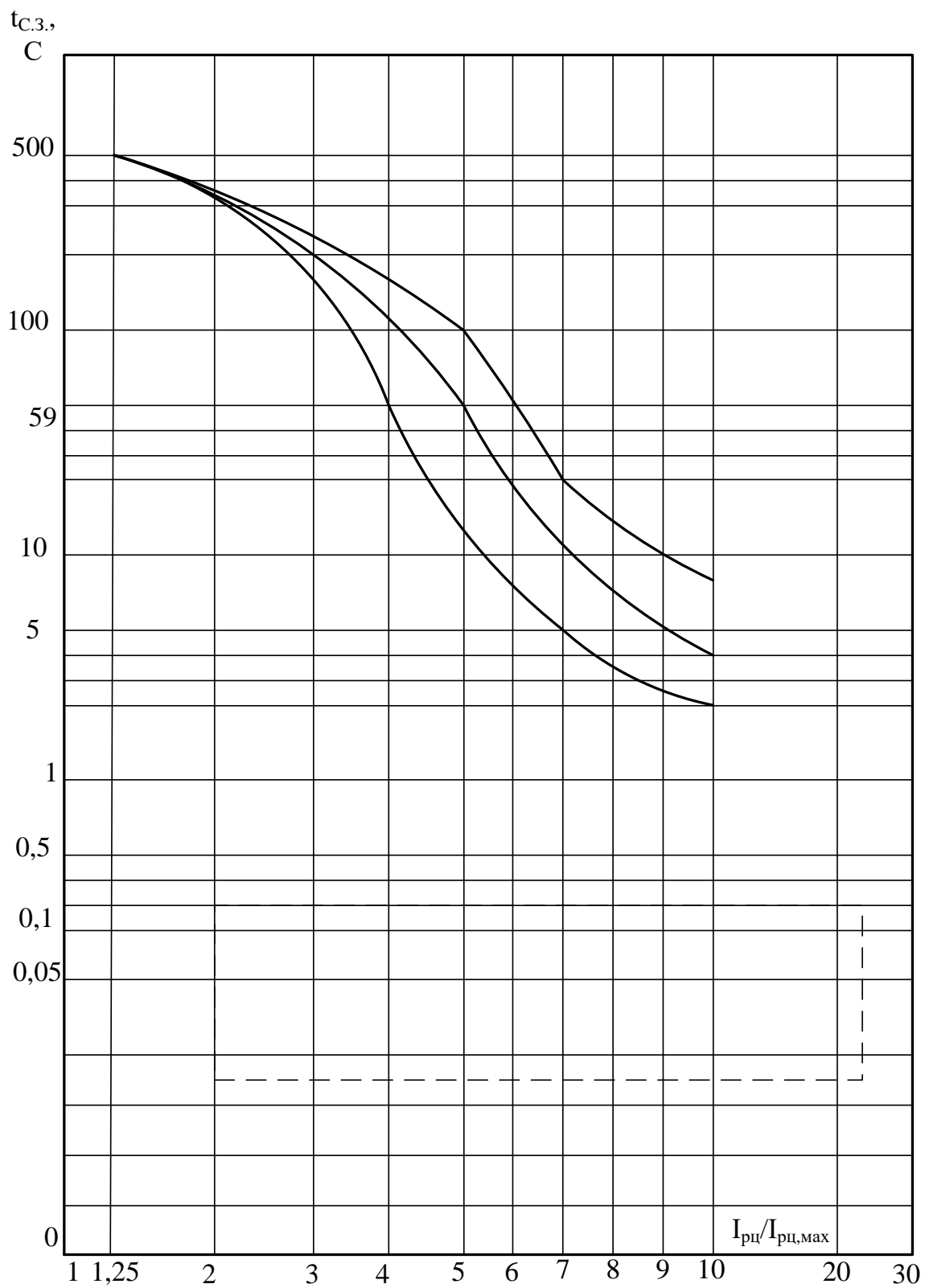


Рис. 2.6. Характеристики розчіплювача автоматичного вимикача А3700

З характеристики видно, що витримка часу захисту від перевантаження дорівнює $t^{111} = 15$ с, що більше 9 с (за умовами прикладу).

Таким чином, розчіплювач не спрацює при перевантаженні з параметрами струму до 200 А і часу до 9 с.

Приклад 2.16. Перевірка селективності автоматичних вимикачів серії А3100.

Вихідні дані. Перевірити селективність автоматичних вимикачів серії А3100 при пусках електродвигунів і зовнішніх коротких замикань.

До розподільного пристрою 0,4 кВ силового трансформатора приєднані лінія (W1) – розподільний пункт (РП1) через автомат QF1. До РП1 приєднані QF2 – електродвигун М1 ($I_{M1} = 20$ А, $k_{\Pi} = 4,5$); QF3 – лінія W2 ($I_{P.M.} = 23$ А); QF4 – електродвигун М2 ($I_{M2} = 25$ А, $k_{\Pi} = 5,0$). Струм короткого замикання на шинах РП1 дорівнює $I^{(3)}_{K-1} = 830$ А.

Розв'язання. Вибираємо номінальні струми для розчіплювача А3120:

$$QF2 - I_{P.C. \text{ ном}} = 20 \text{ А}; QF3 - I_{P.C. \text{ ном}} = 25 \text{ А}; QF4 - I_{P.C. \text{ ном}} = 30 \text{ А}.$$

Перевіряємо спрацювання QF2 при пусках М1 за захисною характеристикою (рис. 2.4) для $I_{P.C. \text{ ном}} = 20$ А.

Струм відсічення з урахуванням похибки 10 % і пускового струму

$$I^1_{C3} = 0,9 \cdot 430 = 387 \text{ А},$$

$$I_{\Pi} = k_{\Pi} \cdot I_{P.M.} = 4,5 \cdot 20 = 90 \text{ А}.$$

При пусковому струмі автомат QF2 може спрацювати через 45 с, що більше реального часу пуску. Аналогічні міркування для автомата QF4 при пуску М2. При $I_{\Pi} = k_{\Pi} \cdot I_{P.M.} = 5,0 \cdot 20 = 125$ А автомат може спрацювати через 7 с, що також більше реального часу пуску.

Вибираємо QF1 (А3120) за робочим максимальним струмом

$$I_{P.C. \text{ ном}} \geq I_{P.M.} \geq 20 + 23 + 25 \geq 68 \text{ А} = 100 \text{ А}.$$

Визначаємо струм перевантаження

$$I_{\text{ПЕР}} = 20 + 23 + 5,0 \cdot 25 = 168 \text{ А.}$$

Для автомата $QF1$ ($I_{\text{РЦ.НОМ}} = 100 \text{ А}$) струм відсічення (рис. 2.4) з урахуванням розкиду характеристики дорівнює $I_{\text{СЗ}}^1 = 0,9 \cdot 800 = 720 \text{ А}$. При струмі $I_{\text{ПЕР}} = 168 \text{ А}$ час спрацювання розчіплювача становить 4 хв, що значно більше тривалості пуску електродвигуна.

Перевіряємо селективність автоматичних вимикачів. За характеристиками (рис. 2.4) видно, що автомати $QF2$, $QF3$ і $QF4$ селективно вимикають відсіченням струм короткого замикання у своїй зоні ($I_{\text{К-1}}^{(3)} = 830 \text{ А}$) миттєво, але і наступний автомат $QF1$ також може миттєво спрацювати, що порушує принцип селективності.

Тому для автомата $QF1$ збільшуємо номінальний струм розчіплювача до $I_{\text{РЦ.НОМ}} = 140 \text{ А}$ (А3130).

Тоді для $QF1$ за захисною характеристикою $I_{\text{СЗ}}^1 = 870 \text{ А} > (I_{\text{К-1}}^{(3)} = 830 \text{ А})$. Таким чином, обраний автомат селективний, але має мертву зону в лінії $W1$ на відсіченні відносно точки $\text{К}^{(3)}-1$ на шинах РП1, хоча і вимикає це КЗ з часом $t^{11} = 30 \text{ с}$.

Приклад 2.17. Удосконалення захисту лінії.

Вихідні дані: у прикладі 2.16 автомат ($QF1 - \text{А3120}$) для лінії $W1$ вимикає КЗ в кінці лінії ($I_{\text{К-1}}^{(3)} = 830 \text{ А}$) з великим часом ($t^{11} = 30 \text{ с}$).

Розв'язання. З метою вдосконалення захисту лінії $W1$ пропонуємо застосувати селективний автоматичний вимикач типу ВА55-37 з номінальним струмом $I_{\text{РЦ.НОМ}} = 160 \text{ А}$ (табл. 2.7).

Таблиця 2.7

Параметри автомата ВА55-37

Тип	$I_{\text{РЦ.НОМ}}$, А	Регульовані вставки напівпровідникового розчіплювача		$I_{\text{СЗ}}^1$, кА
		$I_{\text{РЦ}} / I_{\text{РЦ.НОМ}}$	$k^{11} = I_{\text{СЗ}}^{11} / I_{\text{РЦ.НОМ}}$	
ВА55-37	160; 250; 400	0,63; 0,8; 1,0	2; 3; 5; 7; 10	20

Селективні автоматичні вимикачі серії ВА55-37. Напівпровідниковий розчіплювач може виконувати функції триступінчастого максимального струмового захисту з регулюваннями для параметрів:

- ✓ струм розчіплювача $I_{РЦ} = (0,63; 0,8; 1,0) I_{РЦ.НОМ}$;
- ✓ кратність струму спрацьовування відсічення $k^{1=} (2; 3; 5; 7; 10) \cdot I_{СЗ}^1 / I_{РЦ.НОМ}$;
- ✓ кратність струму спрацьовування відсічення з витримкою часу (другого ступеня) $k^{11=} (2; 3; 5; 7; 10) \cdot I_{СЗ}^{11} / I_{РЦ.НОМ}$;
- ✓ витримка часу другого ступеня $t^{11} = (0,1; 0,2; 0,3) \text{ с}$;
- ✓ витримка часу третього ступеня $t^{111} = (4; 8; 16) \text{ с}$ при струмі $6 \cdot I_{РЦ}$.

Без витримки часу автомат вимикає при струмі більше 20 кА.

Вибираємо струм розчіплювача:

$$I_{РЦ} = 0,63 \cdot I_{РЦ.НОМ} = 0,63 \cdot 160 = 100 \text{ А.}$$

На рис. 2.7 знаходимо захисну характеристику з часом третього ступеня $t_{СЗ}^{111} = 4 \text{ с}$ при $I_{РЦ} = 6 \cdot I_{РЦ}$. Тоді при струмі перевантаження $I_{ПЕР} = 168 \text{ А}$ ($1,7 I_{РЦ.НОМ}$) захист спрацює через 30 с, що більше пуску електродвигуна М2.

Вибираємо параметр спрацьовування для другого ступеня (відсічення з витримкою часу):

$$I_{СЗ}^{11} = k_{ОТС} \cdot I_{ПРЕД, \max}^1 = k_{ОТС} \cdot I_{СЗ, QF4}^1 = 1,5 \cdot 430 = 645 \text{ А.}$$

За розрахунком кратність $k^{11} = I_{СЗ}^{11} / I_{РЦ} = 645 / 100 = 6,45$.

Перевіряємо чутливість захисту:

$$k^{11ч} = I_{К-1} / I_{СЗ}^{11} = 830 / 700 = 1,19.$$

Висновок. Удосконалення захисту лінії W1 за допомогою автомата серії ВА55-37 дозволяє захисту за другого ступеня (струмового відсічення з витримкою часу) вимикати КЗ в точці К-1 з часом $t_{СЗ}^{11} + t_{ОТК, QF} = 0,35 \text{ с}$.

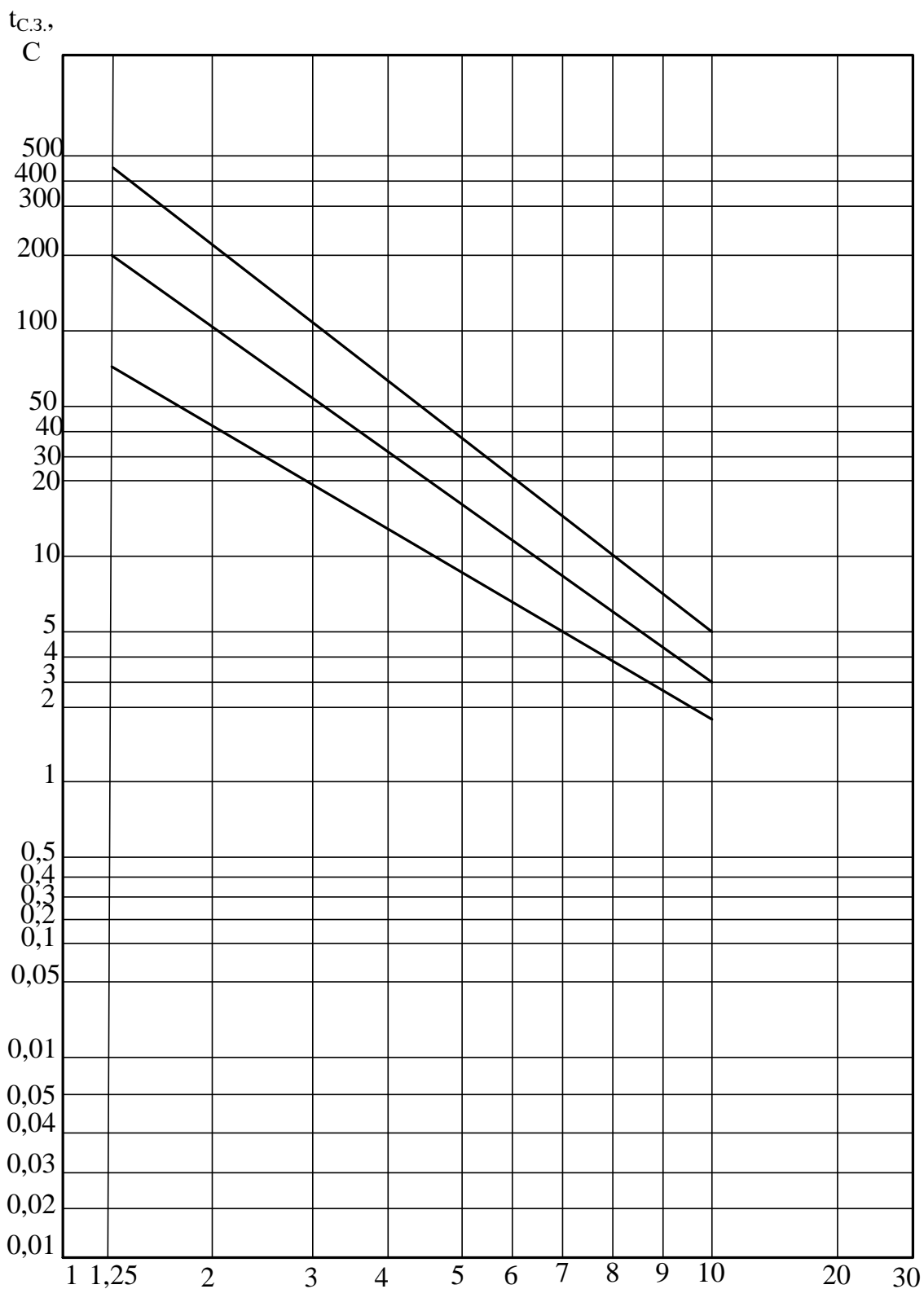


Рис. 2.7. Захисні характеристики автоматів серії ВА5000

Приклад 2.18. Вибір автоматичних вимикачів і запобіжників з урахуванням їхньої похибки.

Вихідні дані. Вибрати автоматичні вимикачі, запобіжники з урахуванням їхньої похибки, яка дорівнює 15 %. Лінія W (0,4 кВ) з запобіжником F (РП1) живить РП2 з двома електродвигунами (М1, $QF1$: $I_{P.M.1} = 75$ А, $k_{П} = 6$; М2, $QF2$: $I_{P.M.1} = 90$ А, $k_{П} = 5,0$). Величина струму короткого замикання на шинах РП2 дорівнює $I^{(3)}_{K-1} = 1800$ А. Коефіцієнт перевантаження для лінії $k_{ПЕР} = 2,0$, коефіцієнт відбудови $k_{П} = 1,2$.

Розв'язання. Розглянемо застосування запобіжника ПН-2 і автоматичних вимикачів А3100, А3700 та ВА5000.

Вибираємо номінальні струми для розчіплювача автоматів:

$$I_{PЦ, НОМ, QF1} \geq I_{P.M.1} \geq 75 = 80 \text{ А};$$

$$I_{PЦ, НОМ, QF2} \geq I_{P.M.2} \geq 90 = 100 \text{ А}.$$

Для обраних автоматів вставка струмового відсічення в зоні дії захисту менше струму КЗ ($I^{(3)}_{K-1} = 1800$ А), що задовольняє вимоги селективності А3120 ($I^1_{C3} = 700$ А), А3716Б ($I^1_{C3} = 1600$ А) і ВА5Г31 ($I^1_{C3} = 1400$ А).

Приймаємо вставки для другого ступеня

$$k^{11}_{C3} = 7; I^{11}_{C3} = 700 \text{ А}; t^{11}_{C3} = 0,3 \text{ с}.$$

Для запобіжника F розраховуємо максимальний робочий струм $I_{P.M.}$, струм короткочасного перевантаження $I_{ПЕР}$ з урахуванням пуску найпотужнішого електродвигуна, а потім вибираємо плавку вставку:

$$I_{P.M., W} = 75 + 90 = 165 \text{ А}, I_{ПЕР} = 75 + 5,0 \cdot 90 = 525 \text{ А};$$

$$I_F \geq k_{ОТС} \cdot I_{P.M., W} \geq 1,2 \cdot 165 = 198 \text{ А}; I_F \geq I_{ПЕР} / k_{ПЕР} = 525 / 2,0 = 262 \text{ А}.$$

Вибираємо для запобіжника типу ПН-2 плавку вставку $I_{ВС, НОМ} = 315$ А і за захисною характеристикою (рис. 2.2) знаходимо, що при струмі КЗ в кінці лінії, що захищається W ($I^{(3)}_{K-1} = 1800$ А), плавка вставка перегорить за 5 с.

Перевіряємо селективність дії автоматичних вимикачів за струмом короткого замикання в місці їх встановлення ($I^{(3)}_{K-1} = 1800$ А) з урахуванням 15-відсоткової похибки для вставок першого ступеня.

Автоматичний вимикач АЗ716Б

$I_{C3, П}^1 = 1,15 \cdot I_{C3}^1 = 1,15 \cdot 1600 = 1840 \text{ А} > (I_{К-1}^{(3)} = 1800 \text{ А})$,
тобто при даному КЗ відсічення автомата може не спрацювати, а плавка вставка запобіжника F перегорить через 5 с.

Висновок: відмовляємося від цього автомата.

Автоматичний вимикач ВА5Г31

$I_{C3, П}^1 = 1,15 \cdot I_{C3}^1 = 1,15 \cdot 1400 = 1610 \text{ А} < (I_{К-1}^{(3)} = 1800 \text{ А})$.
Чутливість маленька $k_{ч}^1 = I_{К-1}^{(3)} / I_{C3, П}^1 = 1800 / 1610 = 1,1$.

Висновок: відмовляємося від цього автомата.

Автоматичний вимикач АЗ120

$I_{C3, П}^1 = 1,15 \cdot I_{C3}^1 = 1,15 \cdot 700 = 805 \text{ А} < (I_{К-1}^{(3)} = 1800 \text{ А})$.
Чутливість $k_{ч}^1 = I_{К-1}^{(3)} / I_{C3, П}^1 = 1800 / 805 = 2,23 > 2$, час спрацювання даного автомата при струмі 1 800 А дорівнює 0,02 с.

Висновок: вибираємо АЗ120 для автоматичних вимикачів $QF1$ і $QF2$.

Перевіряємо відбудову відсічення $QF1$ від пуску електродвигуна М1:

$(I_{C3}^1 = 700 \text{ А}) > (k_{отс} \cdot k_{п} \cdot I_{р.м.1} = 1,2 \cdot 6 \cdot 75 = 540 \text{ А})$ – умова виконується.

Перевіряємо відбудову відсічення $QF2$ від пуску електродвигуна М2:

$(I_{C3}^1 = 700 \text{ А}) > (k_{отс} \cdot k_{п} \cdot I_{р.м.1} = 1,2 \cdot 5,0 \cdot 90 = 540)$ – умова виконується.

Приклад 2.19. Дослідження впливу опорів шин і апаратури на струми КЗ.

Вихідні дані. Розглядається КТП 6/0,4 кВ з трансформатором потужністю 400 кВА. Введення на розподільний пристрій від трансформатора здійснюється шинами (50×5, $l = 15$ м) через рубильник S (100 А). До РП 0,4 кВ приєднані дві лінії. Лінія $W1$ – алюмінієва кабельна (200 м), перерізом s (3×70 + 1×35). Лінія $W2$ – повітряна (200 м), виконана алюмінієвими проводами перерізом s (3×70 + 1×35) і з'єднана зі РП 0,4 кВ алюмінієвим кабелем $W3$ (20 м) перерізом s (3×70+1×35). Для захисту ліній $W1$ і $W2$ встановлені

трансформатори струму $TA1$, $TA2$ й автоматичні вимикачі $QF1$, $QF2$. Дані для опорів наведені в табл. 2.8.

Таблиця 2.8

Опори елементів схеми

Позначення	Шина (Ш), мОм/м	Рубильник (S), мОм	Автомат (QF), мОм	Трансформатор струму (TA), мОм	Кабельна лінія (W1, W3), Ом/м	Повітряна лінія (W2), Ом/м
r	0,142	0,08	0,96	0,19	0,443	0,412
X	0,2	–	0,28	0,17	0,08	0,33

Розв'язання. Розраховуємо опори елементів схеми.

Шини $r_{Ш} = r_{п} \cdot l = 0,142 \cdot 15 = 2,12$ мОм, $X_{Ш} = X_{п} \cdot l = 0,2 \cdot 15 = 3$ мОм. Рубильник $r_S = 0,08$. Контакти й обмотка розчіплювача автоматичного вимикача $r_{QF} = 0,96$ мОм, $X_{QF1} = 0,28$. Первинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму $r_{TA} = 0,19$ мОм, $X_{QF1} = 0,17$. Силовий трансформатор $r_T = 5,55$ мОм, $X_T = 17,1$ мОм. Кабельні лінії $X_{W1} = 80 \cdot 0,2 = 16$ мОм, $r_{W1} = 443 \cdot 0,2 = 88,6$ мОм, $r_{W5} = 443 \cdot 0,02 = 8,86$ мОм, $X_{W5} = 80 \cdot 0,02 = 1,6$ мОм. Повітряна лінія $r_{W3} = 412 \cdot 0,2 = 82,4$ мОм, $X_{W3} = 330 \cdot 0,2 = 66$ мОм.

Визначаємо струм короткого замикання в кінці повітряної лінії $W2$ з урахуванням кабельної вставки $W3$ та опорів комутаційної апаратури:

$$I^{(3)}_{K-3, y} = 231 \cdot 10^3 / [(5,55+2,12+0,08+0,96+0,19+82,4+8,86)^2 + (17,1 + 3 + 0,28 + 0,17 + 66 + 1,6)^2]^{1/2} = 1733 \text{ А.}$$

Якщо знехтувати опорами шин і апаратури рубильника, вимірювального трансформатора струму й автоматичного вимикача, то струм КЗ дорівнює

$$I^{(3)}_{K-3} = 231 \cdot 10^3 / [(5,55+82,4+8,86)^2 + (17,1+ 66 + 1,6)^2]^{1/2} = 1797,5 \text{ А.}$$

Різниця між струмами $[(1797,5 - 1733) \cdot 100 / 1733 = 3,7 \text{ \%}]$ маленька.

Визначаємо струм короткого замикання в кінці повітряної лінії W1 з урахуванням опорів комутаційної апаратури:

$$I^{(3)}_{K-4, y} = 231 \cdot 10^3 / [(5,55+2,12+0,08+0,96+0,19+88,6)^2 + (17,1 + 3 + 0,28 + 0,17 + 16)^2]^{1/2} = 2220,5 \text{ А.}$$

Якщо знехтувати опорами шин і апаратури рубильника, вимірювального трансформатора струму й автоматичного вимикача, то струм КЗ дорівнює

$$I^{(3)}_{K-4} = 231 \cdot 10^3 / [(5,55+88,6)^2 + (17,1+16)^2]^{1/2} = 2316,8 \text{ А.}$$

Різниця між струмами $[(2316,8 - 2220,5) \cdot 100 / 2220,5 = 4,3 \%$ маленька.

Різниця між струмами короткого замикання для кабельної W1 і повітряної W2 ліній $[(2220,5 - 1733) \cdot 100 / 1733 = 28,1\%]$ велика.

Висновки:

1. При КЗ за кабельною лінією струм значно більше, ніж струм за повітряною лінією за рахунок збільшеного погонного опору для повітряної лінії.

2. Опори шин, апаратури, рубильника, вимірювального трансформатора струму й автоматичного вимикача для віддалених КЗ можна не враховувати.

Приклад 2.20. Дослідження впливу опору лінії живлення на значення струмів КЗ.

Вихідні дані. Продовження прикладу 2.19 з урахуванням приєднання силового трансформатора до ПЛ напругою 6 кВ, типу А-35, довжиною 10 км з параметрами ($r_{Л,6} = 8,3 \text{ Ом}$, $X_{Л,6} = 3,77 \text{ Ом}$).

Розв'язання. Розраховуємо опір лінії, приведені до напруги 0,4 кВ:

$$r_{л} = r_{л,6} \cdot U_{нн}^2 / U_{вн}^2 = 8,3 \cdot 0,4^2 / 6^2 = 0,037 \text{ Ом} = 37 \text{ мОм};$$
$$X_{л} = X_{л,6} \cdot U_{нн}^2 / U_{вн}^2 = 3,77 \cdot 0,4^2 / 6^2 = 0,0168 \text{ Ом} = 16,8 \text{ мОм}.$$

Визначаємо струм короткого замикання в кінці повітряної лінії W2 з урахуванням кабельної вставки W3 і опорів комутаційної апаратури

$$I^{(3)}_{К-3,У} = 231 \cdot 10^3 / [(100,16 + 37)^2 + (88,15 + 16,8)^2]^{1/2} = 1338,8 \text{ А.}$$

Різниця між струмами КЗ $[(1733 - 1338,8) \cdot 100 / 1338,8 = 29,4 \text{ \%}]$ велика.

Розглянемо, як це впливає на розрахунки чутливості захисту в мережах 0,4 кВ.

Згідно з вимогами ПУЕ коефіцієнт чутливості для захистів запобіжниками й автоматичними вимикачами з залежними витримками часу має бути $k_{ч} \geq 3$ (тому похибка на 10–15 % допустима).

Для автоматичних вимикачів з миттєвими розчіплювачами коефіцієнт чутливості повинен бути $k_{ч} \geq 1,1$ (тому похибка на 10–15 % не допустима).

Порівняємо розрахункову чутливість першого ступеня захисту зі вставкою $I^1_{СЗ} = 1500 \text{ А}$.

Без урахування живильної лінії

$$k_{ч} = I^{(3)} / I^1_{СЗ} = 1733 / 1500 = 1,15 \text{ (захист чутливий).}$$

Розрахунок з урахуванням лінії живлення:

$$k_{ч} = I^{(3)} / I^1_{СЗ} = 1339 / 1500 = 0,89 \text{ (захист нечутливий).}$$

Висновок. Опори живильних високовольтних ліній треба враховувати в розрахунках вставок миттєвих захистів.

Приклад 2.21. Дослідження впливу схем з'єднання обмоток силових трансформаторів на струми однофазних КЗ.

Вихідні дані. Розглядаються знижувальні силові трансформатори 6-10/0,4 кВ, що мають дві схеми з'єднання обмоток.

Варіант 1: трикутник-зірка з виведеною заземленою нейтраллю (Д/ У_Н).

Варіант 2: зірка-зірка з виведеною заземленою нейтраллю (У/ У_Н).

Дані за струмами трифазних КЗ наведені в прикладі 2.19.

Розв'язання. У табл. 2.9 наведено необхідні параметри досліджуваних трансформаторів.

Таблиця 2.9

Опори трансформаторів (для напруги 0,4 кВ)

Схема з'єднання обмоток трансформатора	S_T , кВА	P_K , кВт	U_K , %	r_T , мОм	X_T , мОм	Z_T , мОм	$Z_T^{(1)}$, мОм
T1: Д/ У _Н	400	5,9	4,5	5,9	17,0	18,0	56,0
T2: У/ У _Н	400	5,5	4,5	5,55	17,1	18,0	195

Для розрахунків струму однофазного короткого замикання рекомендуємо формулу з арифметичним складанням повних опорів

$$I^{(1)}_K = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_T / 3 + Z_{\Pi}),$$

де $Z^{(1)}_T$ – повний опір трансформатора для струмів однофазного короткого замикання (залежить від схеми з'єднання обмоток, (табл. 2.9));

Z_{Π} – повний опір петлі короткого замикання.

Для двох варіантів опір петлі фаза – нуль повітряної лінії W2 при максимальній відстані між фазою і нулем 1 м дорівнює

$$Z_{\Pi, W2} = Z_{\Pi, \Pi} \cdot l = 1,82 \cdot 0,2 = 0,364 \text{ Ом.}$$

Опір чотирижильного кабелю з урахуванням алюмінієвої оболонки

$$Z_{\Pi, W1} = Z_{\Pi, \Pi} \cdot l = 0,87 \cdot 0,2 = 0,174 \text{ Ом.}$$

Опір петлі фаза – нуль кабельної лінії W1 з використанням алюмінієвої оболонки як нульового проводу

$$Z_{\Pi, W1} = Z_{\Pi, \Pi} \cdot l = 1,07 \cdot 0,2 = 0,214 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо струм однофазного КЗ в кінці повітряної лінії (точка К-3) для першого варіанта (Д/ У_Н):

$$I^{(1)}_{K-3} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_T / 3 + Z_{\Pi}) = 231,2 / (0,056 / 3 + 0,364) = 605 \text{ А.}$$

Порівнюємо з трифазним КЗ ($I^{(3)}_{K-3} = 1797,5$, див. приклад 2.19). Різке зменшення струму однофазного КЗ викликано активним опором нульового проводу і збільшенням індуктивного опору петлі порівняно з опором фази.

Розраховуємо струм однофазного КЗ в кінці чотирижильної кабельної лінії (точка К-4) для першого варіанта (Д/ У_Н):

$$I^{(1)}_{К-4} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_{Т} / 3 + Z_{\Pi}) = 231,2 / (0,056 / 3 + 0,174) = 1204 \text{ А.}$$

Струм однофазного КЗ в кабельній лінії (1204 А) збільшився порівняно з повітряною лінією (605 А) за рахунок дуже малого індуктивного опору кабелю.

Струм однофазного КЗ в кінці трижильної кабельної лінії (точка К-4) для першого варіанта (Д/ У_Н)

$$I^{(1)}_{К-4,3} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_{Т} / 3 + Z_{\Pi}) = 231,2 / (0,056 / 3 + 0,214) = 996 \text{ А.}$$

Струм однофазного КЗ (996 А) зменшився порівняно з чотирижильною кабельною лінією (1204 А), оскільки активний опір однієї алюмінієвої оболонки трижильного кабелю більше сумарного активного опору четвертої жили й алюмінієвої оболонки живильного чотирижильного кабелю.

Розраховуємо струми однофазного КЗ для другого варіанта (У/У_Н):

$$I^{(1)}_{К-3} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_{Т} / 3 + Z_{\Pi}) = 231,2 / (0,195 / 3 + 0,364) = 539 \text{ А.}$$

Порівняно з першим варіантом – менше на 11 %.

$$I^{(1)}_{К-4} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_{Т} / 3 + Z_{\Pi}) = 231,2 / (0,195 / 3 + 0,174) = 967 \text{ А.}$$

Порівняно з першим варіантом - менше на 20 %.

$$I^{(1)}_{К-4,3} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_{Т} / 3 + Z_{\Pi}) = 231,2 / (0,195 / 3 + 0,214) = 829 \text{ А.}$$

Порівняно з першим варіантом - менше на 17 %.

Висновок. Опір струмам однофазного КЗ для трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток У/У_Н в (195 мОм / 56 мОм = 3,5) у 3,5 разу вище опору для трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток Д/У_Н, що значно зменшує струм однофазного КЗ. Дану обставину слід враховувати в розрахунках вставок захистів при замінах трансформаторів з різними схемами з'єднання обмоток.

Питання для самоконтролю

1. Які особливості мають розрахунки струмів короткого замикання і захистів у мережах напругою до 1 кВ?
2. Напишіть формули розрахунків різних видів короткого замикання в мережах до 1 кВ.
3. Поясніть умови вибору запобіжників.
4. Поясніть умови вибору автоматичних вимикачів.
5. Як впливають пуски електродвигунів на умови вибору запобіжників?
6. Назвіть основні терміни параметрів спрацьовування автоматичних вимикачів.
7. Як виконується вибір запобіжника за перерізом?
8. Як виконується вибір запобіжника за мінімальним струмом короткого замикання?
9. Як виконується вибір запобіжника за параметрами попереднього запобіжника?
10. Як виконується вибір струму спрацьовування струмового відсічення для автоматичних вимикачів 0,4 кВ?
11. Як виконується вибір струму спрацьовування третього ступеня максимального струмового захисту з витримкою часу для автоматичних вимикачів 0,4 кВ?
12. Поясніть перевірку селективності автоматичних вимикачів серії АЗ100.
13. Що дає застосування селективного автоматичного вимикача?
14. Як виконується вибір автоматичних вимикачів і запобіжників з урахуванням їхньої похибки?
15. Як впливають схеми з'єднання обмоток силових трансформаторів на струми однофазних КЗ?

Розділ 3 ЗАХИСТ ЛІНІЙ

3.1. Загальні вимоги до захисту ліній

Повітряні й кабельні ЛЕП, маючи велику довжину, зазнають пошкоджень більше, ніж інше обладнання. Особливо це стосується повітряних ліній. Тому для швидкого вимкнення вони мають бути обладнані релейним захистом. При цьому захист від замикань на землю в мережах із заземленою нейтраллю трансформаторів із великими струмами замикання має діяти на вимкнення, а в мережах з ізольованою нейтраллю – на сигнал або вимкнення, оскільки замикання на землю однієї фази в мережі з ізольованою нейтраллю не порушує роботи споживачів. Захисти ліній відрізняються різноманіттям і визначаються переважно схемою роботи ліній, напругою мережі і відповідальністю споживачів, що живляться. Згідно з роботами [1, 2, 18–20] для ліній у мережах 3–10 кВ з ізольованою нейтраллю (у тому числі і з нейтраллю, заземленою через дугогасильний реактор) мають бути передбачені пристрої релейного захисту від багатofазних замикань і однофазних замикань на землю.

Захист від багатofазних замикань слід передбачати у двофазному виконанні і вмикати в одні й ті самі фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю тільки одного місця пошкодження. Захист має бути виконаний одно-, дво- чи трирелейним залежно від вимог чутливості і надійності.

На одиничних лініях з однобічним живленням від багатofазних замикань має встановлюватися, як правило, двоступінчастий струмовий захист, перший ступінь якого виконано у вигляді струмового відсічення, а другий – у вигляді максимального струмового захисту з незалежною чи залежною характеристикою витримки часу.

На нереактованих кабельних лініях з однобічним живленням, що відходять від шин електростанцій, струмові відсічення мають бути виконані без витримки часу і зона їхньої дії має бути визначена з умови вимкнення КЗ, що супроводжуються залишковою напругою на шинах вказаних

електростанцій нижче 0,5–0,6 номінальної. Для виконання вказаної умови допускається виконувати неселективний захист у поєднанні з пристроями АПВ чи АВР, що виправляють повністю або частково неселективну дію захисту.

Допускається встановлювати вказані відсічення також на лініях, що відходять від шин підстанцій і живлять великі синхронні електродвигуни.

На лініях, вимикачі яких не розраховані на вимкнення КЗ до реактора, струмові відсічення не допускаються. На одиничних лініях із двобічним живленням за наявності чи відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, рекомендується застосовувати ті самі захисти, що й на одиничних лініях з однобічним живленням, виконуючи їх за необхідності спрямованими. З метою спрощення захистів і забезпечення їхньої селективної дії допускається застосовувати автоматичний поділ мережі на радіальні ділянки в момент виникнення пошкодження з наступним автоматичним її відновленням. Якщо неспрямований чи спрямований струмовий ступінчастий захист не забезпечує потрібних швидкодії та селективності, допускається передбачати такі захисти:

- 1) дистанційний захист у найпростішому виконанні;
- 2) поперечний диференційний струмовий захист (для здвоєних кабельних ліній);
- 3) поздовжній диференційний струмовий захист для коротких ділянок ліній; за необхідності прокладання спеціального кабелю тільки для поздовжнього диференційного захисту довжина його має бути менше 3 км.

Для вказаних захистів як резервний слід передбачати струмовий захист. Захист від однофазних замикань на землю має бути виконаний у вигляді:

- селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрямок), який діє на сигнал;
- селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрямок), який діє на вимкнення, коли це необхідно за вимогами безпеки; захист має бути встановлений на живильних елементах у всій електрично пов'язаній мережі;

- пристроїв контролю ізоляції; при цьому відшукування пошкодженого елемента має здійснюватися спеціальними пристроями; допускається відшукування пошкодженого елемента почерговим вимкненням приєднань.

Захист від однофазних замикань на землю має бути виконаний, як правило, з використанням трансформаторів струму нульової послідовності. Він повинен реагувати на замикання на землю, допускається також застосування пристроїв, які реєструють короточасні замикання, без забезпечення повторності дії.

Захист від однофазних замикань на землю, що діє на вимкнення без витримки часу за вимогами безпеки, має вимикати тільки елемент, що живить пошкоджену ділянку; при цьому як резервний має бути передбачений захист, що виконується у вигляді захисту нульової послідовності з витримкою часу близько 0,5 с, який діє на вимкнення всієї електрично пов'язаної мережі – системи (секції) шин або живильних трансформатора.

Для ліній 20 і 35 кВ з ізолюваною нейтраллю мають бути передбачені пристрої релейного захисту від багатофазних замикань і однофазних замикань на землю. Захист від багатофазних замикань слід передбачати у двофазному дворелейному виконанні і вмикати в одні й ті самі фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю тільки одного місця пошкодження. З метою підвищення чутливості до пошкоджень після трансформаторів із з'єднанням обмоток зірка-трикутник допускається виконання трирелейного захисту.

Захист від однофазних замикань на землю слід виконувати, як правило, з дією на сигнал. Для здійснення захисту допускається використовувати пристрій контролю ізоляції. При виборі типу основного захисту слід враховувати вимоги забезпечення стійкості роботи енергосистеми і надійної роботи споживача аналогічно тому, як це враховується для захисту ліній напругою 110 кВ.

На одиничних лініях з однобічним живленням від багатофазних замикань мають бути встановлені переважно ступінчасті захисти струму або ступінчасті захисти струму й напруги, а якщо такі захисти не відповідають вимогам чутливості

чи швидкості вимкнення пошкодження, наприклад на головних ділянках, – дистанційний ступінчастий захист переважно з пуском за струмом. В останньому випадку як додатковий захист рекомендується використовувати струмове відсічення без витримки часу.

Для ліній, що складаються з кількох послідовних ділянок, із метою спрощення допускається використання неселективних ступінчастих захистів струму й напруги в поєднанні з пристроями почергового АПВ. На одиничних лініях, що мають живлення з двох чи більше боків (останнє – на лініях із відводами), як за наявності, так і відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, рекомендується застосовувати ті самі захисти, що й на одиничних лініях з однобічним живленням, виконуючи їх за необхідності спрямованими, а дистанційні – з пуском від реле опору. При цьому допускається неселективне вимкнення суміжних елементів при КЗ у «мертвій» зоні за напругою реле напрямку потужності, коли струмове відсічення, яке використовується як додатковий захист, не встановлюється, наприклад, через недостатню його чутливість. Захист встановлюється, як правило, тільки з тих боків, звідки може бути подане живлення. На коротких одиничних лініях з однобічним живленням, коли це вимагається за умовою швидкості дії, допускається застосування поздовжнього диференційного захисту як основного. При цьому довжина кабелю, що прокладають спеціально для цього захисту, не має перевищувати 4 км. Для контролю справності допоміжних проводів захисту слід передбачати спеціальні пристрої. На додаток до поздовжнього диференційного захисту як резервного має бути застосований один із захистів (ступінчастий захист за струмом чи дистанційний ступінчастий захист).

На паралельних лініях, що мають живлення з двох чи більше боків, а також на живильному кінці паралельних ліній з однобічним живленням можуть бути використані ті самі захисти, що й на відповідних одиничних лініях. Для прискорення вимкнення пошкодження, особливо при використанні струмових ступінчастих захистів або ступінчастих захистів струму й напруги, на лініях із двобічним живленням може бути

застосований додатковий захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії. Цей захист може бути виконаний у вигляді окремого поперечного струмового спрямованого захисту чи тільки у вигляді кола прискорення встановлених захистів (максимального струмового, дистанційного) з контролем напрямку потужності в паралельній лінії. На приймальному кінці двох паралельних ліній з однобічним живленням, як правило, має бути використаний поперечний диференційний спрямований захист. Якщо захист не відповідає вимогам швидкодії, а захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії не застосований чи небажаний, як основний захист (при роботі двох паралельних ліній) на двох паралельних лініях із двобічним живленням і на живильному кінці двох паралельних ліній з однобічним живленням слід застосовувати поперечний диференційний спрямований захист. В окремих випадках на коротких паралельних лініях допускається застосування поздовжнього диференційного захисту.

Для ліній у 110–500 кВ з ефективно заземленою нейтраллю мають бути передбачені пристрої релейного захисту від багатофазних замикань і замикань на землю. Захисти мають бути обладнані пристроями, які блокують їхню дію при хитаннях, якщо в мережі можливі хитання або асинхронний хід, при яких можливі надлишкові спрацьовування захисту. Допускається виконання захисту без блокувальних пристроїв, якщо він відбудований від хитань за часом (близько 1,5–2 с). Для ліній 330 кВ і вище як основний має бути передбачений захист, який діє без уповільнення при КЗ у будь-якій точці ділянки, що захищається. Для ліній напругою 110–220 кВ питання про тип основного захисту, у тому числі про необхідність застосування захисту, що діє без уповільнення при КЗ у будь-якій точці ділянки, що захищається, має вирішуватися в першу чергу з урахуванням вимог збереження стійкості роботи енергосистеми. При цьому, якщо за розрахунками стійкості роботи енергосистеми не висуваються інші, більш жорсткі, вимоги, може бути прийнято, що вказана вимога, як правило, задовольняється, коли трифазні КЗ, при яких залишкова напруга на шинах електростанцій і підстанцій нижче $0,6\text{--}0,7 U_{\text{ном}}$, вимикаються без витримки часу. Менше значення остаточної напруги ($0,6 U_{\text{ном}}$)

може бути допущено для ліній 110 кВ, менш відповідальних ліній 220 кВ (у сильно розгалужених мережах, де живлення споживачів надійно забезпечується з декількох боків), а також для більш відповідальних ліній 220 кВ у випадках, коли КЗ, що розглядається, не призводить до значного скидання навантаження.

При виборі типу захистів, що встановлюються на лініях 110–220 кВ, крім вимог зберігання стійкості роботи енергосистеми, має бути враховане таке:

1) на лініях 110 кВ і вище, що відходять від АЕС, а також на всіх елементах мережі, що прилягає, на яких при багатofазних КЗ залишкова напруга прямої послідовності на боці вищої напруги блоків АЕС може знижуватися більш ніж до 0,45 номінальної, слід забезпечувати резервування швидкодіючих захистів із витримкою часу, яка не перевищує 1,5 с з урахуванням дії ПРВВ;

2) пошкодження, вимкнення яких із витримкою часу може призвести до порушення роботи відповідальних споживачів, має вимикатися без витримки часу (наприклад пошкодження, при яких залишкова напруга на шинах електростанцій і підстанцій буде нижче $0,6 U_{ном}$, якщо вимкнення їх із витримкою часу може призвести до саморозвантаження внаслідок лавини напруги, чи пошкодження із залишковою напругою $0,6 U_{ном}$ і більше, якщо вимкнення їх із витримкою часу може призвести до порушення технології);

3) за необхідності здійснення швидкодіючого АПВ на лінії має бути встановлений швидкодіючий захист, що забезпечує вимкнення пошкодженої лінії без витримки часу з обох боків;

4) при вимкненні з витримкою часу пошкоджень із струмами, що в кілька разів перевищують номінальний, можливий недопустимий перегрів провідників.

Допускається застосування швидкодіючих захистів у складних мережах і за відсутності викладених вище умов, якщо це необхідно для забезпечення селективності.

При оцінюванні забезпечення вимог стійкості, виходячи зі значень залишкової напруги, слід керуватися так:

✓ для одиничного зв'язку між електростанціями або енергосистемами залишкова напруга має бути перевірена на

шинах підстанцій та електростанцій, що входять до даного зв'язку, при КЗ на лініях, що відходять від цих шин, крім ліній, що утворюють зв'язок; для одиночного зв'язку, що містить частину ділянок із паралельними лініями, – також при КЗ на кожній із цих паралельних ліній;

✓ за наявності кількох зв'язків між електростанціями або енергосистемами значення залишкової напруги має бути перевірене на шинах тільки тих підстанцій чи електростанцій, де з'єднуються ці зв'язки, при КЗ на зв'язках і на інших лініях, що живляться від цих шин, а також на лініях, що живляться від шин підстанцій зв'язків;

✓ залишкова напруга має бути перевірена при КЗ в кінці зони, яка охоплюється першим ступенем захисту в режимі каскадного вимкнення пошкодження, тобто після вимкнення вимикача з протилежного кінця лінії захистом без витримки часу.

На одиночних лініях з однобічним живленням від багатофазних замикань слід встановлювати ступінчасті струмові захисти або ступінчасті захисти струму й напруги.

Якщо такі захисти не відповідають вимогам чутливості чи швидкості вимкнення пошкодження, то має бути передбачений ступінчастий дистанційний захист. В останньому випадку як додатковий захист рекомендується використовувати струмове відсічення без витримки часу.

Від замикань на землю має бути передбачений ступінчастий струмовий направлений чи ненаправлений захист нульової послідовності. Захист має бути встановлений тільки з тих боків, звідки може бути подане живлення.

Для ліній, які складаються з кількох послідовних ділянок, із метою спрощення допускається використання неселективних ступінчастих захистів струму й напруги (від багатофазних замикань) і ступінчастих струмових захистів нульової послідовності (від замикань на землю) в поєднанні з пристроями почергового АПВ.

На одиночних лініях, що мають живлення з двох чи більше боків (останнє – на лініях із відгалуженнями), як за наявності, так і відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, від багатофазних замикань має бути застосований дистанційний захист (переважно

триступінчастий), який використовується як резервний або основний (останнє – тільки на лініях 110–220 кВ).

Як додатковий захист рекомендується використовувати струмове відсічення без витримки часу. В окремих випадках допускається використовувати струмове відсічення для дії при помилковому вмиканні на трифазне КЗ в місці встановлення захисту, коли струмове відсічення, яке виконано для дії в інших режимах, не відповідає вимозі чутливості.

Від замикань на землю має бути передбачений ступінчастий струмовий направлений чи ненаправлений захист нульової послідовності. Як основний захист від багатofазних замикань на приймальному кінці головних ділянок кільцевої мережі з однією точкою живлення рекомендується застосовувати одноступінчастий струмовий направлений захист; на інших одиничних лініях (переважно 110 кВ) допускається в окремих випадках застосовувати ступінчасті струмові захисти або ступінчастий захист струму й напруги, виконуючи їх у випадку необхідності направленими.

Захист слід встановлювати тільки з тих боків, звідки може бути подане живлення. На паралельних лініях, що мають живлення з двох чи більше боків, а також на живильному кінці паралельних ліній з однобічним живленням можуть бути використані ті самі захисти, що й на відповідних одиночних лініях.

Для прискорення вимкнення замикань на землю, а в окремих випадках і замикань між фазами на лініях із двобічним живленням може бути застосований додатковий захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії. Цей захист може бути виконаний у вигляді окремого поперечного струмового захисту (із ввімкненим реле на струми нульової послідовності або на фазні струми) чи тільки у вигляді кола прискорення встановлених захистів (струмової нульової послідовності, максимальної струмової, дистанційної та ін.) із контролем напрямку потужності в паралельних лініях.

З метою підвищення чутливості захисту нульової послідовності допускається передбачати виведення з роботи окремих її ступенів при вимиканні вимикача паралельної лінії. На приймальному кінці двох паралельних ліній з однобічним

живленням, як правило, передбачений поперечний диференційний направлений захист.

Якщо захист не відповідає вимогам швидкодії, як основний захист (при роботі двох паралельних ліній) на живильному кінці двох паралельних ліній 110–220 кВ з однобічним живленням і на двох паралельних лініях 110 кВ із двобічним живленням переважно в розподільних мережах може бути застосований поперечний диференційний направлений захист.

Якщо захист не задовольняє вимогу швидкодії, то як основні захисти одиничних і паралельних ліній із двобічним живленням слід передбачати високочастотні й поздовжні диференційні захисти.

Для ліній 110–220 кВ рекомендується здійснювати основний захист із використанням високочастотного блокування дистанційної і струмової направленої нульової послідовності захистів, коли це доцільно за умовами чутливості (наприклад на лініях із відгалуженнями) чи спрощення захисту. На лініях 330–500 кВ на додачу до високочастотного захисту слід передбачати використання пристрою передачі високочастотного сигналу (для прискорення дії ступінчастого резервного захисту), що вимикає чи дозволяє, якщо цей пристрій передбачено для інших потреб. На лініях 500 кВ допускається встановлювати вказаний пристрій спеціально для релейного захисту.

Допускається у випадках, коли це вимагається за умовами швидкодії чи чутливості (наприклад на лініях з відводами), використання передачі сигналу, що вимикає, для прискорення дії ступінчастих захистів ліній 110–220 кВ.

Якщо високочастотний диференційний захист є основним, то як резервні слід застосовувати такі: від багатofазних КЗ, як правило, – дистанційні захисти, переважно триступінчасті; від замикань на землю – ступінчасті струмові направлені або ненаправлені захисти нульової послідовності.

Основні захисти, швидкодіючі ступені резервних захистів від багатofазних замикань і вимірювальні органи пристрою ОАПВ для ліній 330–500 кВ мають бути спеціального виконання, що забезпечує їх нормальне функціонування (із заданими параметрами) в умовах інтенсивних перехідних електромагнітних процесів і значних ємнісних провідностей ліній. Для цього мають

бути передбачені в комплектах захистів і вимірювальних органах ОАПВ заходи, що обмежують вплив перехідних електромагнітних процесів (наприклад, низькочастотні фільтри); у диференційно-фазному високочастотному захисті, встановленому на лініях завдовжки більше 150 км, – пристрої компенсації струмів, обумовлених ємнісною провідністю лінії.

У захистах, встановлених на лініях 330–500 кВ, обладнаних пристроями поздовжньої ємнісної компенсації, мають бути передбачені заходи для попередження надлишкового спрацьовування захисту при зовнішніх пошкодженнях, обумовленого впливом указаних пристроїв.

Наприклад, можуть бути використані реле напрямку потужності зворотної послідовності або передача сигналу, що дозволяє. У випадку застосування ОАПВ пристрої релейного захисту мають бути виконані так, щоб:

- при замиканнях на землю одніє фази, а в окремих випадках і при замиканнях між двома фазами було забезпечено вимкнення тільки однієї фази (з наступним її автоматичним повторним вмиканням);

- при неуспішному повторному вмиканні на пошкодження здійснювалося вимкнення однієї або трьох фаз залежно від того, передбачається тривалий неповнофазний режим роботи лінії чи не передбачається;

- при інших видах пошкодження захист діяв на вимкнення трьох фаз.

3.2. Треступінчастий дистанційний захист ліній

Дистанційними називаються захисти з відносною селективністю, що виконуються з використанням вимірювальних органів опору, завдяки яким витримка часу захисту автоматично змінюється залежно від віддалення місця КЗ від місця встановлення захисту.

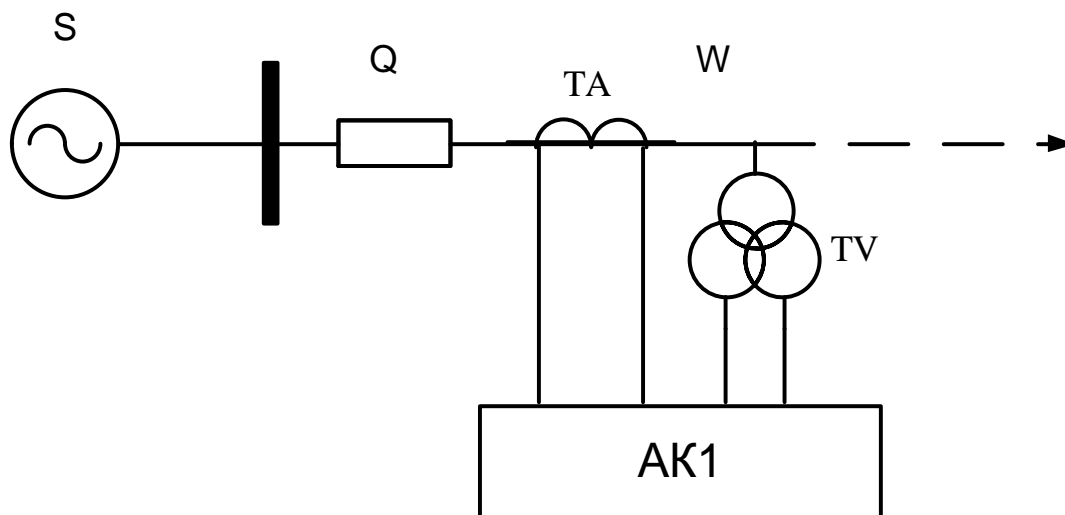
Для захисту високовольтних ліній 110–330 кВ розглядається, як приклад, застосування шафи ШДЕ 2802, що використовується як єдиний комплект захисту (за відсутності основного швидкодіючого захисту з можливістю забезпечення далекого й близького резервування одночасно).

За наявності основного швидкодіючого захисту встановлюється шафа ЩДЕ 2801. Шафа ЩДЕ 2802 містить основний і резервний комплекти, які показані на рис. 3.1.

Основний комплект (за складом – ЩДЕ 2801) містить триступінчастий дистанційний (3Z) направлений (→) захист із блокуваннями при хитаннях і несправностях кіл напруги, струмове відсічення (A), чотириступінчастий струмовий направлений захист нульової послідовності (4A₀).

Резервний комплект містить двоступінчастий дистанційний (2Z) направлений захист і двоступінчастий струмовий направлений захист нульової послідовності (2A₀).

Вимірювальні органи кожного ступеня дистанційного захисту мають три реле опору KZ, ввімкненні на різницю фазних струменів і міжфазні напруги (можливе вмикання на напругу відносно нульової точки системи).



AK1		
ЩДЕ 2802		
3Z	2T	→
	A	
4A ₀	3T	→
2Z	2T	→
2A ₀	2T	→

Рис. 3.1. Об'єми релейного захисту лінії

Характеристики спрацьовування реле опору дистанційного захисту ліній 110–330 кВ подано на рис. 3.2–3.4. Характеристика спрацьовування реле опору першого ступеня (рис. 3.2) має форму, близьку до кола, що проходить через особливі точки Z_1 , Z_2 , Z_3 і через початок координат. Коло складено з трьох дуг, які спираються на хорди $Z_1 - Z_2$, $Z_2 - Z_3$, $Z_3 - Z_1$. Кут максимальної чутливості реле ($\varphi_{\text{м.ч.}}$) складає 75° .

Характеристика спрацьовування реле опору другого ступеня (рис. 3.3) – чотирикутник із вершинами Z_1 , Z_2 , Z_3 , Z_4 , що охоплює початок координат, зі зміщенням у III квадрант. Передбачено два ступені регулювання нахилу правої бічної сторони чотирикутника $Z_1 - Z_4$ на $0,15$ і $0,3 Z_{\text{уст}}$ по осі R . Кут максимальної чутливості дорівнює 75° .

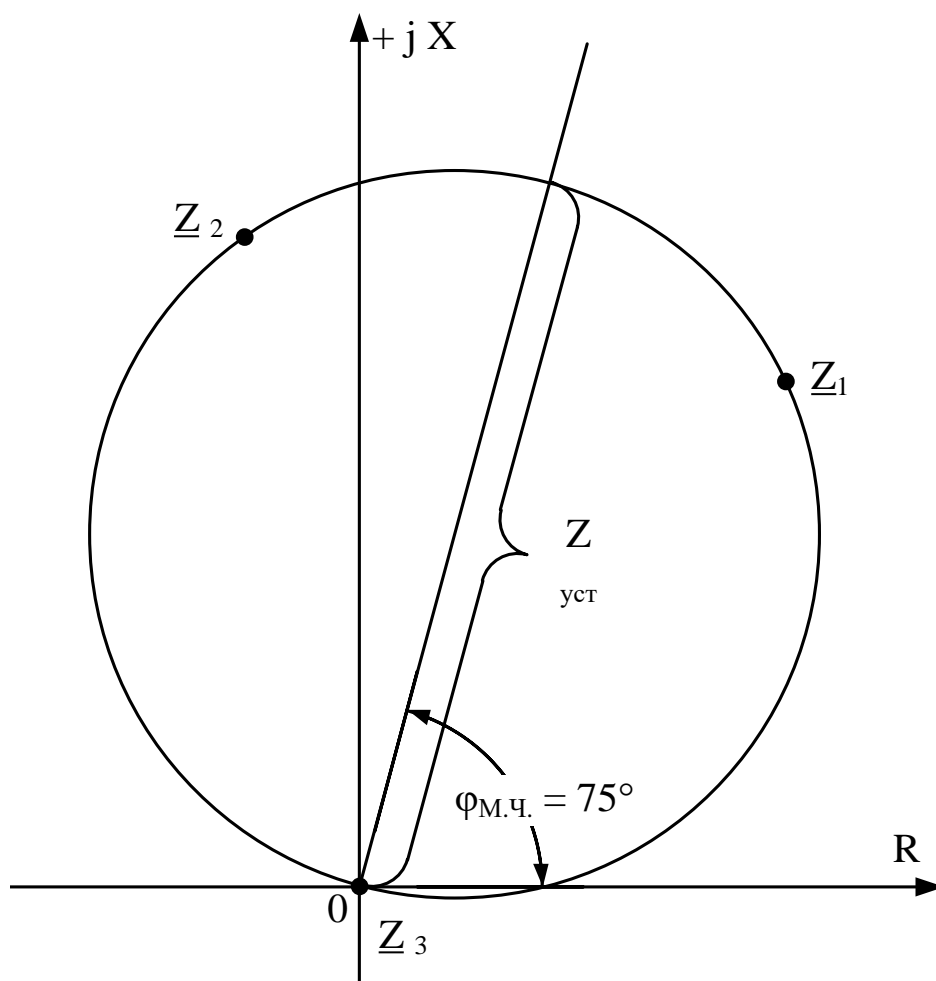


Рис. 3.2. Характеристика спрацьовування I ступеня захисту

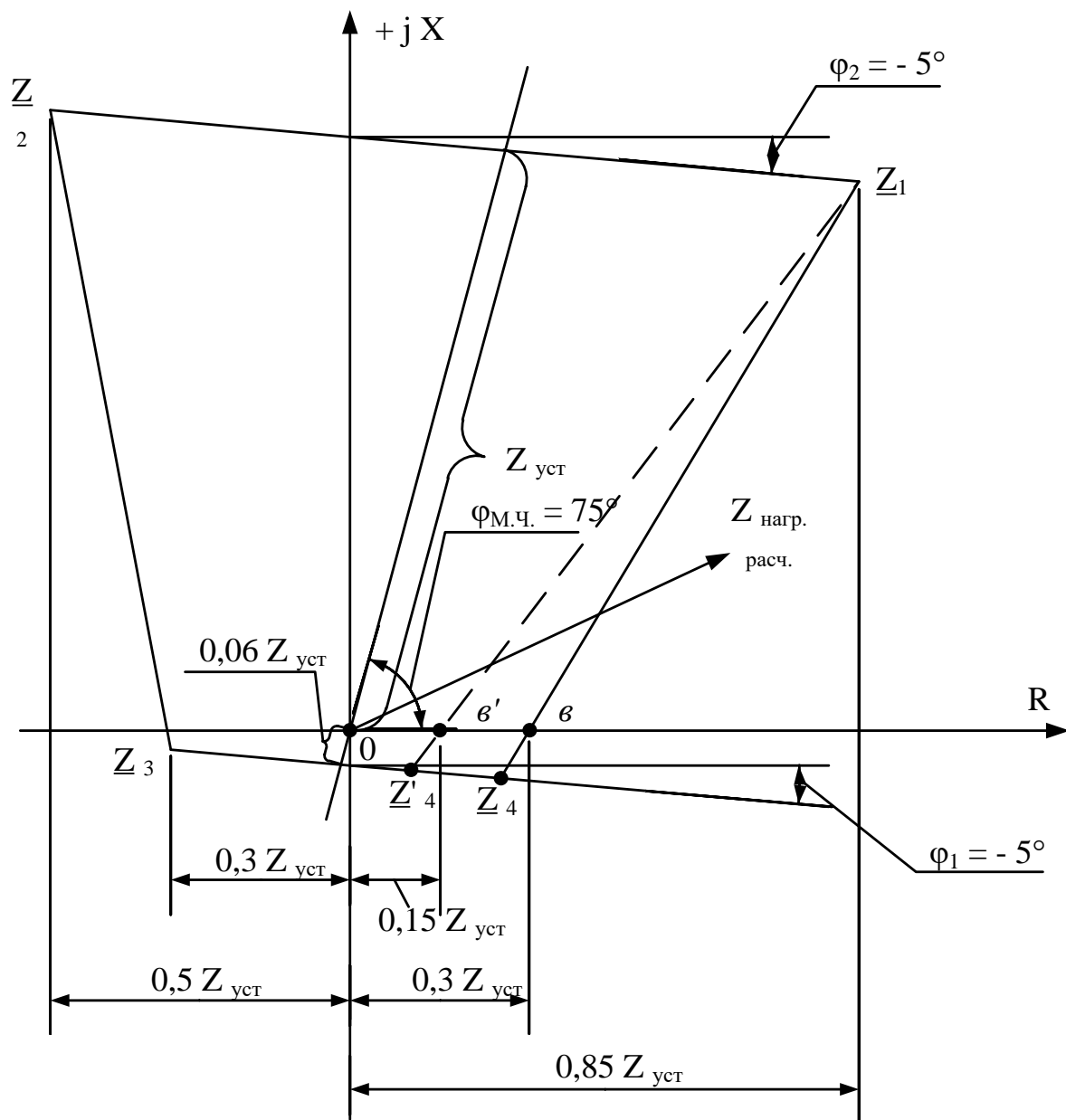


Рис. 3.3. Характеристика спрацьовування II ступеня захисту

Характеристика спрацьовування реле опору третього ступеня (рис. 3.4) – трикутник із вершинами Z_1 , Z_2 і Z_3 .

Остання вершина співпадає з початком координат. Передбачено два ступені регулювання нахилу правої бічної сторони $Z_1 - Z_3$, що проходить через початок координат під кутом $\gamma=35^\circ$ або $\gamma=47^\circ$ до осі R . Реле опору першого і третього ступенів мають спільний блок пам'яті, що забезпечує правильну роботу захисту при близьких КЗ.

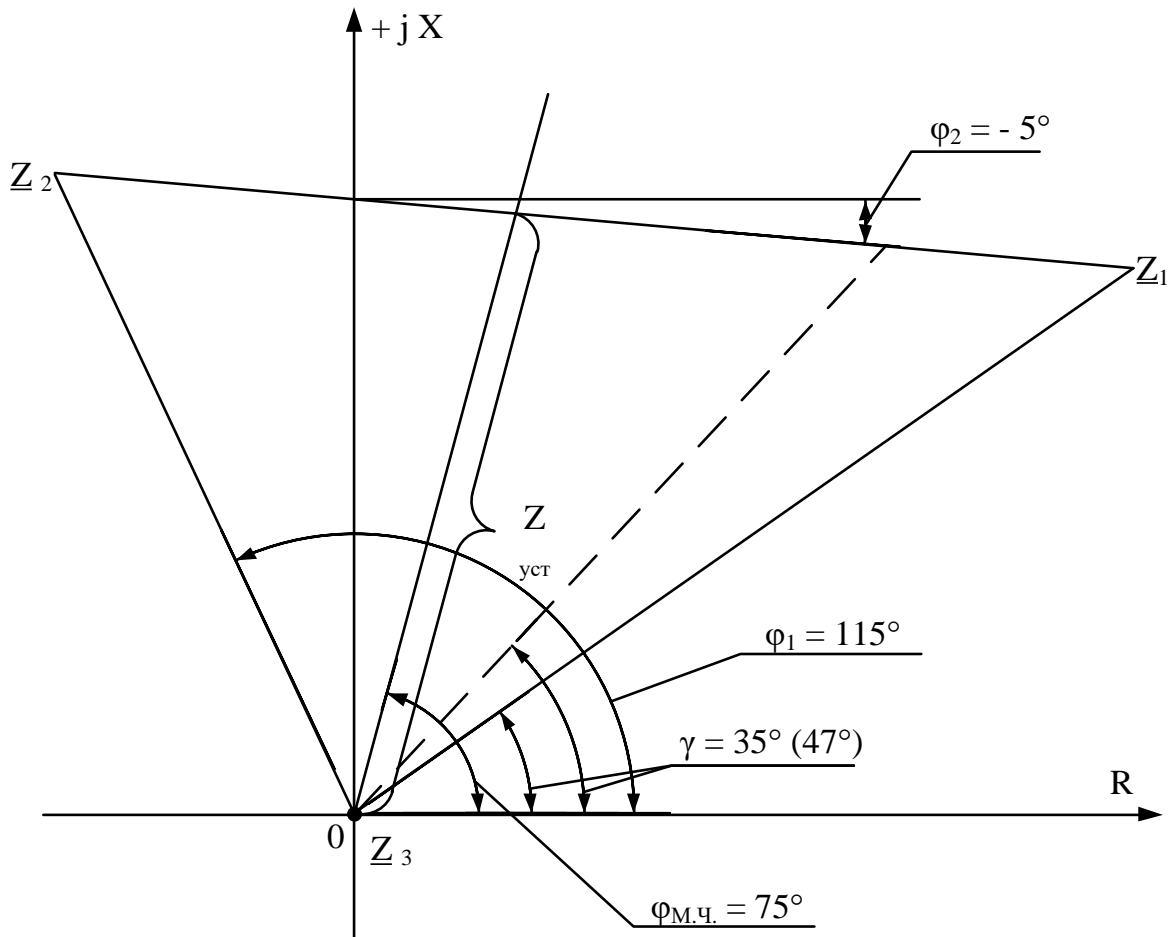


Рис. 3.4. Характеристика спрацьовання III ступеня захисту

Опір спрацьовування реле опору $Z_{уст}$ кожного зі ступенів задається при куті між напругою і струмом, що дорівнює 75° , який умовно названо кутом максимальної чутливості.

Нижче наведено методику вибору параметрів спрацьовування і перевірки чутливості вимірювальних органів опору.

Вибір витримок часу ступенів захисту здійснюється за загальними правилами багатоступінчастих захистів. Так, наприклад, для триступінчастих захистів перший ступінь виконується без витримки часу (дистанційне відсічення), другий ступінь – із витримкою часу, що дорівнює сумі часів дії ПРВВ (пристрої резервування при відмові вимикачів), максимального часу дії перших ступенів попередніх захистів і ступеня селективності, тобто

$$t'' \geq t_{ПРВВ} + t'_{ПОП} + \Delta t. \quad (3.1)$$

Третій ступінь виконується з витримкою часу, що обирається в загальному випадку за зустрічно-ступінчастим принципом

$$t''' \geq t'''_{\text{ПОП}} + \Delta t, \quad (3.2)$$

де $t'''_{\text{ПОП}}$ – максимальна витримка часу третього ступеня попередніх (суміжних) захистів.

Первинний опір спрацьовування першого ступеня ($Z'_{\text{СЗ1}}$) захисту обирається з умови відбудови від металевого КЗ на шинах підстанції, що прилягає до протилежного кінця лінії:

$$Z'_{\text{СЗ1}} \leq \frac{Z_{\text{Л1}}}{K_{\text{ВБ}}}, \quad (3.3)$$

де $Z_{\text{Л1}}$ – опір лінії, що захищається;

$K_{\text{ВБ}}$ – коефіцієнт відбудови, враховуючий похибки реле, трансформаторів напруги в бік збільшення зони, що захищається, неточність розрахунку електричних величин і необхідний запас, приймається рівним 1,15.

Первинний опір спрацьовування другого ступеня захисту ($Z''_{\text{СЗ1}}$) приймається меншим з отриманих за такими умовами.

Узгодження з першим ступенем попередньої лінії

$$Z''_{\text{СЗ1}} \leq \frac{1}{K_{\text{ВБ}}} \cdot \left(Z_{\text{Л1}} + \frac{0,9}{K_{\text{СТ.Л}}} \cdot Z'_{\text{СЗ.ПОП}} \right) \cdot d, \quad (3.4)$$

де $K_{\text{СТ.Л}}$ – коефіцієнт розподілу струму, що дорівнює відношенню первинного струму в місці встановлення захисту до струму в попередній лінії в таких реально можливих режимах, які відповідають максимальному значенню розглядуваного коефіцієнта розподілу струму;

$Z'_{\text{СЗ.ПОП}}$ – первинний опір спрацьовування першого ступеня захисту попередньої лінії;

$d = 1 / \cos(\varphi_{\text{М.Ч.}} - \varphi_3)$ – коефіцієнт, що враховує відмінність кута опору φ_3 в місці встановлення захисту (кута захисту) від кута максимальної чутливості $\varphi_{\text{М.Ч.}}$.

Налагодження від КЗ на шинах нижчої (середньої) напруги підстанції, яка прилягає до протилежного (відносно місця встановлення захисту, що розглядається) кінця лінії,

$$Z_{CЗ1}'' \leq \frac{1}{K_{ВБ}} \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{Z_T}{K_{СТ.Т}} \right) \cdot d, \quad (3.5)$$

де Z_T – мінімально можливий опір обмоток паралельно працюючих трансформаторів (автотрансформаторів) з урахуванням регулювання напруги;

$K_{СТ.Т}$ – коефіцієнт розподілу струму, що дорівнює відношенню первинного струму в місці встановлення захисту до струму в трансформаторі (автотрансформаторі) при КЗ на шинах нижчої (середньої) напруги протилежної підстанції.

Якщо попередня ділянка складається з двох паралельних ліній, то вираз (3.4) набуде вигляду

$$Z_{CЗ1}'' \leq \frac{1}{K_{ВБ}} \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{0,5}{K_{СТ.Л}} \cdot Z_{Л.ПОП} \right) \cdot d. \quad (3.6)$$

Нахил правої бічної сторони характеристики спрацьовування реле опору другого ступеня обирається за умови відбудови від мінімально можливого опору $Z_{НАВ}$ в максимальному навантажувальному режимі:

$$Z_{НАВ} = \frac{U_{МИН}}{\sqrt{3} \cdot I_{РОБ.МАКС}}, \quad (3.7)$$

де $U_{МИН}$ – мінімальне значення первинної напруги в місці встановлення захисту в розрахунковому навантажувальному режимі;

$I_{РОБ.МАКС}$ – максимальне значення первинного робочого струму в лінії, що захищається, у розрахунковому навантажувальному режимі.

Чутливість першого ступеня захисту визначається за струмом точної роботи

$$K'_{Ч.Т.} = \frac{I_{З.МИН}}{I_{Т.Р.}}, \quad (3.8)$$

де $I_{3. \text{МН}}$ – первинний струм у місці встановлення захисту при КЗ між трьома фазами в розрахунковій точці в розрахунковому мінімальному режимі;

$I_{\text{т.р.}}$ – мінімальний струм точної роботи розглядуваного ступеня (первинний).

Струм $I_{3. \text{МН}}$ припустимо визначати при КЗ в кінці лінії, що захищається, як для другого, так і першого ступеня захисту, враховуючи, що в цій точці струм КЗ мало відрізняється від струму КЗ в кінці зони першого ступеня, яка захищається, і що вона є розрахунковою за чутливістю для другого ступеня захисту.

Мінімальне значення коефіцієнта чутливості допускається близько 1,3.

Чутливість другого ступеня захисту визначається за виразом

$$K_{\text{ч}}'' = \frac{Z_{\text{СЗ1}}''}{Z_3}, \quad (3.9)$$

де Z_3 – первинний опір у місці встановлення захисту при металевому КЗ в кінці лінії, що захищається, у режимі, при якому цей опір має найбільше значення.

Якщо кут φ_3 комплексу Z_3 відрізняється від кута максимальної чутливості, то

$$K_{\text{ч}}'' = \frac{Z_{\text{СЗ1}}'' \cdot \sin \varphi_{\text{М.ч.}}}{Z_3 \cdot \sin \varphi_3}. \quad (3.10)$$

Мінімальне значення коефіцієнта чутливості, за ПУЕ, допускається близько 1,25.

При виборі параметрів спрацьовування третього ступеня захисту спочатку розглядається можливість відбудови від максимального навантажувального режиму за кутом. Для цього кут нахилу правої бічної сторони характеристики γ (рис. 3.4) має бути більше максимально можливого кута ($\varphi_{\text{НАГР.РАСЧ}}$) опору навантаження в місці встановлення захисту в післяаварійному навантажувальному режимі з урахуванням самозапуску електродвигунів:

$$\gamma \geq \varphi_{\text{НАВ}} + \varphi_{\text{ДОД}}, \quad (3.11)$$

де $\varphi_{\text{дод}}$ – додатковий кут, який має перевищувати суму похибок характеристики в бік зменшення кута нахилу її правої бічної сторони (приймається 5°), похибок параметрів навантажувального режиму, трансформаторів струму й напруги в бік збільшення кута вектора опору, із запасом приймається $\varphi_{\text{дод}} = 12^\circ$.

Первинний опір спрацьовування третього ступеня захисту обирається за такими умовами. Умова забезпечення чутливості, що вимагається, при каскадному вимиканні металевому КЗ в кінці зони резервування

$$K_{\text{ч. вим}}''' = \frac{Z_{\text{СЗ1}}''' \cdot \sin \varphi_{\text{М.Ч}}}{Z_3 \cdot \sin \varphi_3}, \quad (3.12)$$

де $K_{\text{ч. вим}}'''$ – потрібний коефіцієнт чутливості третього ступеня захисту, приймається рівним 1,5;

Z_3 і φ_3 – відповідно модуль і кут первинного опору в місці встановлення захисту при металевому КЗ в кінці зони резервування.

Із виразу (3.12) визначається опір:

$$Z_{\text{СЗ1}}''' \geq K_{\text{ч. вим}}''' \cdot Z_3 \cdot \frac{\sin \varphi_3}{\sin \varphi_{\text{М.Ч}}}. \quad (3.13)$$

За наявності таких навантажувальних режимів, при яких кут опору навантаження ($\varphi_{\text{НАВ}}$) не відповідає виразу (3.11), первинний опір спрацьовування ($Z_{\text{СЗ1}}'''$) має бути відбудований від значення опору навантаження ($Z_{\text{НАВ}}$) за виразом

$$Z_{\text{СЗ1}}''' \leq \frac{Z_{\text{НАВ}}}{K_{\text{ВБ}} \cdot K_{\text{П}}} \cdot \frac{\sin \varphi_{\text{НАВ}}}{\sin \varphi_{\text{М.Ч}}}, \quad (3.14)$$

де $K_{\text{П}}$ – коефіцієнт повернення реле опору.

При обраних значеннях коефіцієнтів за виразом (3.14) отримуємо

$$Z_{\text{СЗ1}}''' \leq 0,758 \cdot Z_{\text{НАВ}} \cdot \sin \varphi_{\text{НАВ}}. \quad (3.15)$$

Умова узгодження з другим ступенем захисту попередньої лінії

$$Z_{C31}''' \leq \frac{1}{K_{ВБ}} \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{0,9}{K_{СТ.Л}} \cdot Z_{C3.ПОП}'' \right) \cdot d. \quad (3.16)$$

Умова узгодження з третім ступенем захисту попередньої лінії

$$Z_{C31}''' \leq \frac{1}{K_{ВБ}} \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{0,9}{K_{СТ.Л}} \cdot Z_{C3.ПОП}''' \right) \cdot d, \quad (3.17)$$

Умова узгодження з дистанційним захистом попереднього автотрансформатора (трансформатора), встановленим на боці суміжної напруги

$$Z_{C31}''' \leq \frac{1}{K_{ВБ}} \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{Z_{АТ}}{K_{СТ.АТ}} + \frac{0,9}{K_{СТ.АТ}} \cdot Z_{C3.АТ} \right) \cdot d, \quad (3.18)$$

де $Z_{АТ}$ – опір автотрансформатора;

$K_{СТ.АТ}$ – коефіцієнт струморозподілу, що дорівнює відношенню первинного струму в місці захисту до струму в автотрансформаторі при трифазному КЗ на шинах середньої напруги протилежної підстанції;

$Z_{C3.АТ}$ – вставка дистанційного захисту автотрансформатора, приведена до напруги живильної лінії.

Умова резервування попередньої лінії

$$Z_{C31}''' \geq 1,2 \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{Z_{Л.ПОП}}{K_{СТ.Л}} \right), \quad (3.19)$$

де $K_{СТ.Л}$ – коефіцієнт струморозподілу лінії, розраховується в такому реально можливому режимі, якому відповідає мінімальне значення коефіцієнта струморозподілу.

Умова резервування захистів попереднього автотрансформатора

$$Z_{C31}''' \geq 1,2 \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{Z_{АТ}}{K_{СТ.АТ}} \right). \quad (3.20)$$

Чутливість третього ступеня захисту

$$K_{\text{ч}}''' = \frac{Z_{\text{СЗ1}}''' \cdot \sin \varphi_{\text{М.ч}}}{Z_3 \cdot \sin \varphi_3} \quad (3.21)$$

Приклад 3.1. Розрахунок дистанційного захисту високовольтної лінії з двобічним живленням.

Вихідні дані. Одиначна лінія 330 кВ у відповідності з рис. 3.5 зв'язує підстанції ПСА і ПСБ. Зв'язок ПСБ із системою С2 (ПСВ) за ВЛ-2. Зв'язок ПСБ із системою С3 (ПСС) за допомогою двох автотрансформаторів зв'язку потужністю по 125 МВА і середньою напругою 110 кВ. Основні вихідні дані для розрахунків також наведені на рис. 3.5.

Розв'язання. Розрахунок першого і другого ступенів. Повний опір опору лінії, що захищається, для заданої схеми

$$Z_{\text{Л.1}} = \sqrt{r_{\text{Л1}}^2 + x_{\text{Л1}}^2} = \sqrt{9,84^2 + 58,94^2} = 59,76 \text{ Ом.}$$

Первинний опір спрацьовування першого ступеня

$$Z'_{\text{СЗ1}} \leq \frac{Z_{\text{Л1}}}{K_{\text{ВБ}}} \leq \frac{59,76}{1,15} \leq 52 \text{ Ом.}$$

Опір спрацьовування реле першого ступеня захисту

$$Z'_{\text{СП1}} = \frac{Z'_{\text{СЗ1}} \cdot K_{\text{I}}}{K_{\text{U}}} = \frac{52 \cdot 2000/1}{330000/100} = 31,5 \text{ Ом.}$$

Приймаємо:

- $Z'_{\text{СЗ1}} = 52$ Ом на фазу первинних;
- $Z'_{\text{СП1}} = 31,5$ Ом на фазу вторинних;
- $t' = 0$ с (витримка часу);
- ступінь блокується при хитаннях;
- мінімальна вставка (вторинна) $Z'_y = 5$ Ом на фазу;
- $\varphi_{\text{М.ч}} = 75^0$ (кут максимальної чутливості);
- струм 10-відсоткової точної роботи дорівнює $0,3 \cdot 2000/1 = 600$ А.

Чутливість першого ступеня захисту визначається за струмом точної роботи:

$$K_{ч.т.} = \frac{I_{3.МНН}}{I_{т.р.}} = \frac{2400}{600} = 4 > 1,3.$$

Кут опору в місці встановлення захисту

$$\varphi_3 = \arctg \frac{x_{Л1}}{r_{Л1}} = \arctg \frac{58,94}{9,84} = 80^0.$$

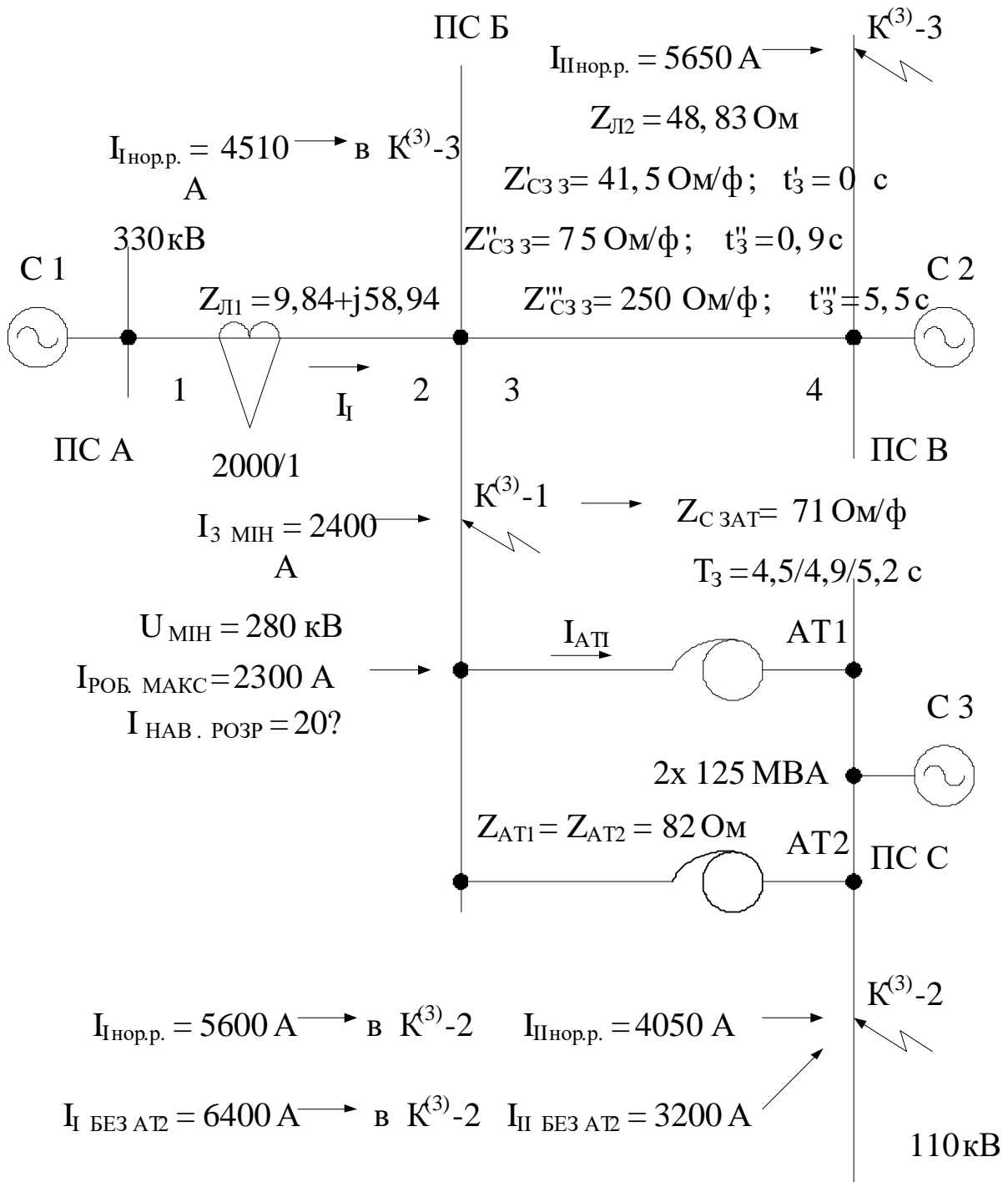


Рис. 3.5. Схема ділянки електричної мережі

Коефіцієнти струморозподілу для схеми мережі (рис. 3.5):

- нормальний режим систем С1 і С2

$$K_{\text{СТ.Л}} = \frac{I_{\text{I нор.р}}}{I_{\text{II нор.р}}} = \frac{4510}{5650} = 0,798;$$

- нормальний режим і вимкнення АТ1 і АТ2

$$K_{\text{СТ.Л}} = 1;$$

- нормальний режим системи С1, С2 і вимкнення ВЛ 330 кВ ПСБ, ПСВ і АТ2 (ПСБ)

$$K_{\text{СТ.Л}} = 1.$$

Первинний опір спрацьовування другого ступеня захисту за умовою узгодження з першим ступенем захисту попередньої лінії

$$\begin{aligned} Z_{\text{СЗ1}}'' &\leq \frac{1}{K_{\text{ВБ}}} \cdot \left(Z_{\text{Л1}} + \frac{0,9}{K_{\text{СТ.Л}}} \cdot Z'_{\text{СЗ.ПОП}} \right) \cdot d \leq \\ &\leq 0,87 \cdot \left(59,76 + \frac{0,9}{1} \cdot 41,5 \right) \cdot \frac{1}{\cos(75^\circ - 80^\circ)} = 84,8 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Первинний опір спрацьовування другого ступеня захисту за умовою налагодження від КЗ на шинах ПСС в К⁽³⁾-2 (рис. 3.5)

$$\begin{aligned} Z_{\text{СЗ1}}'' &\leq \frac{1}{K_{\text{ВБ}}} \cdot \left(Z_{\text{Л1}} + \frac{Z_{\text{Т}}}{K_{\text{ВБ.Т}}} \right) \cdot d \leq \\ &\leq 0,87 \cdot \left(59,76 + \frac{41}{1} \right) \cdot \frac{1}{\cos(75^\circ - 80^\circ)} \leq 88 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Опір паралельно працюючих автотрансформаторів

$$Z_{\text{Т}} = \frac{Z_{\text{АТ1}} \cdot Z_{\text{АТ2}}}{Z_{\text{АТ1}} + Z_{\text{АТ2}}} = \frac{82 \cdot 82}{82 + 82} = 41 \text{ Ом.}$$

Приймаємо мінімальне значення:

- $Z_{\text{СЗ1}}'' = 84,8 \text{ Ом/фаза}$ первинних;

- $Z_{\text{СР1}}'' = \frac{84,8 \cdot 2000/1}{330000/100} = 5,4 \text{ Ом/фаза}$ вторинних;

- $t_1'' = 0,9$ с (витримка часу);
- ступінь блокується при хитаннях;
- мінімальна вставка (вторинна) $Z_y'' = 5$ Ом/фаза;
- $\varphi_{М.Ч.} = 75^\circ$ і $I_{Т.Р.} = 0,3$ А (вторинних) при 600 А (первинних).

Нахил правої бічної сторони характеристики спрацьовування реле опору другого ступеня (рис. 3.3), що визначається відносним (відносно значення опору вставки $Z_{вст}$) значенням координат «в» точки перетину сторони z_1 - z_4 з віссю активних опорів, обирається за умовою відбудови від мінімально можливого вектора опору навантаження $Z_{НАВ.РОЗР}$ в місці встановлення захисту в післяаварійному максимальному навантажувальному режимі з урахуванням самозапуску електродвигунів.

Абсолютне значення вектора опору навантаження

$$Z_{НАВ} = \frac{U_{МІН}}{\sqrt{3} \cdot I_{РОБ.МАКС}} = \frac{280000}{\sqrt{3} \cdot 2300} = 70,37 \text{ Ом,}$$

де $U_{МІН}$ – мінімальне значення первинної напруги в місці встановлення захисту у розрахунковому навантажувальному режимі;

$I_{РОБ.МАКС}$ – значення максимального первинного робочого струму в лінії, що захищається, у розрахунковому навантажувальному режимі.

Налагодження від вектора $Z_{НАВ}$ здійснюється з урахуванням таких даних: $K_{ОТС} = 1,3$, коефіцієнт повернення $K_{П} = 1,05$, кут вектора опору навантаження в розрахунковому навантажувальному режимі $\varphi_{НАВ} = 20^\circ$:

$$v \leq \frac{\frac{Z_{НАВ}}{K_{ОТС} \cdot K_{В} \cdot Z_{СЗІ}} \cdot (0,966 \cdot \cos \varphi_{НАВ} - 0,85 \cdot \sin \varphi_{НАВ})}{0,966 - \frac{Z_{НАВ}}{K_{ВБ} \cdot K_{П} \cdot Z_{СЗІ}} \cdot \sin \varphi_{НАВ}} \leq$$

$$\leq \frac{\frac{70,37}{1,3 \cdot 1,05 \cdot 84,8} \cdot (0,966 \cdot \cos 20^\circ - 0,85 \cdot \sin 20^\circ)}{0,966 - \frac{70,37}{1,3 \cdot 1,05 \cdot 84,8} \cdot \sin 20^\circ} \leq 0,49.$$

Нормовані значення координати « ϵ » відрізка осі R між початком координат і правою боковою стороною чотирикутника дорівнюють $\epsilon'_H = 0,15 \cdot Z_{УСТ}$; $\epsilon_H = 0,3 \cdot Z_{УСТ}$, які менше розрахункової ($\epsilon_{РОЗ} = 0,49 \cdot Z_{УСТ}$); $(\epsilon_H = 0,3 \cdot Z_{УСТ}) < (\epsilon_{РОЗ} = 0,49 \cdot Z_{УСТ})$.

Відповідно можна прийняти $\epsilon = 0,3 \cdot Z_{УСТ}$.

Якщо отримане значення « ϵ » менше мінімального, що дорівнює 0,15, то слід провести розрахунок ($Z''_{СЗ1}$) при $\epsilon = 0,15$ за виразом

$$Z''_{СЗ1} \leq \frac{Z_{НАВ}}{K_{ВБ} \cdot K_{П}} \cdot \frac{0,966 \cdot \cos \varphi_{НАВ} - (0,85 - \epsilon) \cdot \sin \varphi_{НАВ}}{\epsilon \cdot 0,966} \leq \\ \leq \frac{Z_{НАВ}}{K_{ВБ} \cdot K_{П}} \cdot \frac{\cos \varphi_{НАВ} - 0,7 \cdot \sin \varphi_{НАВ}}{0,15}.$$

Якщо умова налагодження від навантажувального режиму ($Z_{НАВ. РОЗР}$) не виконується, то слід відповідно знизити опір спрацьовування другого ступеня захисту і повторити розрахунок чутливості, вставки, нахил правої бічної сторони характеристики спрацьовування реле опору другого ступеня захисту.

Чутливість другого ступеня захисту визначається як

$$K''_{Ч} = \frac{Z''_{СЗ1}}{Z_3} = \frac{84,8}{59,76} = 1,42 > 1,25,$$

де z_3 – первинний опір у місці встановлення захисту при металевому КЗ в кінці лінії, що захищається, у режимі, при якому цей опір має найбільше значення.

Якщо кут комплексу z_3 відрізняється від кута максимальної чутливості, то

$$K''_{Ч} = \frac{Z''_{СЗ1} \cdot \sin \varphi_{М.Ч.}}{Z_3 \cdot \sin \varphi_3}.$$

Витримка часу другого ступеня дистанційного захисту має бути узгоджена з витримками часу ступенів захисту попередніх елементів, з якими здійснюються узгодження (лінії та автотрансформаторів), і витримкою часу ПРВВ:

$$t_1'' = t'_{ПОП} + t_{ПРВВ} + \Delta t = 0 + 0,4 + 0,5 = 0,9 \text{ с.}$$

Кут нахилу правої бічної сторони характеристики третього ступеня має бути більше максимально можливого кута опору навантаження в місці встановлення захисту в післяаварійному навантажувальному режимі з урахуванням самозапуску електродвигунів

$$\gamma \geq \varphi_{\text{НАВ}} + \varphi_{\text{ДОД}} \geq 20 + 12 \geq 32^\circ.$$

Приймаємо кут опору $\gamma = 35^\circ$.

Первинний опір спрацьовування третього ступеня захисту обирається за такими умовами:

- забезпечення потрібної чутливості при каскадному вимиканні металевого КЗ в кінці зони резервування

$$Z_{\text{СЗ1}}''' \geq K_{\text{Ч.ВИМ}}''' \cdot Z_3 \cdot \frac{\sin \varphi_3}{\sin \varphi_{\text{М.Ч}}} \geq 1,5 \cdot 59,76 \cdot \frac{\sin 80^\circ}{\sin 75^\circ} = 91,4 \text{ Ом};$$

- узгодження з другим ступенем ($Z_{\text{СЗ ПЕРЕД}}''$) дистанційного захисту попередньої лінії

$$\begin{aligned} Z_{\text{СЗ1}}''' &\leq \frac{1}{K_{\text{ВБ}}} \cdot \left(Z_{\text{Л1}} + \frac{0,9}{K_{\text{СТ.Л}}} \cdot Z_{\text{СЗ.ПОП}}'' \right) \cdot d \leq \\ &\leq \frac{1}{1,15} \cdot \left(59,76 + \frac{0,9}{1} \cdot 75 \right) \cdot \frac{1}{\cos(75^\circ - 80^\circ)} \leq 111,1 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Витримка часу ступеня

$$t_1''' = t_3'' + \Delta t = 0,9 + 0,5 = 1,4 \text{ с};$$

- узгодження з третім ступенем дистанційного захисту попередньої лінії

$$\begin{aligned} Z_{\text{СЗ1}}''' &\leq \frac{1}{K_{\text{ВБ}}} \cdot \left(Z_{\text{Л1}} + \frac{0,9}{K_{\text{СТ.Л}}} \cdot Z_{\text{СЗ.ПОП}}''' \right) \cdot d \leq \\ &\leq \frac{1}{1,15} \cdot \left(59,76 + \frac{0,9}{1} \cdot 250 \right) \cdot \frac{1}{\cos(75^\circ - 80^\circ)} \leq 248,7 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Витримка часу

$$t_1''' = t_3''' + \Delta t = 5,5 + 0,5 = 6,0 \text{ с};$$

- узгодження з дистанційним захистом попереднього автотрансформатора, встановленим на боці суміжної напруги (на рис. 3.5 дистанційний захист, спрямований у бік шини 110 кВ; $Z_{C3.AT} = 71 \text{ Ом}$, $T = 4,5/4,9/52 \text{ с}$).

Коефіцієнт струморозподілу при трифазному КЗ на шинах 110 кВ ПСС (рис. 3.5, $K^{(3)}-2$) визначається за формулою

$$K_{CT.AT1} = \frac{I_1}{I_{AT1}} :$$

- у нормальному режимі

$$K_{CT.AT1} = \frac{5600}{4050} = 1,38;$$

- у режимі вимкнення АТ2 ПСБ

$$K_{CT.AT1} = \frac{6400}{3200} = 2.$$

Опір спрацьовування третього ступеня за умовою узгодження з дистанційним захистом попереднього автотрансформатора (табл. 3.1)

$$Z_{C31}''' \leq \frac{1}{K_{BB}} \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{Z_{AT1}}{K_{CT.AT1}} + \frac{0,9}{K_{CT.AT1}} \cdot Z_{C3.AT1} \right) \cdot d \leq$$

$$\leq \frac{1}{1,15} \left[59,76 + \frac{82}{2} + \frac{0,9}{2} \cdot 71 \cdot \left(\frac{330}{115} \right)^2 \right] \cdot \frac{1}{\cos(75^\circ - 80^\circ)} \leq 317,8 \text{ Ом}.$$

Таблиця 3.1

Розрахункові умови вибору вставок третього ступеня

Умова вибору третього (останнього) ступеня дистанційного захисту	Значення вставок	
	Z_{C31}''' , Ом	t_1''' , с
1	2	3
1. Забезпечення потрібної чутливості в основній зоні резервування (Z_3) – ближнє резервування	$\geq 91,4$	1,4

Продовження табл. 3.1

1	2	3
2. Налаштування від другого ступеня дистанційного захисту попередніх ліній ($Z_{C3\text{ ПОП}}''$)	$\leq 111,1$	1,4
3. Налаштування від третього ступеня дистанційного захисту попередньої лінії ($Z_{C3\text{ ПОП}}'''$)	$\leq 248,7$	6
4. Налаштування від дистанційного захисту попереднього трансформатора на боці СН ($Z_{C3\text{ АТ СН}}$)	$\leq 317,8$	5,7
5. Забезпечення умови резервування в зоні попередньої лінії ($Z_{Л2}$) – далеке резервування	$\geq 145,14$	6
6. Забезпечення умови резервування в зоні попереднього автотрансформатора ($Z_{АТ1}$) – далеке резервування	≥ 143	5,7
Вибрані вставки	248,7	6

Витримка часу ступеня

$$t_1''' = t_{АТ}''' + \Delta t = 5,2 + 0,5 = 5,7 \text{ с.}$$

Умова резервування попередньої лінії

$$Z_{C31}''' \geq 1,2 \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{Z_{Л2}}{K_{СТ.Л}} \right) \geq 1,2 \cdot \left(59,76 + \frac{48,83}{0,798} \right) \geq 145,14 \text{ Ом.}$$

Умова резервування попереднього автотрансформатора за виразом

$$Z_{C31}''' \geq 1,2 \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{Z_{АТ1}}{K_{СТ.АТ1}} \right) \geq 1,2 \cdot \left(59,76 + \frac{82}{1,38} \right) \geq 143.$$

Вибрані вставки третього ступеня дистанційного захисту:

- $Z_{C31}''' = 248,7$ Ом/фаза первинних;
- $Z_{CP1}''' = \frac{248,7 \cdot 2000/1}{330000/100} = 150,7$ Ом/фаза вторинних;

- витримка часу $t_1''' = 6$ с;
- ступінь не блокується при хитаннях;
- мінімальна вставка (вторинна) $Z_y''' = 10$ Ом/фаза;
- кут $\varphi_{\text{м.ч.}} = 75^\circ$ і струм $I_{\text{т.р.}} = 0,1$ А (вторинних) при 200 А (первинних).

Чутливість третього ступеня захисту

$$K_{\text{ч}}''' = \frac{Z_{\text{СЗ1}}''' \cdot \sin \varphi_{\text{м.ч.}}}{Z_3 \cdot \sin \varphi_3} = \frac{248,7 \cdot \sin 75^\circ}{59,76 \cdot \sin 80^\circ} = 4,08 > 1,25.$$

3.3. Захист від замикань на землю в мережі з великим струмом замикання

Для захисту ліній від коротких замикань на землю (однофазних і двофазних) застосовується захист, що реагує на струми і потужність нульової послідовності. Необхідність спеціального захисту від коротких замикань на землю викликається тим, що цей вид пошкоджень є переважним, а захист, що вмикається на струми і напругу нульової послідовності, здійснюється більш просто і має ряд переваг порівняно зі струмовим захистом, що реагує на повні струми фаз. Захисти нульової послідовності виконуються у вигляді струмових максимальних захистів і відсічень як простих, так і направлених.

Для аналізу роботи захистів нульової послідовності й розрахунку струмів коротких замикань необхідно визначати розподіл (шляхи проходження) струмової нульової послідовності в конкретних схемах мережі. Із теорії симетричних складових відомо, що розподіл струмів нульової послідовності може розглядатися незалежно від струмів прямої й зворотної послідовностей. Джерелом появи струмів нульової послідовності можна вважати напругу, що з'являється на кожній фазі в місці короткого замикання. Під впливом цієї напруги в кожній фазі виникають струми I_0 , які замикаються по контуру фаза-земля через місце пошкодження і заземлені нейтралі.

Оскільки непошкоджені фази не пов'язані з точкою пошкодження безпосередньо, то для утворення контура

циркуляції струмів I_0 необхідно уявити, що в місці замикання на землю існує умовне з'єднання між усіма фазами. Тоді в місці замикання на землю проходить струм, який дорівнює сумі струмів нульової послідовності I_0 всіх трьох фаз, що і є дійсним струмом пошкодження. Цей струм направляється через землю до заземлених нейтралей трансформаторів і через них повертається у фази мережі. Таким чином, при замиканнях на землю поява струмів I_0 можлива тільки в мережі, де є трансформатори з заземленими нейтралями. При кількох заземлених нейтралях струм нульової послідовності, що виник у місці пошкодження, розгалужується між нейтралями обернено пропорційно опорам їх розгалужень. Якщо заземлена нульова точка трансформатора тільки з одного боку лінії електропередачі, то при замиканні на землю на цій лінії струми нульової послідовності проходять тільки на ділянці між місцем пошкодження і заземленою нульовою точкою. Якщо ж заземлені нульові точки трансформаторів з двох боків розглядуваної ділянки, то струми нульової послідовності проходять по ній з обох боків від місця КЗ. Це дозволяє зробити висновок, що розподіл струмів нульової послідовності в мережі визначається розташуванням не генераторів, а заземлених нейтралей. Якщо трансформатор має з'єднання обмоток зірка–трикутник, то замикання на землю на боці трикутника не викликає струмів нульової послідовності на боці зірки. Тому захисти, встановлені в мережі зірки, не діють при замиканні на землю в мережі трикутника. Якщо ж мережі різних напруг зв'язані трансформатором, що має з'єднання обмоток зірка–зірка, із заземленими нульовими точками обох обмоток, то замикання на землю в мережі однієї зірки викликає появу струмів нульової послідовності в мережі другої зірки. Для усунення цього зв'язку необхідно розземлити нейтраль однієї з обмоток трансформатора. Важливою перевагою захисту нульової послідовності є те, що він не реагує на навантаження. Завдяки цьому його не потрібно налаштовувати від струмів нормального режиму й перевантажень, що дозволяє забезпечити високу чутливість даного захисту порівняно з захистами, які реагують на фазні струми.

Приклад 3.2. Вибір вставок струмового направленої захисту нульової послідовності високовольтної лінії.

Розглядається розрахунок струмового направленного захисту нульової послідовності (СНЗНП) при таких вихідних даних (рис. 3.6):

- високовольтна лінія ВЛ 110 кВ зі сталевим тросом

$$x_{0Л} = 3 \cdot x_{1Л}, l_1 = 20 \text{ км}, l_2 = 10 \text{ км};$$

- силові трансформатори Т1 і Т2

$$S_{Т1} = S_{Т2} = 10 \text{ МВА}, x_{0Т} = x_{1Т1}, U_K = 10 \%;$$

- нейтраль трансформатора Т2 розземлена.

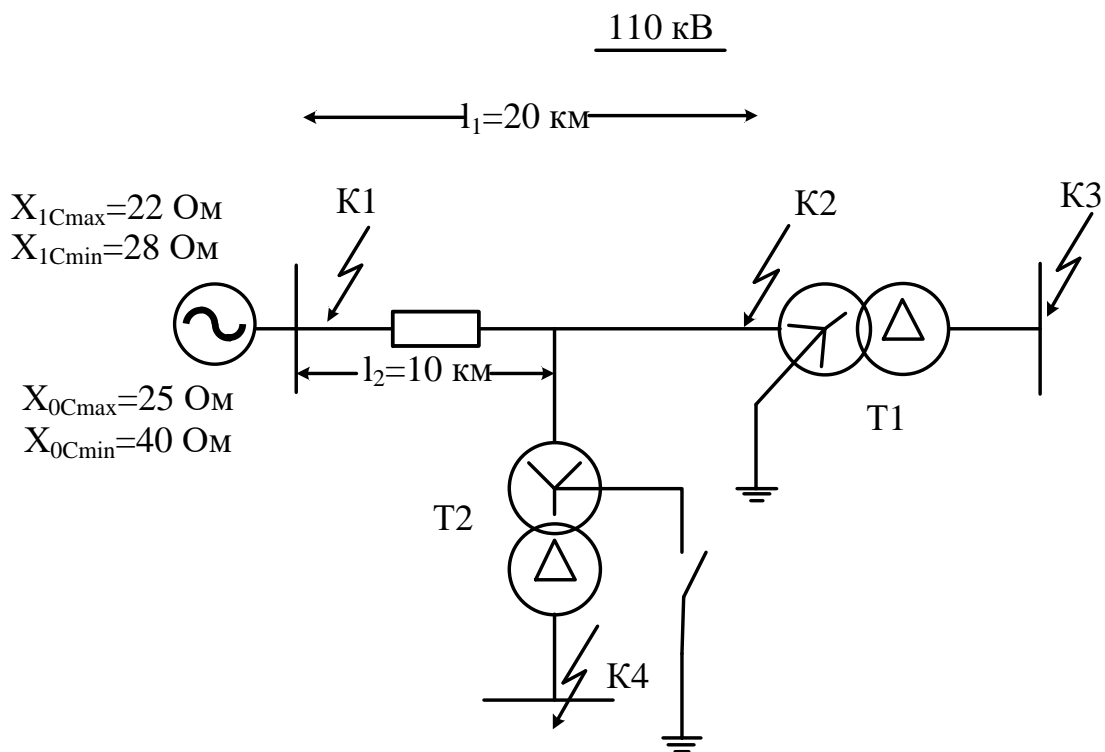


Рис. 3.6. Розрахункова схема електричної мережі

Розв'язання. Для розрахунку струмів при коротких замиканнях складаємо схеми заміщення прямої (зворотної) і нульової послідовностей відповідно до рис. 3.7 і 3.8. Опори живильної системи до шин підстанції 110 кВ вказані на рис. 3.6.

Розрахунок ліній 110 кВ:

$$x_{1Л1} = x_{П} \cdot l_1 = 0,4 \cdot 20 = 8 \text{ Ом},$$

$$x_{1Л2} = x_{П} \cdot l_2 = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ Ом},$$

$$x_{0Л1} = 3 \cdot x_{1Л1} = 3 \cdot 8 = 24 \text{ Ом},$$

$$x_{0Л2} = 3 \cdot x_{1Л2} = 3 \cdot 4 = 12 \text{ Ом}.$$

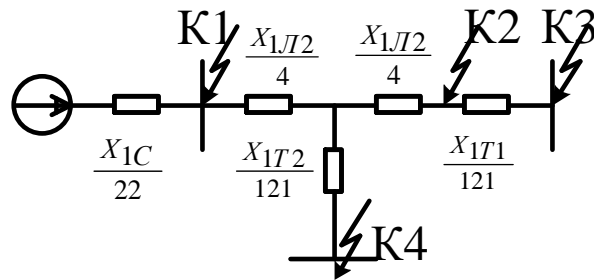


Рис. 3.7. Схема заміщення прямої (зворотної) послідовності

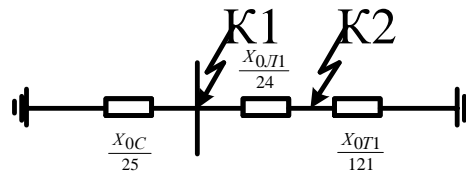


Рис. 3.8. Схема заміщення нульової послідовності

Параметри трансформаторів

$$x_{1Т1,2} = \frac{U_{K \max}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{Т1}} = 0,1 \cdot \frac{110^2}{10} = 121 \text{ Ом},$$

$$x_{0Т1,2} = 121 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо струми при різних коротких замиканнях у точці К1.

Еквівалентний опір нульової послідовності

$$x_{0К1} = \frac{x_{0C} \cdot (x_{0Л1} + x_{0Т1})}{x_{0C} + x_{0Л1} + x_{0Т1}} = \frac{25(24 + 121)}{25 + 24 + 121} = 21,3 \text{ Ом}.$$

Струм однофазного короткого замикання

$$3I_{0К1}^{(1)} = \frac{3U_{\phi}}{x_1 + x_2 + x_0} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22 + 22 + 21,3)} = 2920 \text{ А}.$$

Струм розподіл при однофазному короткому замиканні показано на рис. 3.9:

- струм із боку системи

$$3I_{0C} = 3I_{0K1}^{(1)} \cdot \frac{x_E}{x_{0C}} = 2920 \cdot \frac{21,3}{25} = 2482 \text{ A};$$

- струм із боку ВЛ

$$3I_{0Л} = 3I_{0K1}^{(1)} \cdot \frac{x_E}{x_{0Л1} + x_{0Т1}} = 2920 \cdot \frac{21,3}{24+121} = 438 \text{ A}.$$

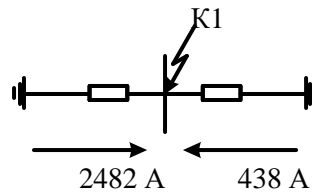


Рис. 3.9. Струморозподіл при однофазному короткому замиканні

Струм двофазного короткого замикання на землю

$$3I_{0K1}^{(1,1)} = \frac{3U_{\phi}}{x_1 + 2x_0} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22 + 2 \cdot 21,3)} = 2953 \text{ A}.$$

Струморозподіл при двофазному короткому замиканні на землю показано на рис. 3.10:

- струм із боку системи

$$3I_{0C} = 3I_{0K1}^{(1,1)} \cdot \frac{x_E}{x_{0C}} = 2953 \cdot \frac{21,3}{25} = 2510 \text{ A},$$

- струм із боку ВЛ

$$3I_{0Л} = 3I_{0K1}^{(1,1)} \cdot \frac{x_E}{x_{0Л1} + x_{0Т1}} = 2953 \cdot \frac{21,3}{24+121} = 443 \text{ A}.$$

Струм трифазного короткого замикання

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot x_{1C}} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 22} = 2890 \text{ A}.$$

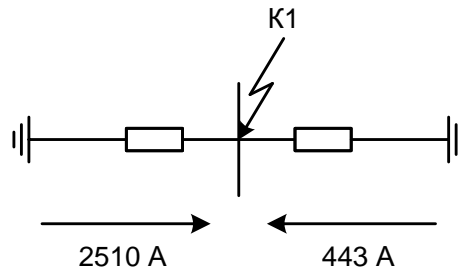


Рис. 3.10. Струморозподіл при двофазному короткому замиканні на землю

Струм двофазного короткого замикання

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{x_1 + x_2} = \frac{110 \cdot 10^3}{44} = 2500 \text{ А.}$$

Для порівняння. Якщо нейтраль трансформатора Т2 заземлена, то

$$3I_{0K1}^{(1)} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22 + 22 + 18,8)} = 3040 \text{ А,}$$

$$3I_{0K1}^{(1,1)} = \frac{3U_{\phi}}{x_1 + 2x_0} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22 + 2 \cdot 18,8)} = 3200 \text{ А.}$$

Результати розрахунків струмів короткого замикання наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Результати розрахунків струмів короткого замикання

Точка К1	$I^{(3)}, \text{ А}$	$I^{(2)}, \text{ А}$	$I^{(1)}, \text{ А}$	$I^{(1,1)}, \text{ А}$
Струм	2890	2500	2920 2482→ 438←	2953 2510→ 443←
Точка К2	$I^{(3)}, \text{ А}$	$I^{(2)}, \text{ А}$	$I^{(1)}, \text{ А}$	$I^{(1,1)}, \text{ А}$
Струм	2117	1833	2010 143→ 579←	1910 1359→ 551←

Розрахунок струмів при різних коротких замиканнях у точці К4 (на шинах 6 кВ). Струм трифазного короткого замикання

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (x_{1C} + x_{1J2} + x_{1T2})} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (22 + 4 + 121)} = 432 \text{ А.}$$

Струм двофазного короткого замикання

$$I_{K4}^{(2)} = I_{K4}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 374 \text{ А.}$$

Розрахунок струмів при різних коротких замиканнях у точці К3 (на шинах 10 кВ). Струм трифазного короткого замикання

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (x_{1C} + x_{1J1} + x_{1T1})} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (22 + 8 + 121)} = 421 \text{ А.}$$

Струм двофазного короткого замикання

$$I_{K3}^{(2)} = I_{K3}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 364 \text{ А.}$$

Вибір вставок струмового направленої захисту нульової послідовності (ССЗНП) високовольтної лінії ВЛ 110 кВ. Як перший ступінь максимального струмового захисту нульової послідовності приймається струмове відсічення нульової послідовності без витримки часу. Струмове реле захисту вмикається в нульовий провід повної зірки трансформаторів струму лінії та реагує на появу невірноважених складових – складових нульової послідовності.

Для забезпечення селективності струм спрацьовування ненаправленої відсічення без витримки часу налаштовується від найбільшого значення струму $3I_0$ при зовнішньому короткому замиканні на землю. Найбільшим значенням струму є двофазне коротке замикання на землю в точці К1 «за спиною»:

$$I_0^I \geq k_H \cdot 3I_{0K1}^{(1,1)} = 1,3 \cdot 443 = 576 \text{ А,}$$

де k_H – коефіцієнт надійності, що дорівнює $k_H = 1,3$.

Коефіцієнт чутливості відсічення визначається при короткому замиканні на землю в кінці тупикової лінії, що захищається (точка К2). Таким є двофазне коротке замикання на землю

$$k_{\text{ч}}^I = \frac{3I_{0K2\min}^{(1,1)}}{I_0^I} = \frac{1359}{576} = 2,36 > 2,$$

що вказує на ефективність відсічення, яке захищає всю лінію.

Визначаємо коефіцієнт чутливості відсічення при пошкодженнях на початку лінії, що захищається (точка К1):

$$k_{\text{ч}}^I = \frac{3I_{0K1\min}^{(1)}}{I_0^I} = \frac{2482}{576} = 4,3.$$

Як другий ступінь приймається максимальний струмовий захист нульової послідовності з витримкою часу. Для тупикової лінії витримка часу для другого ступеня приймається 0,5 с.

Струм спрацьовування ступеня має бути налаштований від струму небалансу в нульовому проводі схеми з'єднання трансформаторів струму в повну зірку при зовнішніх замиканнях між фазами.

Для даної лінії при найближчому трифазному короткому замиканні за трансформатором Т2 (точка К4)

$$I_0^{II} = k_H \cdot k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{розр}} = 1,25 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 432 = 54 \text{ А},$$

де k_H – коефіцієнт надійної відбудови, $k_H = 1,25$;

$k_{\text{ПЕР}}$ – коефіцієнт, що враховує перехідний режим, для витримки часу 0,5 с приймається таким, що дорівнює $k_{\text{ПЕР}} = 1$;

$k_{\text{нб}}$ – коефіцієнт небалансу, $k_{\text{нб}} = 0,1$;

$I_{\text{розр}}$ – максимальне значення струму при найближчому зовнішньому трифазному короткому замиканні, $I_{\text{расч}} = I_{K4}^{(3)}$.

Чутливість другого ступеня до мінімального струму короткого замикання на землю, яким за розрахунками є струм двофазного короткого замикання на землю в кінці лінії, що захищається (точка К2), при мінімальному режимі роботи енергосистеми

$$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{3I_{0K2\min}^{(1,1)}}{I_0^{II}} = \frac{1359}{54} = 25.$$

3.4. Захист кабельно-повітряних ліній

Основні вимоги до захистів кабельно-повітряних ліній розглянуті в підрозд. 3.1, а в даному підрозділі подано приклад розрахунку захисту з умовою застосування автоматичного повторного вмикання (АПВ) після вимкнення пошкоджень на повітряній лінії. При пошкодженнях у кабельній лінії АПВ має блокуватися, щоб виключити розвиток пошкодження кабелю після повторної подачі живлення на можливе неусунене коротке замикання. Цим підвищується надійність електропостачання споживачів і відновлюється нормальний режим роботи електричної системи. У багатьох випадках після швидкого вимкнення ділянки електричної мережі, на якій виникло коротке замикання в результаті короточасного порушення ізоляції чи пробою повітряного проміжку, при наступній подачі напруги повторне коротке замикання не виникає.

Приклад 3.3. Захист кабельно-повітряної лінії з застосуванням АПВ.

Вихідні дані: кабельно-повітряна лінія живить підстанцію ПС-В із двома трансформаторами 630 кВА і ПС-С з навантаженням 10 МВт та $\cos\varphi = 0,85$ (рис. 3.11). Опір системи $X_c = 0,55$ Ом. Опір реактора $Z_p = 0,05 + j0,5$. Кабель: $s = 3 \cdot 120$; $L = 3$ км; $Z_{кл} = 0,45 + j 0,36$. Трансформатори: ПС-В; 2 · 630 кВА; $U_k = 4 \%$; $X_T = 6,35$ Ом. Повітряна лінія: $s = 3 \cdot 120$; $L = 2,5$ км; $Z_{вл} = 0,57 + j 1,0$. Коефіцієнт самозапуску $K_{сп} = 1,5$.

Розв'язання. Визначаємо номінальні струми навантаження підстанцій «В» і «С». Струм підстанцій В

$$I_{nc-в} = \frac{2S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = \frac{2 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 69,4 \text{ А.}$$

Струм навантаження підстанції С

$$I_{\Sigma} = \frac{P_{НГ}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 647,6 \text{ А.}$$

Сумарний струм навантаження

$$I_{\Sigma} = I_{ПС-В} + I_{НГ} = 69,4 + 647,6 = 717 \text{ А.}$$

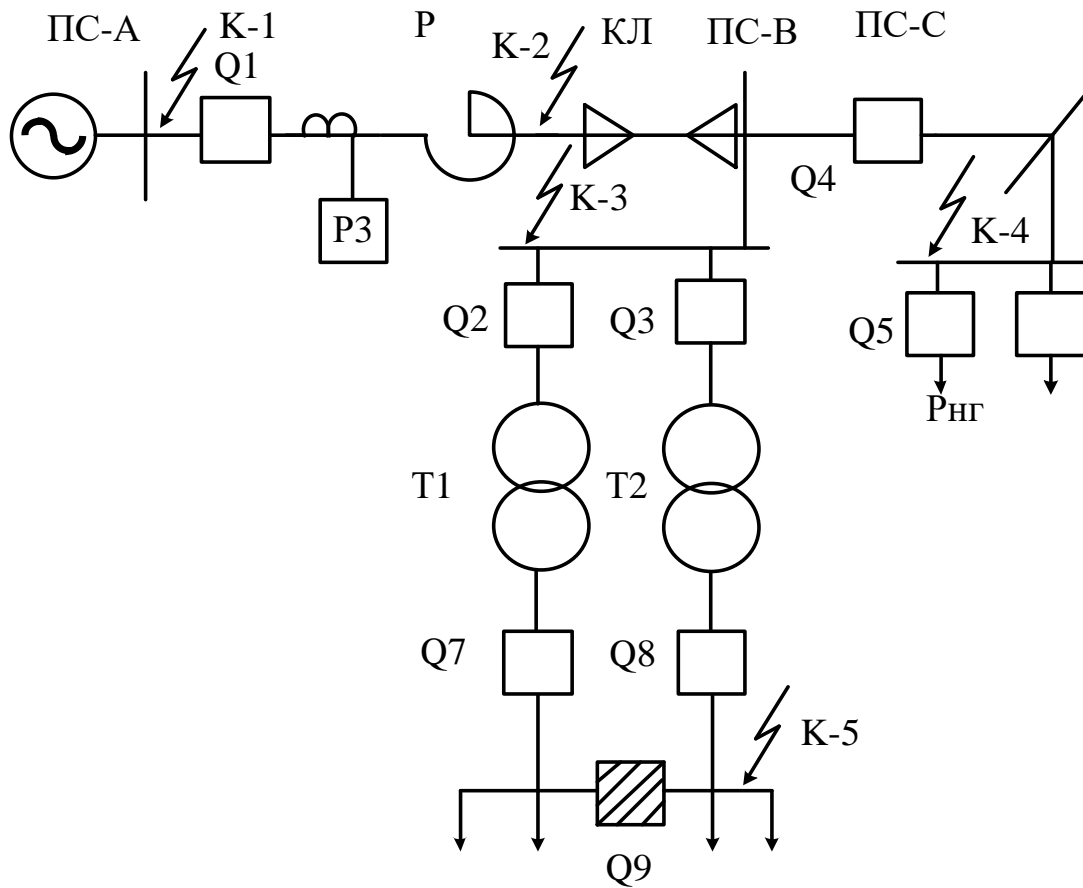


Рис. 3.11. Розрахункова схема об'єктів захисту

Повний опір навантаження підстанції С

$$Z_{НГ} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{НГ}} = \frac{0,9 \cdot 10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 647,6} = 8,43 \text{ Ом.}$$

Кут навантаження ПС-С ($\varphi=32^\circ$) відповідає $\cos \varphi=0,85$.
Активний опір навантаження

$$R_{НГ} = Z_{НГ} \cdot \cos \varphi = 8,43 \cdot 0,85 = 7,1 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір навантаження

$$X_{НГ} = Z_{НГ} \cdot \sin \varphi = 8,43 \cdot 0,53 = 4,47 \text{ Ом.}$$

Повний опір навантаження

$$Z_{НГ} = 7,17 + j 4,47 \text{ Ом.}$$

Розрахунок опорів для максимального струмового захисту (МСЗ):

$$X_{C, K-1} = X_C = 0,55 \text{ Ом}, X_{C, K-2} = X_C + X_P = 0,55 + 0,5 = 1,05 \text{ Ом};$$

$$R_{C, K-2} = R_P = 0,05 \text{ Ом}, R_{C, K-3} = R_P + R_{КЛ} = 0,05 + 0,45 = 0,5 \text{ Ом};$$

$$X_{C, K-3} = X_{C, K-2} + X_{КЛ} = 1,05 + 0,36 = 1,41 \text{ Ом};$$

$$R_{C, K-4} = R_{C, K-3} + R_{ВЛ} = 0,5 + 0,57 = 1,07 \text{ Ом};$$

$$R_{C, K-5} = R_{C, K-3} = 0,5 \text{ Ом}; X_{C, K-5} = X_{C, K-3} + X_T = 1,41 + 6,35 = 7,76 \text{ Ом};$$

$$Z_{CK-2} = \sqrt{R_{CK-2}^2 + X_{CK-2}^2} = \sqrt{0,05^2 + 1,05^2} = 1,1 \text{ Ом};$$

$$Z_{CK-3} = \sqrt{R_{CK-3}^2 + X_{CK-3}^2} = \sqrt{0,5^2 + 1,41^2} = 1,5 \text{ Ом};$$

$$Z_{CK-4} = \sqrt{R_{CK-4}^2 + X_{CK-4}^2} = \sqrt{1,07^2 + 2,41^2} = 2,64 \text{ Ом};$$

$$Z_{CK-5} = \sqrt{R_{CK-5}^2 + X_{CK-5}^2} = \sqrt{0,5^2 + 7,76^2} = 7,77 \text{ Ом}.$$

Опіри для дистанційного захисту

$$Z_P = 0,05 + j 0,5 \text{ Ом};$$

$$Z_{КЛ} = 0,45 + j 0,36 \text{ Ом};$$

$$Z_{ВЛ} = 0,57 + j 10 \text{ Ом};$$

$$Z_T = 6,35 \text{ Ом};$$

$$Z_{НГ} = 7,17 + j 4,47 \text{ Ом};$$

Струми короткого замикання розраховуються за формулами

$$I_{\kappa-} = \frac{U_H}{\sqrt{3 \cdot Z_{cc-}}};$$

$$I_{\kappa-1} = \frac{U_H}{\sqrt{3 \cdot Z_{ck-1}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3 \cdot 0,55}} = 11 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa-2} = \frac{U_H}{\sqrt{3 \cdot Z_{ck-1}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3 \cdot 1,1}} = 5,52 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa-3} = \frac{U_H}{\sqrt{3 \cdot Z_{ck-3}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3 \cdot 1,5}} = 4,05 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa-4} = \frac{U_H}{\sqrt{3 \cdot Z_{\text{СК-4}}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3 \cdot 2,64}} = 2,3 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa-4} = \frac{U_H}{\sqrt{3 \cdot Z_{\text{СК-5}}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3 \cdot 7,77}} = 0,78 \text{ кА}.$$

Розрахунок максимального струмового захисту. Перший ступінь (струмове відсічення, $t_{\text{МСЗ}} = 0$). Струм вставки

$$I'_1 = K_H \cdot I_{\kappa-3} = 1,1 \cdot 4,05 = 4,45 \text{ кА}.$$

Чутливість відсічення

$$K'_4 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\kappa-1}}{I'_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 11}{2 \cdot 4,45} = 2,14 > 2.$$

Другий ступінь (струмове відсічення з витримкою часу, $t''_{\text{МСЗ}} = \Delta t = 0,5 \text{ с}$). Струм вставки

$$I''_1 = K_H \cdot K_H \cdot I'_5 = 1,1 \cdot 1,1 \cdot 1,15 = 1,4 \text{ кА}.$$

Чутливість другого ступеня

$$K''_4 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\kappa-3}}{I''_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{4,05}{1,4} = 2,5 > 2.$$

Третій ступінь налаштовується за часом від МТЗ трансформатора. Струм вставки за умовою повернення після вимкнення наскрізного струму короткого замикання ($I_{\kappa-3}$)

$$I'''_1 = \frac{K_H \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_\epsilon} \cdot I_\Sigma = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 0,717 = 1,24 \text{ кА}.$$

Струм вставки за умовою налаштування від АПВ повітряної лінії

$$I'''_1 = K_H \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_\Sigma = 1,1 \cdot 1,5 \cdot 0,717 = 1,18 \text{ кА}.$$

Приймаємо $I'''_1 = 1,24 \text{ кА}$.

Чутливість третього ступеня

$$K_4''' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K-4}'''}{I_1'''} = \frac{0,87 \cdot 2,3}{1,24} = 1,6 > 1,5.$$

Основний недолік максимального струмового захисту – це залежність його чутливості (захистоздатності) від режиму роботи живильної електричної мережі. Нижче наведено розрахункові дослідження впливу режимів роботи живильної мережі на величину мертвої зони струмового відсічення кабельно-повітряної мережі у відповідності з рис. 3.12, де позначено Z_C – повний опір живильної електричної мережі; у дослідженнях приймаються максимальний режим роботи системи ($X_{C.\max} = 0,55$ Ом) і мінімальний режим ($X_{C.\min} = 1,1$ Ом); Z_P, Z_{KL} – відповідно повний опір реактора, кабельної лінії; $Z_{MЗ}$ – відшукуваний повний опір мертвої зони струмового відсічення; $I_K = f(Z)$ – залежність струму КЗ в об'єкті від повного опору (віддаленості пошкодження); $I_{K-1}, I_{K-2}, I_{K-3}$ – розрахункові струми КЗ; $I_{CЗ} = I'_1$ – розрахункове значення струму спрацьовування захисту.

Сумарний опір в максимальному і мініальному режимах

$$Z_{СУМ.\max} = Z_{C.\max} + Z_P + Z_{KL}, \quad (3.22)$$

$$Z_{СУМ.\min} = Z_{C.\min} + Z_P + Z_{KL}. \quad (3.23)$$

Розрахункова мертва зона захисту визначається точкою перетину М (рис. 3.12) струму спрацьовування захисту $I_{CЗ}$ і характеристики струму КЗ в максимальному режимі $I_K = f(Z)$ за формулою

$$I_{CЗ} = I_{K-M}. \quad (3.24)$$

Струм КЗ в точці М дорівнює

$$I_{K-M} = U_\Phi / Z_M, \quad (3.25)$$

де Z_M – опір до точки М.

Нижчевикладений вираз назвемо опором спрацьовування струмового відсічення:

$$Z_{CЗ} = U_\Phi / I_{CЗ.\max}. \quad (3.26)$$

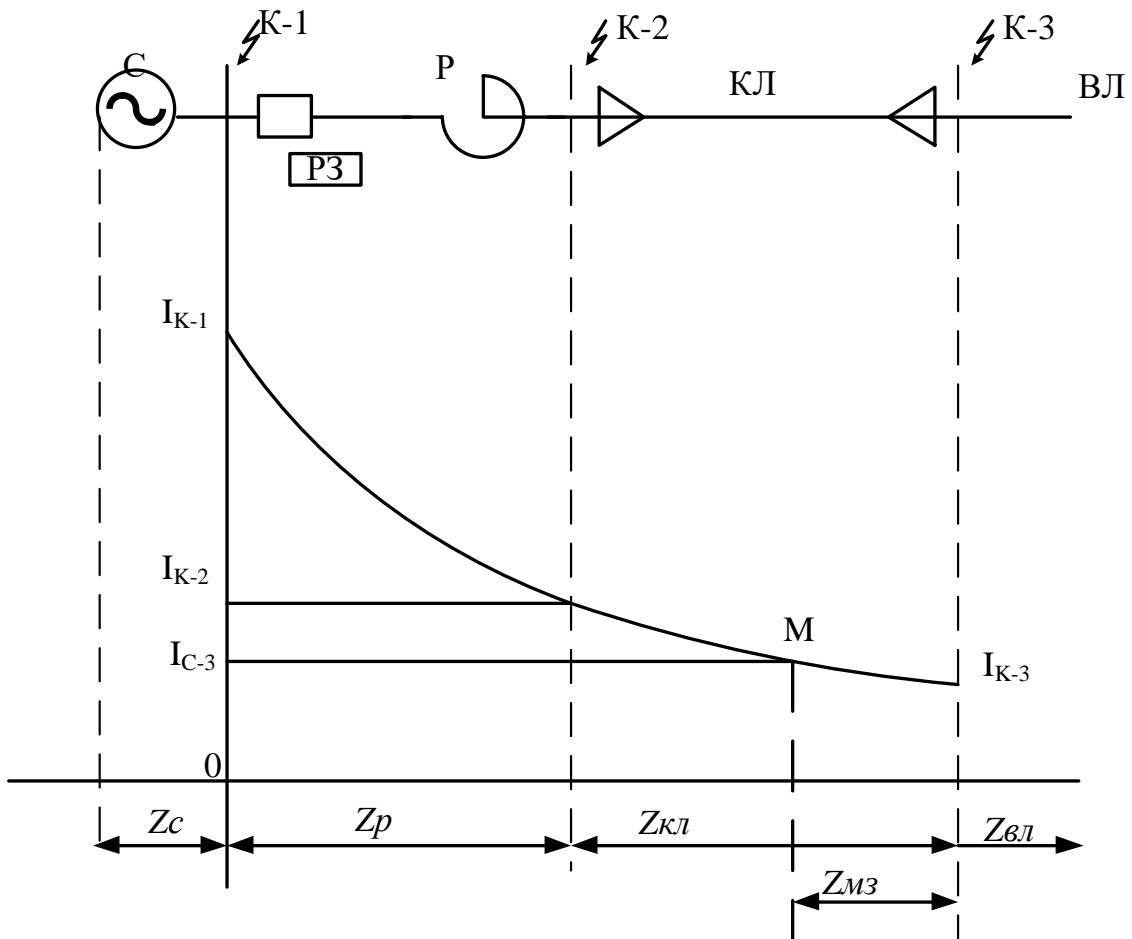


Рис. 3.12. Розрахункова схема

До опору спрацьовування струмового відсічення входить опір системи, звідси захистоздатність відсічення дорівнює:

$$Z_{ТО} = Z_{C3} - Z_C. \quad (3.27)$$

У відсотковому вираженні захистоздатність струмового відсічення визначається за відношенням до опору, що захищається:

$$Z_{ТО} \% = Z_{ТО} \cdot 100 / Z_{O3}, \quad (3.28)$$

де Z_{O3} – опір об'єкта, що захищається, який дорівнює загальній кількості $(Z_P + Z_{KЛ})$.

Якщо розглядається однорідна розподільна мережа, то довжина об'єкта, що захищається струмовим відсіченням, дорівнює

$$L_{ТО} = Z_{ТО} / Z_{П}, \quad (3.29)$$

де $Z_{П}$ – погонний опір об'єкта захисту, Ом/км.

Розрахункове значення опору мертвої зони струмового відсічення

$$Z_{MЗ} = Z_{СУМ} - Z_{CЗ}, \quad (3.30)$$

$$Z_{MЗ} \% = Z_{MЗ} \cdot 100 / Z_{OЗ}. \quad (3.31)$$

Приклад 3.4. Розрахунок ефективності струмового відсічення в різних режимах живильної системи.

Вихідні дані. Напруга розподільної мережі (рис. 3.12) $U = 10$ кВ. Індуктивний опір живильної системи в різних режимах $X_{C.max} = j 0,55$ Ом; $X_{C.min} = j 1,1$ Ом. Опір реактора $R_P = 0,05$ Ом; $X_P = j 0,5$ Ом. Відповідно опір кабельної лінії $R_{КЛ} = 0,45$ Ом; $X_{КЛ} = j 0,36$ Ом. Струм спрацьовування відсічення $I_{CЗ.max} = 4,45$ кА.

Розв'язання. Розрахунок опору спрацьовування струмового відсічення.

$$Z_{CЗ} = U_{\Phi} / I_{CЗ.max} = 5,78 / 4,45 = 1,3 \text{ Ом.}$$

За вихідними активним та індуктивним опорами визначаємо опори елементів системи:

$$Z_{C.max} = 0,55 \text{ Ом; } Z_{C.min} = 1,1 \text{ Ом.}$$

Опір реактора

$$Z_P = 0,5 \text{ Ом.}$$

Опір кабельної лінії

$$Z_{КЛ} = 0,58 \text{ Ом.}$$

Опір об'єкта захисту

$$Z_{OЗ} = Z_P + Z_{КЛ} = 0,5 + 0,58 = 1,08 \text{ Ом.}$$

Сумарні для всієї системи

$$Z_{СУМ.max} = Z_{C.max} + Z_P + Z_{КЛ} = 1,63 \text{ Ом;}$$

$$Z_{СУМ.min} = Z_{C.min} + Z_P + Z_{КЛ} = 2,18 \text{ Ом.}$$

Захистоздатність струмового відсічення в максимальному і мінімальному режимах джерела живлення

$$Z_{ТО.max} \% = (Z_{CЗ} - Z_{C.max}) \cdot 100 / Z_{OЗ} = (1,3 - 0,55) \cdot 100 / 1,08 = 69,4 \%,$$

$$Z_{ТО.min} \% = (Z_{CЗ} - Z_{C.min}) \cdot 100 / Z_{OЗ} = (1,3 - 1,1) \cdot 100 / 1,08 = 18,5 \%.$$

Мертва зона струмового відсічення в максимальному режимі джерела живлення:

$$Z_{M3.max} \% = (Z_{СУМ.max} - Z_{C.3}) \cdot 100 / Z_{O3} =$$

$$= (1,63 - 1,3) \cdot 100 / 1,08 = 30,6 \%$$

Мертва зона струмового відсічення в мінімальному режимі джерела живлення

$$Z_{M3.min} \% = (Z_{СУМ.min} - Z_{C.3}) \cdot 100 / Z_{O3} =$$

$$= (2,18 - 1,3) \cdot 100 / 1,08 = 81,5\%$$

Результати розрахунку ефективності струмового відсічення: при збільшенні опорів живильної системи у два рази (мінімальний режим) з $j = 0,55$ до $j = 1,1$ Ом захистоздатність струмового відсічення зменшилася в 3,7 рази.

Для порівняння уявімо, що є однорідна розподільна мережа з параметрами попереднього прикладу: опори системи $Z_{C.max} = 0,55$ Ом і $Z_{C.min} = 1,1$ Ом; об'єкта захисту $Z_{O3} = 1,08$ Ом; сумарні опори всієї системи: $Z_{СУМ.max} = 1,63$ Ом і $Z_{СУМ.min} = 2,18$ Ом; опір об'єкта захисту $Z_{\Pi} = 0,12$ Ом/км, опір спрацьовування струмового відсічення $Z_{C3} = 1,3$ Ом.

Тоді довжина об'єкта захисту дорівнює

$$L_{O3} = Z_{O3} / Z_{\Pi} = 1,08 / 0,12 = 9 \text{ км.}$$

Довжина, що захищається струмовим відсіченням для ділянки об'єкта в максимальному режимі системи, дорівнює

$$L_{TO.max} = Z_{TO.max} / Z_{\Pi} = (Z_{C3} - Z_{C.max}) / Z_{\Pi} =$$

$$= (1,3 - 0,55) / 0,12 = 6,25 \text{ км,}$$

а в мінімальному –

$$L_{TO.min} = Z_{TO.min} / Z_{\Pi} = (Z_{C3} - Z_{C.min}) / Z_{\Pi} =$$

$$= (1,3 - 1,1) / 0,12 = 1,6 \text{ км.}$$

Висновки:

1. Дана методика розрахунку ефективності струмового відсічення призначена для об'єктів електричних мереж з різними питомими опорами.

2. Для інтегрального оцінювання ефективності струмового відсічення введено термін опір спрацьовування струмового відсічення Z_{C3} .

3. Розрахунки з використанням Z_{C3} дозволяють наочно визначати зони дії захисту об'єктів з різними питомими опорами і режимами роботи розподільної мережі.

4. Розрахункові дослідження залежності захистоздатності струмового відсічення від режиму роботи живильної електричної системи підтвердили суттєвий її недолік при зміні опору системи.

5. Такого недоліку не має дистанційний захист, розрахунки якого подано далі.

Приклад 3.5. Розрахунок дистанційного захисту.

Вихідні дані у прикладі 3.3.

Розв'язання. Перший ступінь дистанційного захисту захищає реактор і кабельну лінію з заборонаю АПВ, витримка часу захисту $t'_1 = 0$.

Вставка захисту налаштовується від КЗ в кінці кабельної лінії за умовою узгодження з дистанційним відсіченням захисту трансформаторів ПС-В.

$$Z'_1 = 0,9 \cdot (Z_p + Z_{кл}) = 0,9(0,05 + j0,5 + 0,45 + j0,36) = 0,9(0,5 + j0,86) = 0,45 + j0,774 \text{ Ом},$$

$$Z'_{1M} = \sqrt{0,45^2 + 0,774^2} = 0,89 \text{ Ом}.$$

Другий ступінь дистанційного захисту захищає додатково повітряну лінію з витримкою часу ($t'_1 = \Delta t = 0,5$ с) узгодженого з витримкою часу першого ступеня захисту трансформаторів ПС-В. При коротких замиканнях на повітряній лінії дистанційний захист даного ступеня дозволяє АПВ для вимикача Q1. Вставка захисту має налаштування від К-4 в кінці повітряної лінії.

$$Z''_1 = 0,9(Z_p + Z_{кл} + Z_{вл}) = 0,9(0,5 + j0,86 + 0,57 + j1,0) = 0,96 + j1,64 \text{ Ом},$$

$$Z''_{1M} = \sqrt{0,96^2 + 1,64^2} = 1,93 \text{ Ом}.$$

Третій ступінь дистанційного захисту резервує диференційні та МСЗ захисти ВН трансформаторів ПС-В із витримкою часу $t'''_1 = 2,5$ с. Вставка за опором

$$Z'''_1 = 1,1(Z_p + Z_{кл} + Z_T) = 1,1(0,5 + j0,86 + j6,35) = 1,1(0,5 + j7,21) = 0,55 + j7,93 \text{ Ом},$$

$$Z'''_{1M} = \sqrt{0,55^2 + 7,93^2} = 7,95 \text{ Ом}.$$

Четвертий ступінь дистанційного захисту резервує захисти ПС-С (шин і приєднань Q5). Вставка за опором має налаштуватися від навантаження

$$Z_1^{IV} = 0,85(Z_P + Z_{KL} + Z_{ВЛ} + Z_{НГ}) = 0,85(1,07 + j1,86 + 7,17 + j4,47) = \\ = 0,85(8,24 + j6,33) = 7,0 + j5,38 \text{ Ом},$$

$$Z_{1M}^{IV} = \sqrt{7,0^2 + 5,38^2} = 8,83 \text{ Ом}.$$

Вибір характеристик дистанційного захисту. При виборі характеристик опору (ХО) дистанційного захисту кабельно-повітряної лінії враховуються такі вимоги:

- 1) надійне налаштування від максимальних навантажувальних режимів об'єкта захисту (ОЗ);
- 2) надійне охоплення дугових пошкоджень;
- 3) надійність і швидкість спрацьовування з урахуванням різних впливаючих чинників;
- 4) надійне налаштування від зовнішніх дугових пошкоджень;
- 5) надійне спрацьовування при близьких пошкодженнях через дугу, коли вхідний опір розташовується поблизу активної осі R ;
- 6) забезпечення направленості ХО при пошкодженнях поблизу місця встановлення захисту;
- 7) надійне резервування захистів;
- 8) спрацьовування АПВ при пошкодженнях на повітряній лінії та неспрацьовування АПВ при КЗ в кабельній лінії.

На рис. 3.13 наведено ХО чотирьох ступенів дистанційного захисту.

Перший ступінь (Z_1^I, Z_2^I): $Z_Y^I = 0,89 \text{ Ом}$, $t_Y^I = 0$ – захист реактора і кабельної лінії з блокуванням АПВ. Характеристика рекомендована для кабельних ліній.

Обмеження згори (дуга $Z_1^I - Z_2^I$) забезпечує необхідне охоплення дугових пошкоджень. Широта ХС (заходження точки Z_2^I за ось jx) призводить до зменшення уповільнення в перехідних режимах. Заходження точки Z_1^I за вісь R забезпечує надійне спрацьовування першого ступеня при близьких пошкодженнях через активний опір дуги R_d . Якщо спрацює перший ступінь дистанційного захисту, то пошкодження тільки в реакторі і кабельній лінії, виконується блокування (заборона) АПВ вимикача Q1.

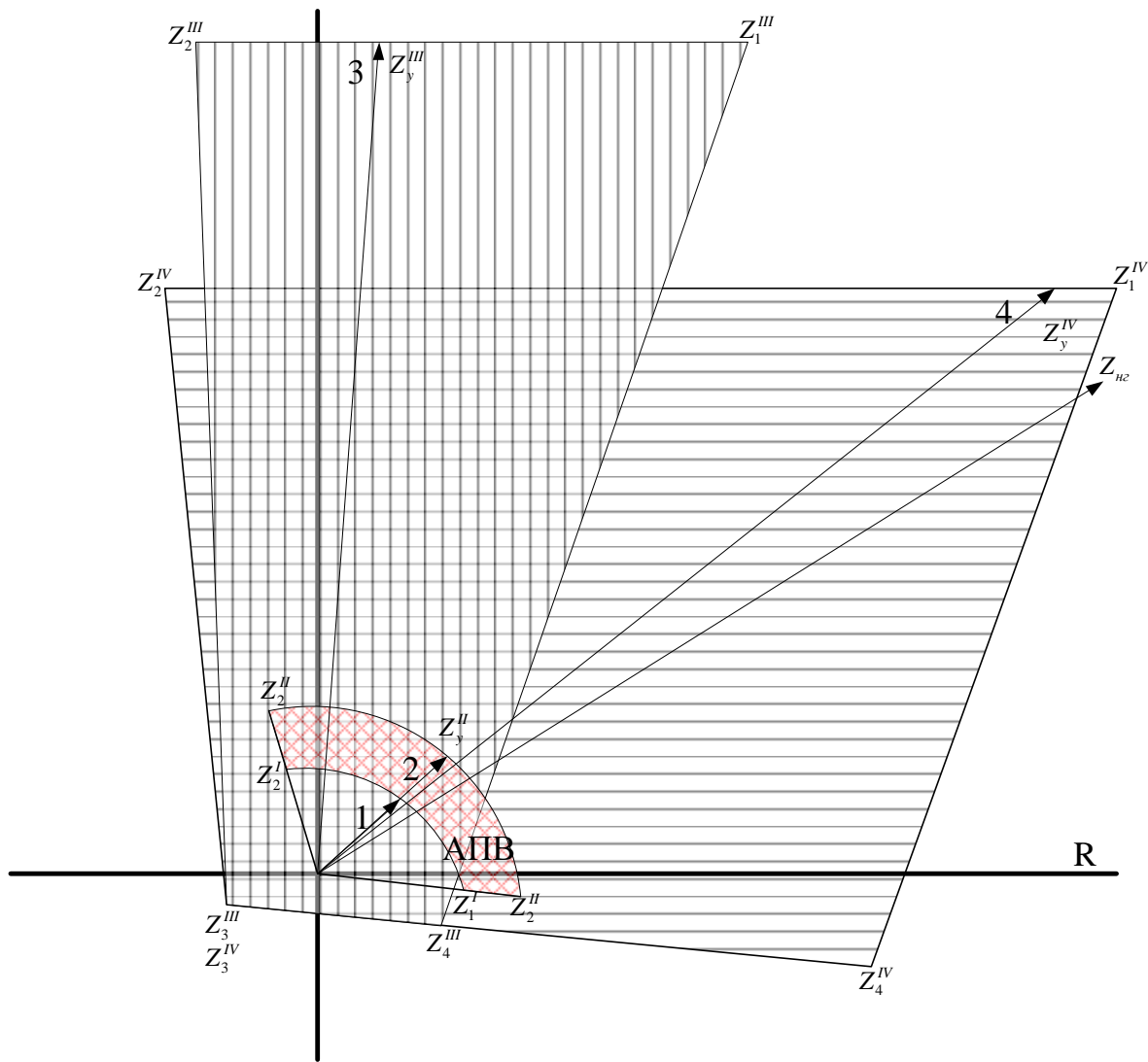


Рис. 3.13. Характеристики спрацьовування реле опору

Другий ступінь (Z_1^{II}, Z_2^{II}): $Z_y^{II} = 1,93 \text{ Ом}$, $t_y^{II} = 0,5 \text{ с}$ – перекриває 1 ступінь і 90 % повітряної лінії. Характеристика опору ступеня рекомендована такого вигляду, як і для першого ступеня, з тими самими умовами вибору, але з дією АПВ. Якщо спрацювала ХС другого ступеня, але не спрацювала ХС першого ступеня, то пошкодження тільки в повітряній лінії, виконується АПВ вимикача $Q1$.

Третій ступінь ($Z_1^{III}, Z_2^{III}, Z_3^{III}, Z_4^{III}$): $Z_y^{III} = 7,95 \text{ Ом}$, $t_y^{III} = 2,5 \text{ с}$ – перекриває всю кабельно-повітряну лінію, що захищається, і ділянки сусідньої підстанції ПС-В. Обмеження згори визначається вставкою Z_y^{III} і вершинами $Z_1^{III} - Z_2^{III}$ (на відстані від Z_y^{III}) з метою охоплення дугових пошкоджень і швидкості спрацьовування ХС із урахуванням різних чинників. Невеликий

нахил верхньої сторони ($Z_1^{III} - Z_2^{III}$) забезпечує налаштування від зовнішніх дугових пошкоджень. Обмеження справа ($Z_1^{III} - Z_4^{III}$) з метою охоплення дугових пошкоджень. Опір дуги R_D є нелінійним. Із наближенням місця КЗ до джерела живлення значення R_D падає. Тому права сторона ($Z_1^{III} - Z_4^{III}$) має нахил.

Обмеження зліва ($Z_2^{III} - Z_3^{III}$) визначається можливими похибками реле опору в статичних і динамічних режимах, а також вимогою необхідності швидкодії. При цьому чим більше точка КЗ (Z_K) віддалена від сторони ($Z_2^{III} - Z_3^{III}$), тим з більшими запасами забезпечується спрацьовування, реле опору має менший час спрацьовування.

Нижня сторона ($Z_3^{III} - Z_4^{III}$) характеристики в третьому і четвертому квадрантах обрана таким чином, щоб забезпечити надійне спрацьовування при близьких дугових пошкодженнях і резервування дії перших ступенів захистів при КЗ на шинах підстанції.

Четвертий ступінь ($Z_1^{IV}, Z_2^{IV}, Z_3^{IV}, Z_4^{IV}$): $Z_y^{IV} = 8,83$ Ом; $t_y^{IV} = 2,5$ с – має найбільшу зону спрацьовування і виконує функції далекого резервування з налаштуванням від навантаження ($Z_{нг}$) при збереженні чутливості до віддалених пошкоджень.

Даний ступінь резервує швидкодіючі захисти суміжних підстанцій ПС-В і ПС-С. Характеристика спрацьовування ступеня рекомендована такого вигляду, як і для третього ступеня, з тими самими умовами вибору, але більш широка, обумовлений вставкою спрацьовування Z_y^{IV} .

У табл. 3.3 подана карта вставок струмових і дистанційних захистів кабельно-повітряної лінії. *АКА* – триступінчастий максимальний струмовий захист, *АКЗ* – чотириступінчастий дистанційний захист із АПВ після вимкнення вимикача другим ступенем.

Таблиця 3.3

Карта вставок струмових і дистанційних захистів кабельно-повітряної лінії

<i>АКА</i>		<i>АКЗ</i>		
<i>3I</i>	<i>2T</i>	<i>4Z</i>	<i>3T</i>	
4450	0	0,89	0	АПВ
1400	0,5	1,93	0,5	
1240	2,5	7,95	2,5	
		8,83	2,5	

3.5. Захист фідера «лінія – трансформатор»

Відповідно до керівних вказівок з релейного захисту і джерел [1, 2] у мережах 6–35 кВ захист фідера «лінія – трансформатор» виконується за схемою з двома струмовими реле прямої дії типу РТМ (двофазне дворелейне струмове відсічення) і трьома реле типу РТВ (двофазний трирелейний максимальний струмовий захист із затримуванням). Третє реле у зворотному проведенні встановлюється для контролю струму у фазі В.

Приклад 3.6. Розрахунок захисту фідера «лінія – трансформатор».

Вихідні дані: Опір лінії 10 кВ дорівнює $Z_L = 1,8 + j 2,5$ Ом. Струми трифазного КЗ на шинах системи в максимальному і мінімальному режимах роботи дорівнюють відповідно 3000 і 2000 А. Параметри трансформатора $S_T = 160$ кВА; 10/0,4 кВ; $U_K = 6,5$ %; $\Delta P_K = 2,7$ кВт. Коефіцієнт самозапуску електродвигунів на боці 0,4 кВ дорівнює 2,1.

Розв'язання. За заданими струмами КЗ на шинах системи визначаються опори системи в максимальному і мінімальному режимах:

$$X_{Cmax} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{Kmax}};$$
$$X_{Cmax} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3000} = 2 \text{ Ом};$$
$$X_{Cmin} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2000} = 3 \text{ Ом}.$$

Повний опір трансформатора

$$Z_T = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_T};$$
$$Z_T = \frac{6,5 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 160} = 40,6 \text{ Ом}.$$

Активна складова повного опору

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U^2}{S_T^2};$$

$$r_T = \frac{2,7 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{160^2} = 10,5 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір (реактивна складова повного опору)

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2};$$

$$X_T = \sqrt{40,6^2 - 10,5^2} = 39,2 \text{ Ом.}$$

Струми трифазного КЗ наприкінці лінії

$$I_{\max \text{ Л}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}};$$

$$I_{\max \text{ Л}}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 4,85} = 1250 \text{ А};$$

$$I_{\min \text{ Л}}^{(3)} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 5,79} = 998 \text{ А.}$$

Струми КЗ за трансформатором

$$I_{\max \text{ Т}}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 45,4} = 134 \text{ А};$$

$$I_{\min \text{ Т}}^{(3)} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 46,4} = 125 \text{ А.}$$

Трансформатори струму захисту вибираються за номінальним струмом силового трансформатора з урахуванням систематичного перевантаження

$$I_{\text{НТ}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U};$$

$$I_{\max \text{ Т}} = 1,4 \cdot I_{\text{НТ}} = 1,4 \cdot 9,3 = 13 \text{ А.}$$

Приймаються трансформатори струму типу ТПЛ-10 з коефіцієнтом 50/5 (П – прохідний, Л – з литою ізоляцією).

Струм спрацьовування МСЗ блока «лінія – трансформатор» вибирається за умови неспрацьовування на вимкнення після аварійних перевантажень з вимикання суміжними захистами найближчого зовнішнього трифазного КЗ на боці напруги 0,4 кВ:

$$I_{C3} = \frac{K_H \cdot K_{C3П}}{K_B} \cdot I_{\max T};$$

$$I_{C3} = \frac{1,25 \cdot 2,1}{0,7} \cdot 13 = 49 \text{ А.}$$

Приймається струм спрацьовування захисту 50 А і струм спрацьовування РТВ:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T};$$

$$I_{CP} = \frac{50}{10} = 5 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування струмового відсічення блока вибирається за умови налаштування (селективності) від КЗ за трансформатором у зоні попереднього захисту:

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{\max T}^{(3)};$$

$$I_{C3} = 1,5 \cdot 134 = 201 \text{ А.}$$

Приймається струм спрацьовування відсічення 200 А і струм спрацьовування РТМ

$$I_{CP} = 200 / 10 = 20 \text{ А.}$$

Час спрацьовування МСЗ дорівнює 1 с у незалежній (сталій) частині характеристики для забезпечення селективності з автоматичними вимикачами на боці напруги 0,4 кВ.

Коефіцієнт чутливості МСЗ

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\min T}^{(2)}}{I_{C3}};$$

$$K_{\text{Ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 125}{2 \cdot 50} = 2,16 > 1,5.$$

Коефіцієнт чутливості відсічення

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\min Л}^{(2)}}{I_{C3}};$$

$$K_{\text{Ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 998}{2 \cdot 200} = 4,3 > 2.$$

Чутливість захистів задовольняє вимоги ПУЕ [1].

3.6. Максимальний направлений захист лінії

Технічне завдання: спроектувати максимальний струмовий направлений захист (МСНЗ) лінії Л4 (рис. 3.14) від міжфазних КЗ.

У загальному випадку максимальний струмовий захист (МСЗ) є резервним, останньою сходинкою захистів ЕУ зі ступінчастими витримками часу.

Витримки часу для захистів необхідні для ближнього і далекого резервування.

Орган напрямку потужності (ОНП) в складі МСНЗ забезпечує селективність роботи суміжних захистів (на загальних шинах) таким чином, щоб найближчий МСЗ до місця пошкодження спрацьовував швидше. Дозвіл на спрацьовування МСНЗ дає ОНП з позитивним напрямком потужності КЗ від шин в об'єкт захисту. Такий принцип дає можливість зменшити витримки часу резервних захистів по колу від навантаження до джерел живлення (система і генератори).

Для даної лінії Л4 пропонується мікропроцесорний максимальний направлений захист, де передбачено:

- можливість вибору дії захисту «на вимикання» або «на сигнал», а також введення–виведення направленості;
- введення–виведення автоматичного прискорення і відповідної витримки часу;
- автоматичне блокування направленої захисту при обриві вимірвальних кіл напруги.

Направлений захист виконується з контролем струму, величини і напрямку потужності в трьох фазах. Напрямок потужності визначається за величиною фазових кутів між струмом I_A і напругою U_{BC} , струмом I_B і напругою U_{CA} , струмом I_C і напругою U_{AB} відповідно.

Якщо хоча б один з певних фазових кутів знаходиться в зоні спрацьовування, захист спрацьовує. Передбачена можливість побудови будь-якої зони спрацьовування захисту за допомогою регульованого кута максимальної чутливості.

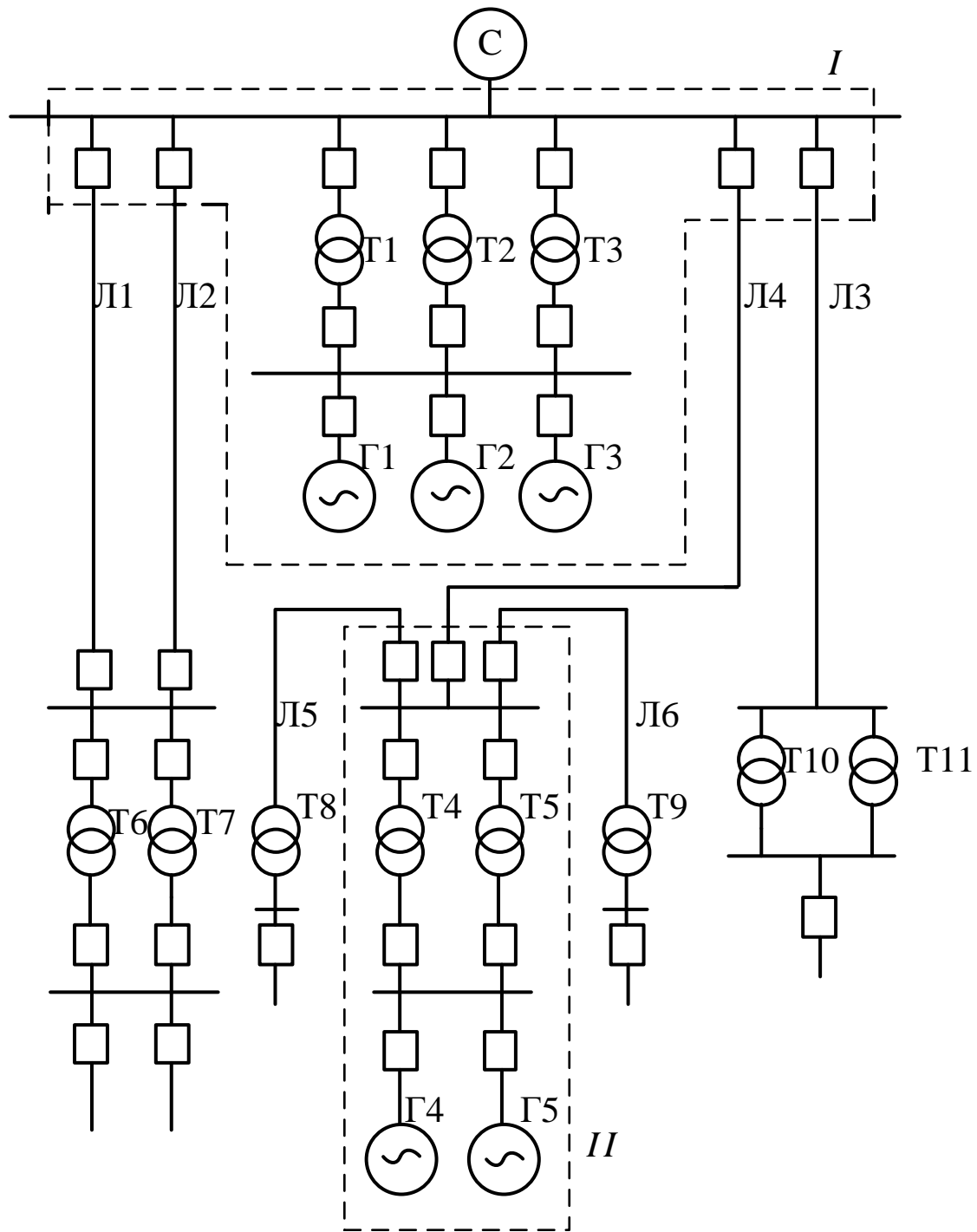


Рис. 3.14. Схема електричної мережі частині енергосистеми

Приклад 3.7. Вибір витримки часу для направленої захисту.

Вставки МСНЗ за часом вибираються (табл. 3.4 і 3.5) за зустрічно-ступінчастим принципом за своїми напрямками потужності $KЗ$, наприклад для лінії Л4 один напрямок – від 1-ї

електростанції (ЕС1), а інший – від ЕС11 (рис. 3.14) відповідно до виразу

$$t_{\text{посл}} = t_{\text{поп}} + \Delta t,$$

де $t_{\text{поп}}$ – витримка часу попереднього МСЗ на боці навантаження;

Δt – ступінь селективності, для цифрових захистів приймаємо $\Delta t = 0,3$ с.

Таблиця 3.4

Вибір витримок часу для МСНЗ з боку ЕС1

Об'єкт захисту	Навантаження 0,4 кВ	Трансформатор 10/0,4	Лінія 11 кВ	Ввід 11 кВ	Т9	Л6	Л4
$t_{\text{сз}}, \text{с}$	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1

Таблиця 3.5

Вибір витримок часу для МСНЗ з боку ЕС11

Об'єкт захисту	Навантаження 0,4 кВ	Ввід 0,4 кВ	Трансформатор 10/0,4	Лінія 11 кВ	Ввід 11 кВ	Т9	Л6	Л4
$t_{\text{сз}}, \text{с}$	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4

Таким чином, для МСНЗ лінії Л4 на боці ЕС1 витримка часу дорівнює $t_1 = 2,1$ с за умовою налаштування від попередніх захистів по колу Т9 – Л6.

Для МСНЗ лінії Л4 на боці ЕС11 витримка часу дорівнює $t_1 = 2,4$ с за умовою налаштування від попередніх захистів по колу Т10 (11) – Л3.

Приклад 3.8. Вибір струму спрацьовування для направленої захисту.

Вже згадана лінія Л4 ($U = 115$ кВ) входить до електричної мережі з ефективно-заземленою нейтраллю, де максимальний направлений захист має виводитися з дії (так зване «блокування») при КЗ на землю, на яке реагує спеціальний направлений захист нульової послідовності, що має менші витримки часу.

Виходячи з цього струм спрацьовування МСНЗ вибирається за принципом максимального струмового захисту незалежно від напрямку потужності КЗ, за величиною максимального струму навантаження лінії I_{PM} .

Максимальний струм навантаження для лінії Л4 визначається за співвідношенням перетікань потужності в електричній системі згідно з даними табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Потужності генеруючих і навантажувальних елементів електричної системи

Потужність	Живлення, МВт			Навантаження, МВА			
	Г1 – Г3	Г4 – Г5	С	Т6 –Т7	Т8	Т9	Т10 –Т11
	90	60	360	32	40	40	12,6

На підставі аналізу схеми (рис. 3.14) і табл. 3.6 видно призначення лінії Л4: забезпечувати навантаження вузла 11 під час ремонту одного з генераторів Г4 (5). Тоді робочий максимальний струм лінії дорівнює

$$I_{PM} = S_{T4} / (1,73 U_C) = 40 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 115) = 200 \text{ А.}$$

Вибираємо струм спрацьовування захисту за двома умовами для вимоги селективності дії.

Перша умова – неспрацьовування після вимикання найближчого пошкодження за суміжними захистами:

$$I_{C3} = K_H \cdot K_{C3П} \cdot I_{PM} / K_B = 1,3 \cdot 1,2 \cdot 200 / 0,9 = 346 \text{ А,}$$

де K_H – коефіцієнт налаштування;

$K_{C3П}$ – коефіцієнт самозапуску навантаження після вимикання зовнішнього КЗ;

K_B – коефіцієнт повернення захисту.

Друга умова – неспрацьовування під час перехідних процесів у циклах автоматичного повторного вмикання лінії Л4:

$$I_{C3} = K_H \cdot K_{C3П} \cdot I_{PM} = 1,3 \cdot 1,5 \cdot 200 = 390 \text{ А.}$$

Приймаємо найбільше значення $I_{C3} = 400$ А.

Чутливість захисту перевіряється за мінімальним струмом наскрізного КЗ. Виходячи з мінімального режиму роботи електричної мережі таким може бути КЗ на шинах ЕС1 для МСНЗ з боку шин електростанції 11 при вимкненому генераторі Г4.

Визначимо цей мінімальний струм ушкодження на підставі таких розрахункових формул:

- опір генератора Г5

$$X_{Г5} = X''_d \cdot U_C^2 / S_{Г5} = \\ = 0,153 \cdot 115^2 \cdot 0,8 / 30 = 54 \text{ Ом};$$

- опір лінії зв'язку Л4 з шинами системи

$$X_{Л4} = X_{П} \cdot L_4 = 0,42 \cdot 120 = 50,4 \text{ Ом};$$

- струм трифазного КЗ на шинах в кінці лінії

$$I^{(3)}_{0, Ш} = U_C / 1,73 \cdot (X_{Г5} + X_{Л4}) = \\ = 115000 / (1,73 \cdot 104,4) = 640 \text{ А};$$

- чутливість захисту для початку КЗ

$$K_{ч,0} = I^{(2)}_{Ш} / I_{C3} = 0,87 \cdot 640 / 400 = 1,4 > 1,25.$$

Для сталого режиму КЗ

$$X_d = 10 X''_d = 1,53.$$

Струм трифазного КЗ на шинах в кінці лінії

$$I^{(3)}_{Ш} = U_C / 1,73 \cdot (X_{Г5} + X_{Л4}) = \\ = 115000 / 1,73 \cdot (540 + 50,4) = 112 \text{ А}.$$

Таке пошкодження МСЗ не помітить.

Тому для ЛЕП великої протяжності застосування максимального струмового направленої захисту не рекомендують. Також слід зазначити, що усунення мертвих зон максимальних струмових направлених захистів (через недостатню залишкову напругу в місці встановлення органів напрямку потужності) досягається застосуванням ненаправлених струмових відміток.

3.7. Дистанційний захист лінії електропередачі

Розглянемо направлений триступінчастий дистанційний захист лінії Л4 з боку шин ЕС1 (рис. 3.14).

Дистанційний захист (ДЗ) в електричних мережах класу з напругою 110 кВ виконує функції основного та резервного захистів високовольтних ліній від міжфазних КЗ.

Принцип роботи дистанційного захисту заснований на обчисленні відстані до місця пошкодження. Для обчислення відстані до місця пошкодження високовольтної лінії електропередач пристрої, що виконують функції дистанційного захисту, використовують значення струму навантаження і напруги [3-8].

Перший ступінь захисту без витримки часу контролює більшу частину своєї лінії (до 90 %).

Другий ступінь захисту з витримкою часу, що дорівнює дії ПРВВ (пристрій резервування відмови вимикача), контролює всю свою лінію і частину суміжних електроустановок (ліній і трансформаторів).

Третій ступінь захисту має витримку часу, яка вибирається за зустрічно-ступінчастим принципом, що додатково контролює ще і всі суміжні електроустановки.

Приклад 3.9. Вибір параметрів направленої триступінчастої дистанційного захисту.

Вихідні дані для розрахунків лінії Л4 на боці системи й електростанції.

Електрична система С: напруга $U_C = 115$ кВ, потужність системи $S_C = 450$ МВА, опір системи $X_C\% = 20$.

Електрична станція ЕС1: напруга видачі потужності $U_C = 115$ кВ: три енергоблоки з генераторами потужністю 3×30 МВт ($\cos\varphi = 0,8$, $X'_d = 15,3$ %) і трьома трансформаторами потужністю 3×40 МВА ($U_K = 10,5$ %).

Лінія, що захищається, Л4: $L_{Л4} = 110$ км; $\varphi = 65^0$; $X_{П,Л4} = 0,45$ Ом/км, $R_{П,Л4} = 0,40$ Ом/ км.

Дані для розрахунків параметрів захисту на приймальному боці лінії Л4.

Електрична станція ЕС11: $U_C = 115$ кВ: два енергоблоки з генераторами потужністю 2×30 МВт ($\cos\varphi = 0,8$, $X''_d = 15,3$ %) і двома трансформаторами потужністю 2×40 МВА ($U_K = 10,5$ %).

Дві однакові лінії Л5 і Л6: $L_{Л5} = 60$ км; $\varphi = 65^\circ$; $X_{П,Л4} = 0,41$ Ом/км, $R_{П,Л4} = 0,36$ Ом/км.

Для розрахунків другого і третього ступенів треба знати робочий максимальний струм лінії Л4 та розподіл струмів КЗ в об'єкті, що підлягає захисту, і суміжних захистів (у нашому випадку при КЗ в кінці дистанційного захисту першого ступеня лінії Л5).

Робочий максимальний струм лінії Л4

$$I_{PM} = S_{T5} / (1,73 U_C) = 40 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 115) = 200 \text{ А.}$$

Опори лінії Л4

$$X_{Л4} = X_{П,Л4} \cdot L_{Л4} = 0,45 \cdot 110 = 49,5 \text{ Ом;}$$

$$R_{Л4} = R_{П,Л4} \cdot L_{Л4} = 0,4 \cdot 110 = 44 \text{ Ом;}$$

$$Z_{Л4} = (R_{Л4}^2 + X_{Л4}^2)^{1/2} = (44^2 + 49,5^2)^{1/2} = 66,2 \text{ Ом.}$$

Опори лінії Л5

$$X_{Л5} = X_{П,Л5} \cdot L_{Л5} = 0,41 \cdot 60 = 24,6 \text{ Ом;}$$

$$R_{Л5} = R_{П,Л5} \cdot L_{Л5} = 0,36 \cdot 60 = 21,9 \text{ Ом;}$$

$$Z_{Л5} = (R_{Л5}^2 + X_{Л5}^2)^{1/2} = (21,9^2 + 24,6^2)^{1/2} = 32,9 \text{ Ом.}$$

Опір системи

$$Z_C = (X_C\% / 100) \cdot U_C^2 / S_C = (20,0 / 100) \cdot 115^2 / 450 = 5,9 \text{ Ом.}$$

Опір одного генератора

$$Z_\Gamma = X''_d \cdot U_C^2 / S_\Gamma = 0,153 \cdot 115^2 \cdot 0,8 / 30 = 54 \text{ Ом.}$$

Опір одного трансформатора енергоблока

$$Z_T = (U_K / 100) \cdot U_C^2 / S_T = (10,5 / 100) \cdot 115^2 / 40 = 34,7 \text{ Ом.}$$

Опір першої електростанції ЕС1 з трьома генераторами

$$Z_{ЕС1} = (Z_\Gamma + Z_T) / 3 = (54 + 34,7) / 3 = 29,6 \text{ Ом.}$$

Опір другої електростанції ЕС11 з двома генераторами

$$Z_{EC2} = (Z_{Г} + Z_{Т}) / 2 = (54 + 34,7) / 2 = 44,3 \text{ Ом.}$$

Опір джерел живлення з початку лінії Л4

$$\begin{aligned} Z_{ДЖ} &= (Z_{С} \cdot Z_{EC1}) / (Z_{С} + Z_{EC1}) = \\ &= (5,9 \cdot 29,6) / (5,9 + 29,6) = 4,9 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Опір від вузла системи разом зі станцією ЕС1 до точки КЗ в кінці лінії Л4 на шинах приймальної підстанції

$$Z_{Ш} = Z_{ДЖ} + Z_{Л4} = 4,9 + 66,2 = 71,1 \text{ Ом.}$$

Еквівалентний опір для повного струму КЗ на шинах приймальної підстанції

$$\begin{aligned} Z_{ЕКВ} &= (Z_{Ш} \cdot Z_{EC2}) / (Z_{Ш} + Z_{EC2}) = \\ &= (71,1 \cdot 44,3) / (71,1 + 44,3) = 27,3 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Коефіцієнт участі системи С разом зі станцією ЕС1 в струмі КЗ в кінці лінії Л4 на шинах приймальної підстанції

$$C_{ДЖ} = Z_{ЕКВ} / Z_{Ш} = 27,3 / 71,1 = 0,38.$$

Коефіцієнт участі другої електростанції ЕС11 в струмі КЗ в кінці лінії Л4 на шинах приймальної підстанції

$$C_{EC2} = Z_{ЕКВ} / Z_{Ш} = 27,3 / 71,1 = 0,38.$$

Перевірка:

$$C_{ДЖ} + C_{EC2} = 0,38 + 0,38 = 0,76.$$

Розрахунок параметрів дистанційного захисту.

Опір спрацьовування першого ступеня дистанційного захисту Л4 без витримки часу вибирається за умовою неспрацьовування при пошкодженнях на початку суміжних електроустановок у напрямку від шин у лінію Л4 (налаштування від КЗ на шинах ЕС11 протилежного кінця лінії):

$$Z^{1}_{СЗ, Л4} = K^1_{нал} \cdot Z_{Л4} = 0,9 \cdot 66,2 = 59,6 \text{ Ом,}$$

де $K^1_{нал}$ – коефіцієнт налаштування для мікропроцесорного захисту мінімального типу, дорівнює 0,9.

Опір спрацьовування першого ступеня дистанційного захисту Л5 без витримки часу вибирається за умовою неспрацьовування при пошкодженнях на початку суміжних електроустановок у напрямку від шин у лінію Л5 (налаштування від КЗ на шинах Т8 протилежного кінця лінії):

$$Z^{1}_{\text{СЗ, Л5}} = K^1_{\text{нал}} \cdot Z_{\text{Л5}} = 0,9 \cdot 32,9 = 29,6 \text{ Ом},$$

Перші ступені дистанційних захистів у мережах з двобічним живленням мають бути направлені для запобігання неправильного спрацьовування при пошкодженнях позаду захисту. Можливі мертві зони можна виключити при застосуванні струмових відсічень.

Для обчислення другого ступеня дистанційного захисту необхідно враховувати коефіцієнт розподілу K_P , який залежить від відношення струму в захисті до струму ушкодження в суміжній електроустановці (за наявності джерела живлення, як у нашому випадку ЕС11, це коефіцієнт підживлення $K_{\text{П}}$, коли паралельні лінії – коефіцієнт відсмоктування $K_{\text{В}}$).

Розрахунок коефіцієнта підживлення при пошкодженні в кінці першої зони захисту Л5 ($Z^{1}_{\text{СЗ, Л5}}$).

Повний струм трифазного КЗ в лінії Л5

$$\begin{aligned} I_{\text{К, Л5}} &= U_{\text{С}} / 1,73 \cdot (Z_{\text{ЕКВ}} + Z^{1}_{\text{СЗ, Л5}}) = \\ &= 115000 / 1,73 \cdot (27,3 + 29,6) = 1170 \text{ А}. \end{aligned}$$

Струм трифазного КЗ в лінії Л4

$$I_{\text{К, Л4}} = C_{\text{ДЖ}} \cdot I_{\text{К, Л5}} = 0,38 \cdot 1170 = 444 \text{ А}.$$

Коефіцієнт підживлення від ЕС11

$$K_{\text{П}} = I_{\text{К, Л5}} / I_{\text{К, Л4}} = 1170 / 444 = 2,6.$$

Другий ступінь направленої дистанційного захисту налаштується від пошкоджень в кінці першого ступеня суміжного, попереднього дистанційного захисту, наприклад захисту Л5:

$$\begin{aligned} Z^{11}_{\text{СЗ, Л4}} &= K_{\text{Н}} \cdot (Z_{\text{Л4}} + K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{П}} \cdot Z^{1}_{\text{СЗ, Л5}}) = \\ &= 0,9 \cdot (66,2 + 0,9 \cdot 2,6 \cdot 29,6) = 122 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Витримка часу другої зони захисту

$$t^{11}_{C3} = \Delta t = 0,3 \text{ с.}$$

Для останньої, третьої зони дистанційного захисту лінії Л4 вибираємо витримку часу за зустрічно-ступінчастим принципом

$$t^{111}_{C3} = t^{111}_{T8} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с.}$$

Третій ступінь дистанційного захисту лінії Л4 вибирається за умовою неспрацьовування після вимкнення зовнішнього КЗ

$$\begin{aligned} Z^{111}_{C3, L4} &= Z_{P, \min} / (K_H \cdot K_{C3П} \cdot K_B) = \\ &= U_{P, \min} / 1,73 \cdot (K_H \cdot K_{C3П} \cdot K_B \cdot I_{PM} \cdot \cos(\varphi_{MЧ} - \varphi_P)) = \\ &= 0,9 \cdot 110000 / 1,73 (1,2 \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot 200 \cdot \cos(65 - 35)) = 220 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Коефіцієнт чутливості при КЗ в кінці лінії Л4

$$K^{111}_{ч, L4} = Z^{111}_{C3, L4} / Z_{L4} = 220 / 66,2 = 3,3 > 1,5.$$

Коефіцієнт чутливості при КЗ в кінці зони резервування лінії захисту лінії Л4, на шинах Т8

$$\begin{aligned} K^{111}_{ч, T8} &= Z^{111}_{C3, L4} / Z_{ДЖ-Т8} = Z^{111}_{C3, L4} / (Z_{L4} + Z_{L5} \cdot K_{П}) = \\ &= 220 / (66,2 + 32,9 \cdot 2,6) = 1,4 > 1,2. \end{aligned}$$

Розрахунок вставок реле дистанційного захисту лінії Л4

Для максимального струму лінії Л4 в нормальному режимі $I_P, \max = 200 \text{ А}$ прийнятий вимірювальний трансформатор струму з коефіцієнтом трансформації $k_{ТП} = 500/5 = 100$.

Коефіцієнт трансформації вимірювальних трансформаторів напруги

$$k_{НП} = 115000/100 = 1150.$$

Вставка реле першого ступеня дистанційного захисту за опором

$$Z_{СР,ДЗ1} = Z_{ДЗ1} \cdot k_{ТП} / k_{НП} = 29,6 \cdot 100 / 1150 = 2,57 \text{ Ом.}$$

Приймаємо $Z_{СР,ДЗ1} = 2,5 \text{ Ом}$ і нове значення вставки реле

$$Z_{ДЗ1} = Z_{СР,ДЗ1} \cdot k_{НП} / k_{ТП} = 2,5 \cdot 1150 / 100 = 28,75 \text{ Ом.}$$

Вставка реле другого ступеня дистанційного захисту за опором

$$Z_{\text{CP,ДЗ2}} = Z_{\text{ДЗ2}} \cdot k_{\text{ТП}} / k_{\text{НП}} = 122 \cdot 100 / 1150 = 10,6 \text{ Ом.}$$

Вставка реле третього ступеня дистанційного захисту за опором

$$Z_{\text{CP,ДЗ3}} = Z_{\text{ДЗ3}} \cdot k_{\text{ТП}} / k_{\text{НП}} = 220 \cdot 100 / 1150 = 19,1 \text{ Ом.}$$

3.8. Поперечний диференційний направлений захист ліній

Поперечний диференційний направлений захист ліній (ПДНЗ) застосовується для захисту однотипних паралельних ліній.

Робота захисту заснована на порівнянні за величиною і фазою струмів, що протікають по паралельних лініях.

Вимірювальні трансформатори струму для захисту ТА з однаковими коефіцієнтами трансформації встановлюються з двох кінців паралельних ліній, а їхні вторинні обмотки з'єднуються за схемою на різницю струмів (рис. 3.15).

ПДНЗ виконується без витримки часу, оскільки за принципом дії захист не реагує на наскрізні струми КЗ (зовнішні КЗ), струми навантажень і хитань.

Приклад 3.10. Вибір параметрів поперечного диференційного струмового направленої захисту лінії.

У нормальному режимі максимального навантаження $I_{\text{рм}}$ або максимального наскрізного струму короткого замикання К5 струми в лініях (пунктирні лінії) рівні і мають один напрямок «від шин джерела живлення С1 – в лінії». А струми в пускових реле максимального типу КА1 і КА2 (допускаючи коефіцієнт трансформації вимірювальних трансформаторів струму рівним 1 малі, що не перевищують значень максимального струму небалансу $I_{\text{НБ, max}}$ і струму спрацьовування захисту $I_{\text{СЗ}}$

$$I_{\text{КА1}} = I_{\text{КА2}} = (I_1 - I_2) < I_{\text{НБ, max}} < I_{\text{СЗ}}.$$

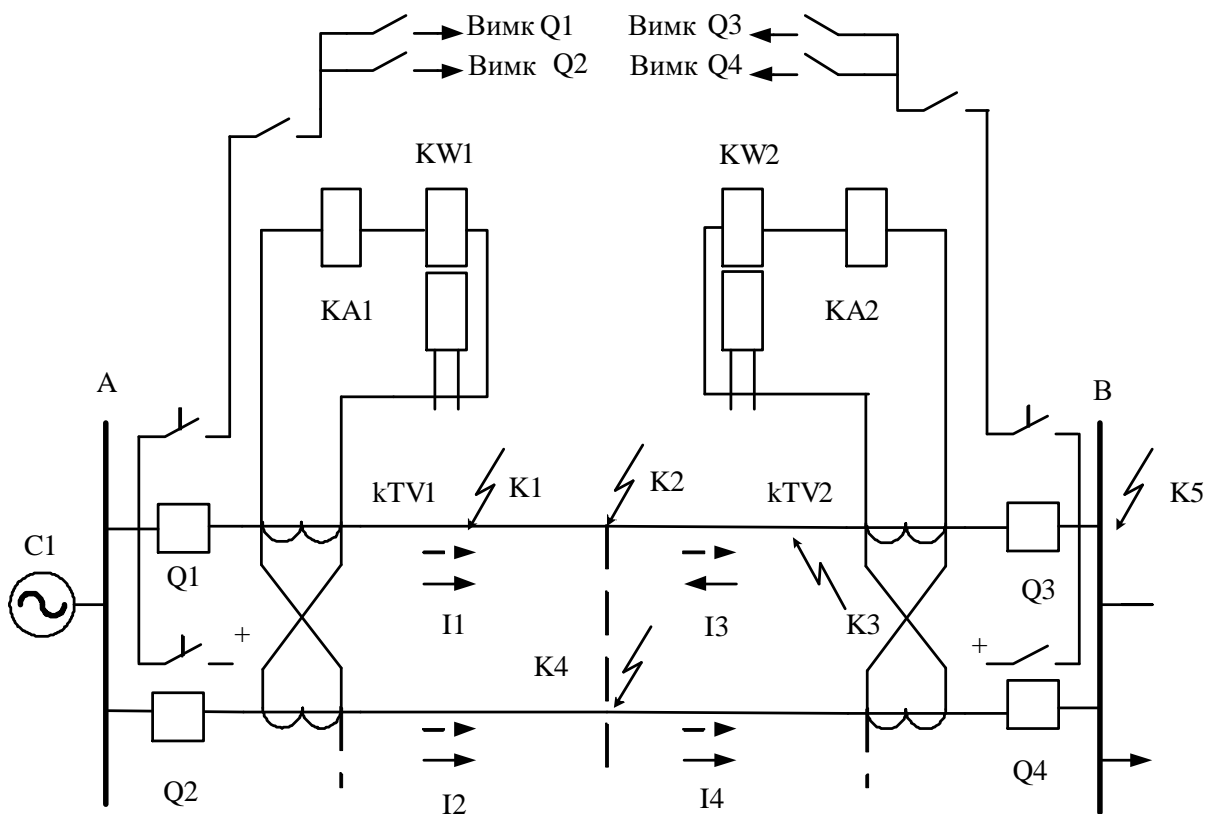


Рис. 3.15. Схема, що пояснює захист ліній

При короткому замиканні К-3 в одній з паралельних ліній довжиною L на відстані L_B від шин підстанції В співвідношення струмів (рис. 3.15) у лініях змінюється

$$I_1 / I_2 = (L + L_{X, B}) / (L - L_B). \quad (3.32)$$

Повний струм у місці короткого замикання К-3

$$I_{K3} = I_1 + I_2. \quad (3.33)$$

Тоді частка першого струму в сумарному струмі короткого замикання

$$I_1 / I_{K3} = (L + L_B) / 2L. \quad (3.34)$$

Перша частка другого струму в сумарному струмі короткого замикання

$$I_2 / I_{K3} = (L - L_B) / 2L. \quad (3.35)$$

Реле КА1 реагує на різницю струмів ліній

$$I_{KA1} = (I_1 - I_2) = I_{K3} \cdot L_B / L. \quad (3.36)$$

При обраному струмі спрацьовування захисту I_{C3} реле КА1 спрацює, якщо віддаленість від шин Б (L_B) більше, ніж зона нечутливості, яка визначається як мертва зона L_{1X} для захисту на боці С1

$$L^1_X = I_{C3} \cdot L / I_{K3}. \quad (3.37)$$

Попередня формула визначає мертво зону захисту: чим більше струм спрацьовування захисту I_{C3} , тим більше ця зона.

Якщо $L^1_X < L_B$ (ближче до шин підстанції В), то пусковий орган захисту КА1 не спрацює. Таким чином для ПДНЗ, встановленого зліва, мертва зона справа, на боці навантаження.

Реле КА2 для ПДНЗ при короткому замиканні К-3 в одній з паралельних ліній довжиною L на відстані L_B від шин підстанції В реагує на суму струмів ліній (рис. 3.15):

$$I_{KA2} = (I_4 + I_3) = 2 I_2 = 2 I_{K3} \cdot (L - L_B) / 2L. \quad (3.38)$$

Для ПДНЗ, встановленої справа (реле КА2), мертва зона ліворуч, з боку системи С1 на відстані

$$L^{11}_X = L - L_B. \quad (3.39)$$

Чутливість захисту залежить від відношення величин L^{11}_X і L

$$I_{KA2} = I_{K3} \cdot L^{11}_X / L. \quad (3.40)$$

При обраному струмі спрацьовування захисту I_{C3} реле КА2 спрацює, якщо віддаленість короткого замикання від шин А (L_A) більше, ніж зона нечутливості, яка визначається як мертва зона L^1_X для захисту на боці навантаження

$$L^1_X = I_{C3} \cdot L / I_{K3}. \quad (3.41)$$

Попередня формула також визначає мертво зону захисту, встановленого справа (реле КА2): чим ближче коротке замикання до підстанції А, тим далі протікання струму пошкодження по другій лінії L_2 , і він буде менше.

Таким чином для ПДНЗ, встановленого справа, мертва зона ліворуч, на боці системи С1.

Реле KW1 і KW2 застосовуються для визначення пошкодженої лінії. Якщо коротке замикання в першій лінії (К-2), то для реле KW1 і KW2, які реагують на напрямку потужності

$$I_1 > I_2 = + \Delta I, \quad (3.42)$$

буде позитивний знак напрямку потужності для рішення вимикання вимикачів Q1 і Q3.

А коли коротке замикання в другій лінії (К-4), то для реле KW1 і KW2, які реагують на напрямку потужності

$$I_1 < I_2 = - \Delta I, \quad (3.43)$$

буде негативний знак напрямку потужності для рішення вимикання вимикачів Q2 і Q4.

Для електромеханічних захистів застосовуються реле потужності двобічної дії або два реле потужності однобічної дії. Від того, де коротке замикання, реле потужності вимкнуться тільки одну лінію.

Щоб ПДНЗ не спрацював помилково при вимиканні вимикача однієї з ліній, що захищаються, у схемі захисту (рис. 3.15) передбачено розрив кола оперативного струму (+) блок-контактом вимикача Q.

Основний недолік захисту – його каскадна дія, яка збільшує час вимикання короткого замикання.

Наприклад, розглянемо коротке замикання в мертвій зоні «справа» для захисту КА1 «зліва» (L^1_B). Захист КА1 «зліва» не спрацює, а захист «справа» (КА2, KW2) спрацює і вимкне вимикач Q3. Після вимкнення вимикача Q3 картина для пошкодження змінюється, оскільки весь струм короткого замикання піде по одній пошкодженій лінії, і захист (КА1, KW1) «зліва» спрацює і вимкне вимикач Q1. Таким чином, ПДНЗ діє правильно, але «каскадно».

Каскадна дія захисту – це робота одного захисту після дії іншого захисту.

Коротке замикання в лінії без каскадної дії вимикається з часом

$$t_{кз} = t_{сз} + t_{отк. q}, \quad (3.44)$$

де $t_{сз}$ – час спрацьовування захисту;

$t_{отк. q}$ – паспортна тривалість вимкнення вимикача.

Каскадна дія ПДСЗ збільшує тривалість пошкодження:

$$t_{к, кз} = 2 \cdot (t_{сз} + t_{отк. q}). \quad (3.45)$$

При трифазному металевому короткому замиканні поблизу місця встановлення ПДНЗ можлива неправильна дія через недостатню величину напруги для реле напрямку потужності.

Для визначення параметрів захисту необхідно знати максимальний струм навантаження для лінії і максимальні (мінімальні) струми короткого замикання на боці джерела живлення і навантаження.

З попередніх розрахунків відомий сумарний струм трифазного КЗ на шинах системи С1 (у точці К-1) у максимальному режимі

$$I_{K-1, \max} = I_{K-1, C} + I_{K-1, EC1} + I_{K-1, EC2} = 10,1 + 2,2 + 0,7 = 13 \text{ кА.}$$

Еквівалентний опір системи з урахуванням всіх джерел живлення в максимальному режимі

$$X_{E,C \max} = U_C / (1,73 \cdot I_{K-1, \max}) = 115 / (1,73 \cdot 13) = 5,1 \text{ Ом.}$$

Сумарний струм трифазного КЗ на шинах системи С1 (у точці К-1) у мінімальному режимі

$$I_{K-1, \min} = I_{K-1, C, \min} + I_{K-1, EC1, \min} + I_{K-1, EC2} = 9,0 + 1,5 + 0,7 = 11,2 \text{ кА.}$$

Еквівалентний опір системи в мінімальному режимі

$$X_{E,C \min} = U_C / (1,73 \cdot I_{K-1, \min}) = 115 / (1,73 \cdot 11,2) = 5,9 \text{ Ом.}$$

Опір ЛЕП (Л1 і Л2)

$$X_{ЛЕП} = 0,5 \cdot X_{П} \cdot L = 0,5 \cdot 0,42 \cdot 120 = 25,2 \text{ Ом.}$$

Струм трифазного КЗ на приймальних шинах (у точці К-5) у максимальному режимі

$$\begin{aligned} I_{K-5, \max} &= U_C / 1,73 \cdot (X_{E,C \max} + X_{ЛЕП}) = \\ &= 115 / 1,73 \cdot (5,1 + 25,2) = 2,19 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Струм трифазного КЗ на приймальних шинах (у точці К-5) у мінімальному режимі

$$\begin{aligned} I_{K-5, \min} &= U_C / 1,73 \cdot (X_{E,C \min} + X_{ЛЕП}) = \\ &= 115 / 1,73 \cdot (5,9 + 25,2) = 2,18 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Робочий максимальний струм лінії

$$I_{PM} = 1,4 \cdot S_T / (1,73 \cdot U_C) = 1,4 \cdot 16 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 115) = 113 \text{ А.}$$

Вибираємо коефіцієнт трансформації для вимірювальних трансформаторів струму

$$K_T = 300 / 5 = 60.$$

Струм спрацьовування для струмових пускових органів КА вибираємо за двома умовами:

- неспрацьовування від струму небалансу при максимальному наскрізному струмі короткого замикання

$$\begin{aligned} I_{C3} &= 0,5 \cdot K_H \cdot K_{АП} \cdot K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{K-5, \max} = \\ &= 0,5 \cdot 1,3 \cdot 1,8 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2190 = 256,2 \text{ А,} \end{aligned}$$

де K_H – коефіцієнт надійної налаштування;

$K_{АП}$ – коефіцієнт аперіодичної складової в струмі КЗ для миттєвих захистів;

$K_{ОДН}$ – коефіцієнт однотипності вимірювальних трансформаторів струму;

f_i – похибка вимірювальних трансформаторів струму.

- неспрацьовування при вимиканні однієї з ліній на протилежному кінці

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{PM} / K_B = 1,3 \cdot 113 / 0,85 = 173 \text{ А,}$$

де K_H – коефіцієнт надійної налаштування;

K_B – коефіцієнт повернення реле.

Приймаємо максимальне значення $I_{C3} = 300 \text{ А.}$

Струм спрацьовування реле КА

$$I_{CP} = K_{CX} \cdot I_{C3} / K_T = 300 / 60 = 5 \text{ А.}$$

Вибираємо реле максимального струму типу РТ-40/10.

Визначаємо мертву зону захисту:

$$L_X = I_{CP} \cdot K_T \cdot L / I_{K-5, \min} = 5 \cdot 60 \cdot 120 / 2180 = 16,5 \text{ км,}$$

що становить $L_X^* = L_X / L = 16,5 / 120 = 0,14 \cdot L$.

З урахуванням можливої дуги захист буде чутливим ($K_{ч} > 2$), якщо $L_{ХД}^* < 0,5 \cdot L$, що й потрібно було довести.

3.9. Мікропроцесорний захист ліній

Сучасні технології та методи побудови мікропроцесорних систем релейного захисту й автоматики мають підкорюватися технічним вимогам, основні положення яких викладені в роботах [21-27].

Нижче розглядається приладний модуль релейного захисту й автоматики ПМ РЗА «ДІАМАНТ». ПМ РЗА електричних захистів високовольтних ліній типу *L020*, *L040* – це уніфіковані пристрої, що забезпечують виконання функцій захисту й автоматики. Пристрої забезпечують такі функціональні можливості:

- виконання функцій захисту, автоматики й керування;
- керування вимикачем;
- задавання внутрішньої конфігурації (введення-виведення захистів і автоматики, вибір характеристик захистів, кількість ступенів захисту тощо) програмним способом;
- місцеве й дистанційне введення, зберігання й відображення чотирьох груп вставок захистів та автоматики;
- введення, зберігання і відображення експлуатаційних параметрів;
- відображення поточних електричних параметрів об'єкта, що захищається;
- реєстрацію, зберігання аварійних аналогових електричних параметрів об'єкта, що захищається, п'яти останніх аварій і до 80 подій з автоматичним оновленням інформації, а також реєстрацію поточних електричних параметрів;
- фіксацію струмів і напруги короткого замикання;
- технічний облік кількості електроенергії, яка споживається й генерується, за приєднанням;
- неперервний оперативний контроль працездатності (самодіагностики) протягом усього часу роботи;
- блокування всіх дискретних виходів при несправності виробу для вимикання хибних спрацьовувань;
- приймання дискретних сигналів керування і блокувань, видачу команд керування, аварійної і попереджувальної сигналізації;

- світлодіодну індикацію несправності за результатами оперативного контролю працездатності ПМ РЗА;
- світлодіодну індикацію наявності напруги на виході ПМ РЗА;
- світлодіодну індикацію за результатами виконання функцій захисту, автоматики й керування ПМ РЗА;
- двосторонній обмін інформацією з АСК за стандартними послідовними каналами зв'язку (*RS-485* чи *RS-232*);
- високий опір і міцність ізоляції входів і виходів відносно корпусу й між собою для підвищення стійкості до перенапруг, що виникають у вторинних колах розподільного пристрою;
- гальванічну розв'язку всіх входів і виходів, включаючи живлення, для забезпечення перешкодозахищеності.

ПМ РЗА забезпечує виконання таких функцій:

1) захисту:

- п'ятиступінчастого направленою струмового захисту нульової послідовності;
- п'ятиступінчастого дистанційного захисту (ДЗ) від усіх видів КЗ;

- триступінчастого максимального струмового захисту;

- міжфазного струмового відсічення;

- від неповнофазного режиму;

2) автоматики:

- ПРВВ;

- АПВ;

3) визначення виду й типу короткого замикання;

4) визначення місця пошкодження;

5) контролю кіл напруги;

6) керування вимикачем;

7) діагностики кіл керування вимикача;

8) приймання й видачі команд по каналах АНКА-АВПА.

ПМ РЗА контролює електричні параметри вхідних аналогових сигналів, обчислює струми нульової і зворотної послідовності, лінійні напруги, напруги нульової й зворотної послідовності, частоту, а також активну й реактивну потужності та енергії.

При контролі здійснюється компенсація аперіодичної складової, а також фільтрація вищих гармонік вхідних сигналів.

Для порівняння зі вставками захистів використовуються тільки діючі значення першої гармоніки вхідних сигналів, приведені до вторинних величин, і ці ж значення застосовуються для індикації на вбудованому кристалічному індикаторі ПМ РЗА.

У ПМ РЗА «ДІАМАНТ» реалізовані п'ятиступінчастий дистанційний захист від багатозазних коротких замикань і п'ятиступінчастий дистанційний захист від однофазних коротких замикань.

Форма характеристики кожного ступеня ДЗ може бути задана у вигляді випуклого чотирикутника (або трикутника) з довільним розташуванням на комплексній площині в осях активного й реактивного опору.

Це досягається за допомогою відповідного вибору восьми вставок, які визначають координати вершин кожної зони спрацьовування на комплексній площині. У реалізованому ДЗ передбачені:

- індивідуальне налаштування часу спрацьовування кожного ступеня. Для цього необхідно задати вставку, яка відповідає потрібному значенню вказаного часу;

- можливість вибору оперативного, автоматичного й телеприскорення кожного ступеня ДЗ з відповідним регулюванням часу спрацьовування кожного ступеня;

- блокування ДЗ при хитаннях в енергосистемі, яке виконане на основі оцінювання швидкості зміни годографа вектора комплексного опору. Ця швидкість істотно відрізняється в режимах КЗ і режимах, які супроводжуються хитанням електричних параметрів в обладнанні, що захищається. Для вмикання-вимикання блокування від хитань кожного ступеня ДЗ необхідно задати відповідно вставки ширини зони хитань (ЗК) і час руху в ЗК;

- автоматичне блокування ДЗ за наявності несправностей у вимірювальних колах напруги.

Струмовий захист нульової послідовності (СЗНП) призначений для захисту повітряної лінії від коротких замикань на землю і має п'ять ступенів.

Передбачена можливість роботи кожного ступеня на вимкнення чи сигнал із витримкою часу, що задається вставкою.

Передбачено введення-виведення направленості кожного ступеня (вставки), введення-виведення оперативного й автоматичного прискорення для кожного ступеня і телеприскорення для направлених ступенів захисту.

Для реалізації направлених ступенів захисту визначається напрямок потужності нульової послідовності за величиною фазового кута між струмом $3I_0$ і напругою $3U_0$.

При обриві кола $3U_0$ для направлених ступенів передбачена функція блокування роботи або виведення направленості (за вибором).

Критерієм обриву вимірювальних кіл напруги служить (за вибором) рівень $3U_0$ або мінімальне значення третьої гармоніки напруги $3U_0$.

Кут максимальної чутливості реле напрямку потужності нульової послідовності задається вставкою і визначається класом напруги лінії.

Автоматичне повторне вмикання лінії запускається за фактом вимкнення високовольтного вимикача чи вимкнення його від захистів.

Передбачена можливість вибору захистів, за спрацюванням яких запускається АПВ. Функція АПВ реалізована з одним циклом роботи й такими типами контролю (за вибором):

- контроль відсутності напруги на лінії (КВН на лінії);
- контроль відсутності напруги на шинах (КВН на шинах);
- контроль синхронізму (КС);
- контроль наявності напруги на лінії (КНН на лінії);
- контроль наявності напруги на шинах (КНН на шинах);
- без контролю («сліпе» АПВ).

Передбачена можливість одночасного використання таких типів контролю:

- КВН на лінії та КС;
- КВН на лінії та КНН;
- КВН на шинах і КС;
- КВН на шинах і КНН;
- КВН на лінії, КВН на шинах і КС;
- КВН на лінії, КВН на шинах і КНН.

Контроль напруг на лінії і шинах здійснюється за лінійною напругою і напругою зворотної послідовності.

Наявність напруги фіксується за лінійною напругою й відсутністю напруг зворотної послідовності. Відсутність напруги фіксується за відсутністю лінійної напруги й напруги зворотної послідовності. Відсутність напруги зворотної послідовності на шинах фіксується за відсутністю вхідного дискретного сигналу «Блокування по U_2 на шинах».

Диференційно-фазний захист високочастотний (ДФЗ ВЧ) типу L041 є основним захистом від усіх видів пошкоджень ліній.

Принцип дії захисту заснований на порівнянні струмів фаз у кінцях лінії, що отримуються від комбінованого фільтра струмів прямої і зворотної послідовностей типу $I_1 + kI_2$.

Інформація про фазний кут струму передається з одного кінця лінії, що захищається, на інший за високочастотним каналом типовими високочастотними приймачами-передавачами типу ПВЗ або ін.

Мікропроцесорний захист адаптується під півкомплект ДФЗ на електромеханічній або півпровідниковій базі (широко відомі панелі типу ДФЗ-201, ДФЗ-504), що мають при цьому більш високі точнісні характеристики і швидкодію порівняно з указаними панелями ДФЗ.

Функціонально захист складається з таких програмних модулів: розрахунку параметрів ДФЗ ВЧ, пуску передавач ПВЗ, підготовки вимкнення, повернення захисту, маніпуляції і замірювання кутів зсуву фаз, калібрування. Програмний модуль розрахунку параметрів за величинами фазних струмів I_a, I_b, I_c і напруг U_a, U_b, U_c здійснює розрахунок:

- амплітуди, що передбачається, і частоти фазних струмів;
- міжфазного опору Z_{CA} ;
- напруги U_{CA} .

Програмний модуль пуску передавач ПВЗ використовує для роботи дані, які отримуються з модуля розрахунку параметрів ДФЗ ВЧ, а також зовнішній дискретний сигнал «Несправність ПВЗ».

Характеристика дистанційних органів (реле опору органу підготовки вимкнення і блокування) – коло в комплексній площині опорів.

Питання для самоконтролю

1. На прикладі електричної схеми електроенергетичної системи поясніть вибір принципів захистів ліній 6–10 кВ.
2. На прикладі електричної схеми електроенергетичної системи поясніть вибір принципів захистів ліній 20–35 кВ.
3. На прикладі електричної схеми електроенергетичної системи поясніть вибір принципів захистів ліній 110–220 кВ.
4. Охарактеризуйте функції захисту типу ШДЕ-2802.
5. Яка роль перших ступенів дистанційних захистів високовольтних ліній?
6. Як обираються витримки часу багатоступінчастих дистанційних захистів?
7. Як обирається опір спрацьовування другого ступеня дистанційних захистів?
8. Напишіть формулу переведення первинного опору спрацьовування дистанційного захисту у вторинну величину спрацьовування реле.
9. Назвіть розрахункові умови вибору вставок третього ступеня дистанційного захисту високовольтної лінії.
10. Поясніть функції струмового захисту нульової послідовності високовольтних ліній.
11. На прикладі електричної схеми електроенергетичної системи покажіть струморозподіл при коротких замиканнях на землю для вибору вставок струмового направленного захисту нульової послідовності.
12. У чому особливість застосування релейного захисту й автоматики для кабельно-повітряних ліній?
13. Які вимоги висовуються до вибору характеристик дистанційного захисту кабельно-повітряних ліній?
14. Охарактеризуйте функції приладних модулів фірми «ХАРТРОН-ІНКОР» для захисту високовольтних ліній.

Розділ 4

ЗАХИСТ ЕЛЕМЕНТІВ ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Розглядаються розрахунки вставок захистів елементів знижувальної підстанції (ПС) 110/6 кВ (рис. 4.1), де позначено: R1 – поздовжній диференційний захист; N1 – максимальний струмовий захист на боці ВН трансформатора та додаткові захисти пуску охолодження і блокування РПН; N2 – максимальний струмовий захист на ввіді 6 кВ трансформатора і захист від перевантаження; M1 – максимальний струмовий захист секційного вимикача 6 кВ.

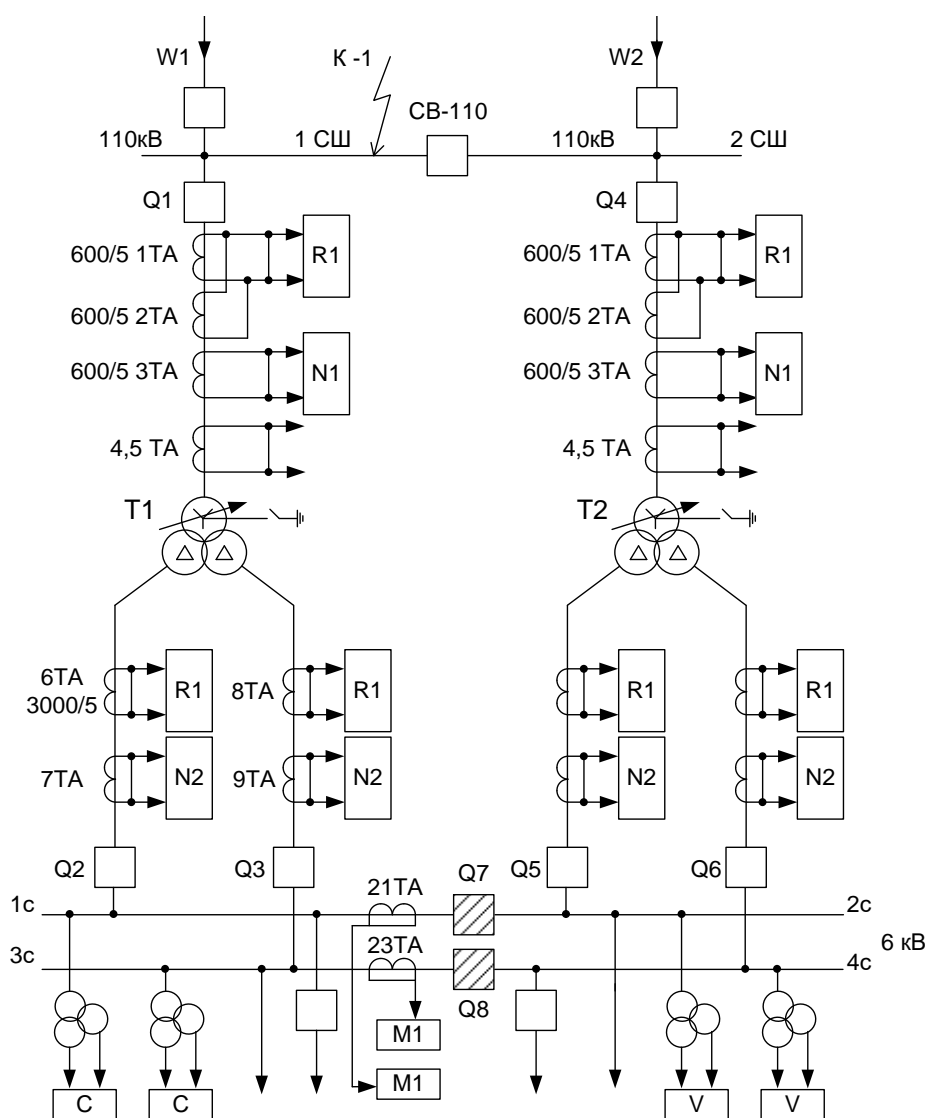


Рис. 4.1. Схема знижувальної підстанції

Крім того, захисти передбачають [27]:

- логічний захист з часовою селективністю до захистів суміжних приєднань;
- функції пристрою резервування відмов вимикачів;
- кілька груп вставок: основні та резервні вставки, застосовувані в ремонтних режимах ПС (наприклад ремонт Т2);
- струмове відсічення трансформаторів, приєднаних до виносних трансформаторів струму;
- пуск АВР при зникненні напруги на секції;
- АВР секційних вимикачів 110 і 6 кВ;
- контроль напруги на резервному вводі;
- захист від замикання на землю в мережі 110 кВ;
- сигналізація замикання на землю в мережі 6 кВ;
- відключення введення трансформатора при спрацьовуванні газового захисту трансформатора і РПН;
- сигналізацію спрацьовування верхнього поплавка (чашечки) газового захисту трансформатора;
- сигналізацію підвищення температури мастила в трансформаторі;
- дистанційне вмикання і вимикання вимикачів;
- прискорення захисту при дистанційному вмиканні вимикачів;
- АПВ вимикачів введення.

На знижувальній підстанції використовують трансформатори: ТРДН-25/115±16% кВ/6,3кВ; $U_{\text{к}}^{\%} = 9,84; 10,5; 11,72$, може бути вимкнена будь-яка W.

Струми КЗ в К-1:

а) W1 і W2 увімкнені: $I_{\text{макс}}^{(3)} = 6 \text{ кА}$, $I_{\text{макс}}^{(1)} = 4 \text{ кА}$;

б) у роботі W1: $I_{\text{мін}}^{(3)} = 5 \text{ кА}$, $I_{\text{мін}}^{(1)} = 3 \text{ кА}$;

в) у роботі W2: $I_{\text{мін}}^{(3)} = 3 \text{ кА}$, $I_{\text{мін}}^{(1)} = 2 \text{ кА}$.

Приклад 4.1. Розрахунок струмів пошкодження знижувальної підстанції.

Вихідні дані. На рис. 4.1 показана схема і вихідні дані підстанції.

Розв'язання. За заданими струмами КЗ на збірних шинах 110 кВ визначається опір системи для трифазного і однофазного КЗ в максимальному та мінімальному режимах:

– індуктивні опори прямої послідовності системи

$$X_{1,C \text{ макс}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{K-1, \text{ макс}}^{(3)}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 6} = 11 \text{ Ом},$$

$$X_{1,C \text{ мін}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{K-1, \text{ мін}}^{(3)}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 3} = 22 \text{ Ом};$$

– результуючі індуктивні опори системи до струмів однофазного КЗ

$$X_{\text{одн},C \text{ макс}} = \frac{3 \cdot U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{K-1, \text{ макс}}^{(1)}} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 4} = 49,8 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{одн},C \text{ мін}} = \frac{3 \cdot U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{K-1, \text{ мін}}^{(1)}} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 2} = 99,6 \text{ Ом};$$

– опір нульової послідовності системи ($X_{1c} = X_{2c}$)

$$X_{o,C \text{ макс}} = X_{\text{одн},C \text{ макс}} - X_{1,C \text{ макс}} - X_{2,C \text{ макс}},$$

$$X_{o,C \text{ макс}} = 49,8 - 2 \cdot 11 = 27,8 \text{ Ом},$$

$$X_{o,C \text{ мін}} = X_{\text{одн},C \text{ мін}} - 2X_{1,C \text{ мін}} = 99,6 - 2 \cdot 22 = 55,6 \text{ Ом}.$$

За каталоговими даними трансформатора обчислюються опір і струми КЗ за трансформаторами.

Напруги на боці ВН

$$U_{\text{ВН ср}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{ВН мін}} = U_{\text{ВН ср}} (1 - \Delta U_{\text{РПН}}) = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,6 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ВН макс}} = U_{\text{ВН ср}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{РПН}}) = 115 \cdot (1 + 0,16) = 133,4 \text{ кВ}.$$

У практичних розрахунках враховуються умови

$$U_{\text{ВН мін}} = 110 \text{ кВ}; U_{\text{ВН ср}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{ВН макс}} = 126 \text{ кВ}.$$

Струм на боці ВН

$$I_{\text{ВН макс}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН мін}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 132 \text{ А};$$

$$I_{\text{ВН ср}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН ср}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 126 \text{ А};$$

$$I_{\text{ВНмін}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВНмакс}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 126} = 115 \text{ А}.$$

Струм на боці НН

$$I_{\text{ННср}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{ННср}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 1147 \text{ А}.$$

Опір трансформатора в мінімальному положенні перемикача РПН

$$X_{\text{тр ВНмін}} = \frac{U_{\text{кмін}} \cdot U_{\text{ВНмін}}^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{9,84 \cdot 96,6^2}{100 \cdot 25} = 36,7 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр Вмін}} = 0,125 \cdot X_{\text{тр ВН}} = 4,6 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр Нмін}} = 1,75 \cdot X_{\text{тр ВН}} = 1,75 \cdot 36,7 = 64,3 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр мін}} = X_{\text{тр Вмін}} + X_{\text{тр Нмін}} = 4,6 + 64,3 = 68,9 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр мін}} = \frac{U_{\text{кмін}} \cdot U_{\text{ВНмін}}^2}{100 \cdot 0,5 \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{9,84 \cdot 96,6^2}{100 \cdot 12,5} = 73,4 \text{ Ом}.$$

Опір трансформатора в середньому положенні перемикача РПН

$$X_{\text{тр ВНср}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 55,5 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр Вср}} = 0,125 \cdot 55,5 = 6,9 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр Нср}} = 1,75 \cdot 55,5 = 97,2 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр ср}} = 6,9 + 97,2 = 104,1 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр ср}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 0,5 \cdot 25} = 111,1 \text{ Ом}.$$

Опір трансформатора при максимальному положенні перемикача РПН

$$X_{\text{тр ВНмакс}} = \frac{U_{\text{кмакс}} \cdot U_{\text{ВНмакс}}^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{11,72 \cdot 126^2}{100 \cdot 25} = 74,4 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр Вмакс}} = 0,125 \cdot X_{\text{тр ВНмакс}} = 0,125 \cdot 74,4 = 9,3 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр Н макс}} = 1,75 \cdot X_{\text{тр ВН макс}} = 130,2 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр макс}} = 9,3 + 130,2 = 139,5 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр макс}} = \frac{U_{\text{к макс}} \cdot U_{\text{ВН макс}}^2}{100 \cdot 0,5 \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{11,72 \cdot 126^2}{100 \cdot 0,5 \cdot 25} = 148,8 \text{ Ом}.$$

Максимальні значення струмів КЗ за трансформатором

$$I_{\text{К-2, макс ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВН ср}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{1, \text{с макс}} + X_{\text{тр мін}})};$$

$$I_{\text{К-2, макс ВН}}^{(3)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (11 + 68,9)} = 832 \text{ А};$$

$$I_{\text{К-2, макс ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВН ср}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{1, \text{с макс}} + X_{\text{тр мін}})};$$

$$I_{\text{К-2, макс ВН}}^{(3)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (11 + 73,4)} = 788 \text{ А};$$

$$I_{\text{К-2, макс НН}}^{(3)} = I_{\text{К-2, макс ВН}}^{(3)} \frac{U_{\text{ВН ср}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}})}{U_{\text{НН}}};$$

$$I_{\text{К-2, макс НН}}^{(3)} = 788 \cdot \frac{115 \cdot (1 - 0,16)}{6,6} = 11533 \text{ А}.$$

Коефіцієнт трансформації силового трансформатора

$$K_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}.$$

Для різних режимів РПН

$$K_{\text{тр мін}} = \frac{6,3}{96,6} = 0,065; \quad K_{\text{тр ср}} = \frac{6,3}{115} = 0,055; \quad K_{\text{тр макс}} = \frac{6,3}{126} = 0,05.$$

Тоді для умов першого варіанта

$$I_{\text{К-2, макс НН}}^{(3)} = \frac{I_{\text{К-2, макс ВН}}^{(3)}}{K_{\text{тр мін}}} = \frac{832}{0,065} = 12800 \text{ А}.$$

Мінімальні значення струмів КЗ за трансформатором

$$I_{K-2, \text{мін ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВН макс}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{1, \text{С мін}} + X_{\text{тр макс}})} = \frac{133,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (22 + 139,5)} = 480 \text{ A};$$

$$I_{K-2, \text{мін НН}}^{(3)} = \frac{I_{K-2, \text{мін ВН}}^{(3)}}{K_{\text{тр макс}}} = \frac{480}{0,05} = 9600 \text{ A}.$$

Для умов другого варіанта

$$I_{K-2, \text{мін ВН}}^{(3)} = \frac{126 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (22 + 148,8)} = 427 \text{ A};$$

$$I_{K-2, \text{мін НН}}^{(3)} = I_{K-2, \text{мін ВН}}^{(3)} \frac{U_{\text{ВН макс}}}{U_{\text{НН}}} = 427 \cdot \frac{126}{6,3} = 8540 \text{ A}.$$

Результати розрахунків зведені на рис. 4.2.

$$K^{(3)} - 1 \frac{6,0}{3,0} \text{ кА}; \quad K^{(1)} - 1 \frac{4,0}{2,0} \text{ кА}.$$

$$x_{1, \text{С макс}} = 11 \text{ Ом}; \quad x_{1, \text{С мін}} = 22 \text{ Ом}.$$

$$x_{0, \text{С макс}} = 27,8 \text{ Ом}; \quad x_{0, \text{С мін}} = 55,6 \text{ Ом}.$$

$$\text{ТРДН} - 25/115 \pm 16\%/6,3.$$

$$U_{\text{К}}^{\%} : 9,84; 10,5; 11,72; \quad I_{\text{ВН}}, \text{ А}: 132; 126; 115.$$

$$I_{\text{НН ср}} = 1147 \text{ А}.$$

$$x_{\text{тр}}, \text{ Ом}: 68,9; 104,1; 139,5.$$

$$I_{K-2, \text{макс ВН}}^{(3)} = 832 \text{ А}; \quad I_{K-2, \text{мін ВН}}^{(3)} = 480 \text{ А}.$$

$$K_{\text{тр}}, \text{ в.о.}: 0,065; 0,055; 0,05.$$

$$I_{K-2, \text{макс НН}}^{(3)} = 12800 \text{ А}; \quad I_{K-2, \text{мін НН}}^{(3)} = 9600 \text{ А}.$$

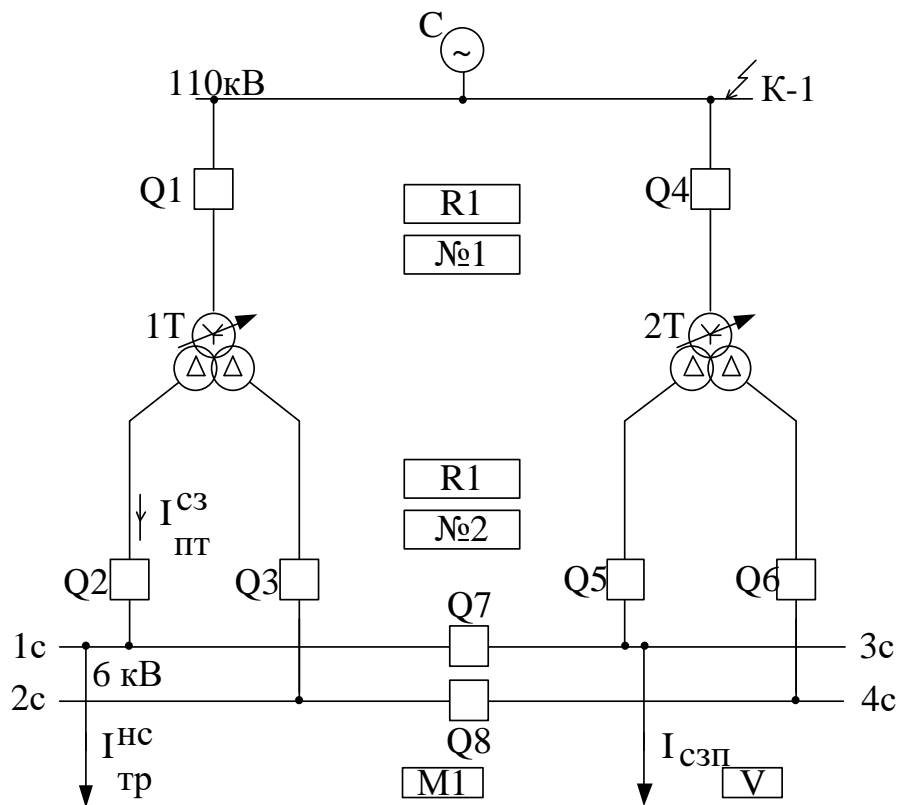


Рис. 4.2. Результати розрахунків пошкоджень підстанції

Приклад 4.2. Розрахунок самозапуску однієї секції після дії АВР.

Вихідні дані. Даний розрахунок необхідний для вибору вставок максимального струмового захисту живильних елементів трансформаторної підстанції:

- ✓ M1 – захист секційних вимикачів 6кВ;
- ✓ N2 – захист з боку НН трансформатора (введення);
- ✓ N1 – захист з боку ВН трансформатора.

Розв'язання. Розрахунки струмів самозапуску виконуємо за спрощеним методом, вважаючи, що на даній підстанції загального призначення відсутнє суттєве рухове навантаження. Тому реактанс попереднього навантаження складає $0,9 Z_n$ (номінального опору навантаження), а того, що самозапускається, – $0,35 Z_n$. Також приймаємо, що на кожен секцію надходить струм $0,7$ номінального струму з боку 6 кВ трансформатора:

$$I_{нс} = 0,7 \cdot I_{нн\ ср} = 0,7 \cdot 1147 = 803 \text{ А.}$$

У результаті успішної роботи АВР секції (наприклад АВР Q7 (рис. 4.22)) до попереднього навантаження секції 1 с для трансформатора 1Т додається навантаження, що самозапускається, секції 3с.

Для розрахунку самозапуску всі опори приводимо до напруги 6,3 кВ, а також виконуємо розрахунок для крайнього положення перемикача РПН і максимального режиму підстанції. Коефіцієнт трансформації дорівнює

$$K_T = \frac{U_{\text{НН ср}}}{U_{\text{ВН мін}}} = \frac{6,3}{96,6} = 0,065.$$

Опір навантаження даної секції

$$X_{\text{НС}} = \frac{U_{\text{НН}}}{(\sqrt{3} \cdot I_{\text{НС}})} = \frac{6300}{(\sqrt{3} \cdot 803)} = 4,53 \text{ Ом}.$$

Опір попередньо ввімкненого навантаження

$$X_{\text{нав}} = 0,9 \times X_{\text{НС}} = 0,9 \times 4,53 = 4,08 \text{ Ом}.$$

Опір навантаження, що самозапускається,

$$X_{\text{СЗП}} = 0,35 \cdot X_{\text{НС}} = 0,35 \cdot 4,53 = 1,58 \text{ Ом}.$$

Опір системи відносно першої секції

$$X_{\text{С110}} = X_{\text{1,С макс,110}} + X_{\text{тр,110}} = 11 + 68,9 = 79,9 \text{ Ом}.$$

Приведений до напруги 6 кВ

$$X_{\text{С6}} = X_{\text{1,С макс 110}} \cdot K_T^2 = 79,9 \cdot (0,065)^2 = 0,337 \text{ Ом}.$$

Через секційний вимикач Q7 протікає струм секції, що самозапускається, I сзп, через вимикач Q2 (введення на секцію 1с) – струм навантаження I нагр і струм I сзп.

Загальний опір при самозапуску від 1Т (Q2)

$$X_{\text{СЗП1Т}} = X_{\text{С6}} + (X_{\text{нагр}} // X_{\text{СЗП}});$$

$$X_{\text{СЗП1Т}} = 0,337 + \frac{4,08 \cdot 1,58}{4,08 + 1,58} = 0,337 + 1,14 = 1,476 \text{ Ом}.$$

Сумарний струм на вимикачі Q2 при самозапуску навантаження секції 3с

$$I_{C3ПТ} = I_{нав} + I_{C3П} = \frac{U_{HH\text{ ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{C3ПТ}} = \frac{6300}{1,73 \cdot 1,476} = 2467 \text{ Ом}.$$

Струм самозапуску від секції 3с

$$I_{C3П} = I_{C3ПТ} \cdot \frac{X_{нав}}{X_{нав} + X_{C3П}} = 2467 \cdot \frac{4,08}{4,08 + 1,58} = 1778 \text{ А}.$$

Струм навантаження секції 1с

$$I_{нав} = I_{C3ПТ} - I_{C3П} = 2467 - 1778 = 688 \text{ А}.$$

Коефіцієнт самозапуску секції

$$K_{C3П} = \frac{I_{C3П}}{I_{НС}} = \frac{1778}{803} = 2,21.$$

Залишкова напруга на секції 1с

$$U_{ЗЛЛ} = \frac{U_{HH\text{ ср}} \cdot (X_{нав} / X_{C3П})}{X_{C3ПТ}} = \frac{6300 \cdot 1,14}{1,476} = 4860 \text{ В}$$

або $U_{ЗЛЛ} = 0,77 \cdot U_{НОМ}$.

Дані розрахунків – на рис. 4.3.

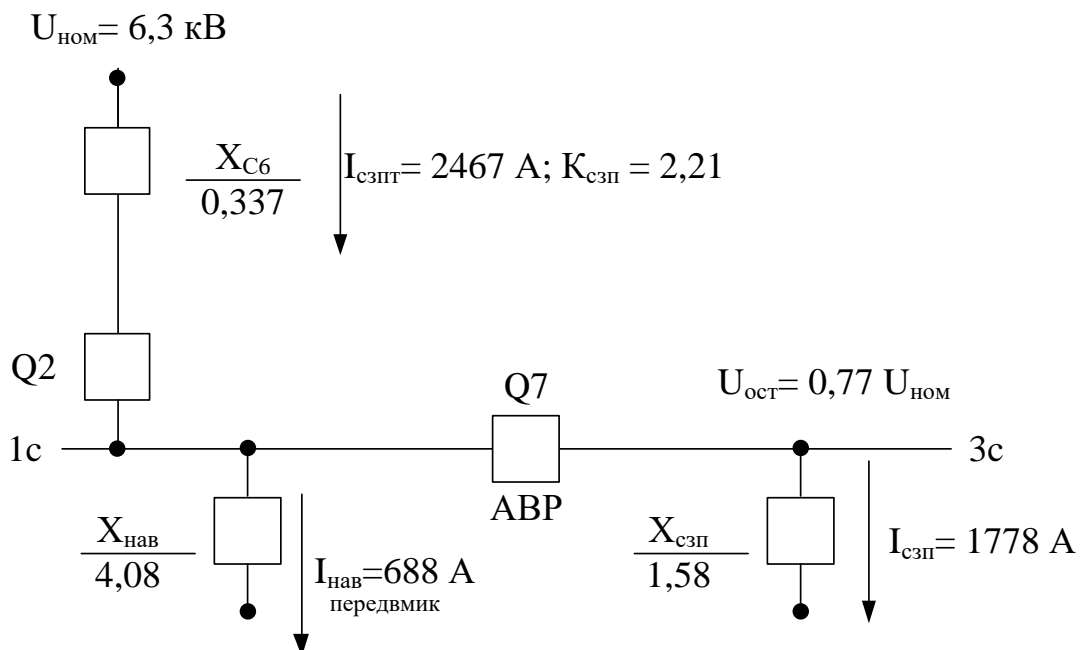


Рис. 4.3. Самозапуск однієї секції після дії АВР

Приклад 4.3. Розрахунок самозапуску однієї секції після вимкнення найближчого зовнішнього КЗ.

Вихідні дані. Самозапуск навантаження секції відбувається під час відновлення напруги на секції після вимкнення захистом трифазного КЗ на фідері. Опір навантаження однієї секції $X_{НС} = 4,53$ Ом. Опір навантаження, що самозапускається, $X_{сзп} = 1,58$ Ом. Опір системи і трансформатора $X_{с6} = 0,337$ Ом.

Розв'язання. Загальний опір при самозапуску

$$X_{сзп\text{IT}} = X_{с6} + X_{сзп} = 0,337 + 1,58 = 1,917 \text{ Ом} .$$

$$\text{Струм самозапуску } I_{сзп\text{IT}} = \frac{U_{\text{HHcp}}}{\sqrt{3} \cdot X_{сзп\text{IT}}} = \frac{6300}{1,73 \cdot 1,917} = 1900 \text{ А} .$$

Залишкова напруга на секції

$$U_{\text{зАЛ}} = \frac{U_{\text{HHcp}} \cdot X_{сзп}}{X_{сзп\text{IT}}} = \frac{6300 \cdot 1,58}{1,917} = 5192 \text{ В} \text{ або } U_{\text{зАЛ}} = 0,82 \cdot U_{\text{НОМ}} .$$

Дані розрахунків – на рис. 4.4.

$$\text{Коефіцієнт самозапуску } K_{сзп} = \frac{I_{сзп\text{IT}}}{I_{НС}} = \frac{1900}{803} = 2,36 .$$

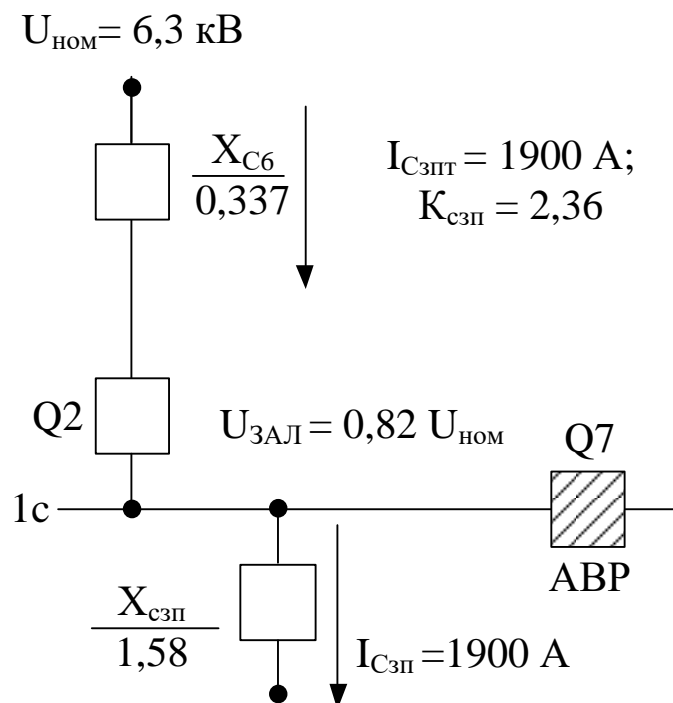


Рис. 4.4. Самозапуск однієї секції після вимкнення найближчого зовнішнього КЗ

Приклад 4.4. Розрахунок самозапуску двох секцій.

Вихідні дані. Самозапуск навантаження двох секцій (наприклад 1с і 3с) можливий, коли один трансформатор у ремонті (наприклад 2Т), його навантаження секції 3с приєднано через секційний вимикач Q7 до секції 1с і вимикається трифазне КЗ на одному з фідерів навантаження.

Розв'язання. Опір навантаження двох секцій

$$X_{\text{НС2}} = \frac{U_{\text{НН ср}}}{(\sqrt{3} \cdot 2 \cdot I_{\text{НС}})} = \frac{6300}{(\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 803)} = 2,267 \text{ Ом.}$$

Опір двох секцій при самозапуску

$$X_{\text{СЗП2}} = 0,35 \cdot X_{\text{НС2}} = 0,35 \cdot 2,267 = 0,79 \text{ Ом.}$$

Опір живлення

$$X_{\text{с6}} = 0,337 \text{ Ом.}$$

Загальний опір при самозапуску

$$X_{\text{СЗПТ}} = X_{\text{с6}} + X_{\text{СЗП2}} = 0,337 + 0,79 = 1,13 \text{ Ом.}$$

Струм самозапуску

$$I_{\text{СЗПТ}} = \frac{U_{\text{НН ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{СЗПТ}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 1,13} = 3220 \text{ А ;}$$

$$K_{\text{СЗП}} = \frac{I_{\text{СЗПТ}}}{I_{\text{НС}} \cdot 2} = \frac{3220}{803 \cdot 2} = 2,0.$$

Залишкова напруга на секціях 1с і 3с:

$$U_{\text{ост}} = X_{\text{СЗП2}} \cdot I_{\text{СЗПТ}} \cdot \sqrt{3} ;$$

$$U_{\text{ост}} = 0,79 \cdot 3220 \cdot 1,73 = 4400 \text{ В ;}$$

$$U_{\text{ост}} = \frac{U_{\text{НН ср}} \cdot X_{\text{СЗП2}}}{X_{\text{СЗПТ}}} = \frac{6300 \cdot 0,79}{1,13} = 4404 \text{ В ;}$$

$$U_{\text{ост}} = \frac{4400}{6300} = 0,7 \cdot U_{\text{НОМ}}.$$

Дані розрахунків – на рис. 4.5.

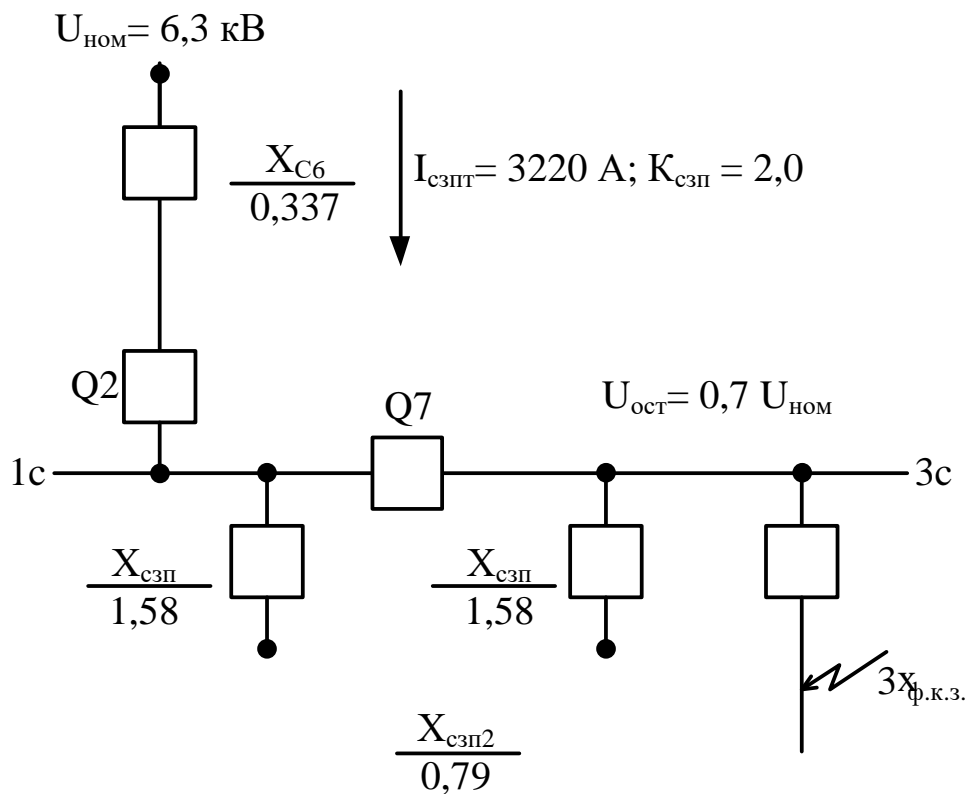


Рис. 4.5. Самозапуск двох секцій

Приклад 4.5. Вибір вставок захисту на секційному вимикачі.

Вихідні дані. На секційному вимикачі $Q7$ встановлюється максимальний струмовий захист $M1$ (МСЗ) з незалежною витримкою часу. Струм спрацьовування МСЗ вибирається в загальному випадку з урахуванням таких міркувань: налаштування від максимально можливого струму навантаження; узгодження захисту за струмом з захистами попередніх елементів; забезпечення необхідної чутливості.

Розв'язання. Умова неспрацьовування захисту $M1$ після дії АВР $Q7$ (проходження струму самозапуску від секції 3с)

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{сзп} = 1,2 \cdot 1778 = 2134 \text{ А.}$$

Умова узгодження за чутливістю з попереднім захистом найбільш навантаженого приєднання секції 3с

$$I_{сз} = K_3 \cdot (I_{сз \text{ найб. приск}} + I_{НС}) = 1,1 \cdot (600 + 803) = 1543 \text{ А.}$$

Умова неспрацьовування захисту (повернення) після вимкнення найближчого зовнішнього трифазного КЗ

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_{сзп}}{K_B} \cdot I_{нс} = \frac{1,2 \cdot 2,0}{0,95} \cdot 803 = 2028 \text{ А}.$$

Приймаємо $I_{сз} = 2200 \text{ А}$. Перевірка чутливості захисту виконується за двофазним КЗ в мінімальному режимі на боці НН в основній зоні

$$K_q = \frac{I_{K-2, \text{мін НН}}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{9600}{2200} = 3,77 > 1,5.$$

Вставка захисту за часом

$$t_{сз} = t_{сз\phi} + \Delta t = 1,0 + 0,3 = 1,3 \text{ с},$$

де $t_{сз\phi}$ – витримка часу (максимальна) попереднього захисту фідера;

Δt – ступінь селективності за часом.

Приклад 4.6. Вибір вставок захисту введення 6 кВ трансформатора.

Вихідні дані. Встановлюється максимальний струмовий захист N2 з незалежною витримкою часу.

Розв'язання. Умова неспрацьовування захисту N2 на вимикачі Q2 після дії АВР вимикачем Q7

$$I_{сз} = K_{\text{відб}} \cdot (I_{\text{нав передвмик}} + I_{сзп}) = 1,2 \cdot (688 + 1778) = 2959 \text{ А}.$$

Умова узгодження за чутливістю з захистом найбільш навантаженої лінії, що відходить від секції 1с,

$$I_{сз} = K_3 \cdot (I_{сз\text{ л найб}} + I_{нс}) = 1,1 \cdot (600 + 803) = 1543 \text{ А}.$$

Умова узгодження за чутливістю з захистом секційного вимикача $I_{сз} = K_3 \cdot (I_{сз\text{ Q7}} + I_{\text{нагр предвк}}) = 1,1 \cdot (2200 + 668) = 3177 \text{ А}.$

Приймаємо $I_{сз} = 3200 \text{ А}$.

Умова неспрацьовування захисту після вимикання зовнішнього КЗ при роботі трансформатора на дві секції 2с і 3с

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_{сзп}}{K_B} \cdot 2 \cdot I_{нс} = \frac{1,2 \cdot 2,0}{0,95} \cdot 2 \cdot 803 = 4057 \text{ А};$$

$$I_{c3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{c3ПТ} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 3220 = 4067 \text{ A}.$$

Приймаємо $I_{c3}=4070 \text{ A}$. Даний режим може враховуватися окремою вставкою. Перевірка чутливості захисту:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K-2, \text{мін нн}}^{(2)}}{I_{c3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9600}{2 \cdot 4070} = 2,04 > 1,5.$$

Вставка захисту за часом

$$t_{c3} = t_{c3 \text{ cв}} + \Delta t = 1,3 + 0,4 = 1,7 \text{ c}.$$

Дані розрахунків – на рис. 4.6.

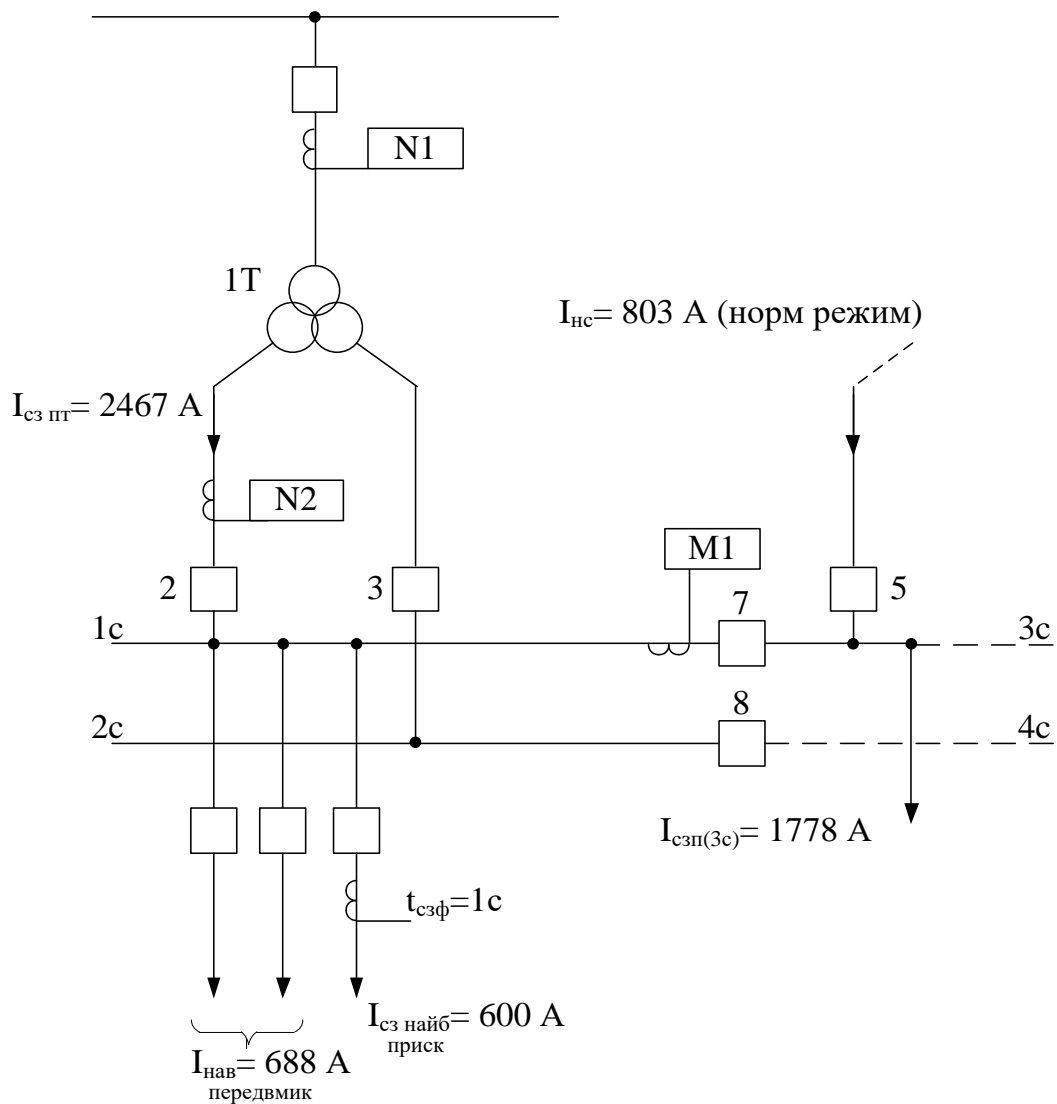


Рис. 4.6. Дані розрахунків для МСЗ

Приклад 4.7. Вибір вставок захисту з боку 110 кВ трансформатора.

Вихідні дані. Встановлюється максимальний струмовий захист N1 з незалежною витримкою часу (рис. 4.6).

Розв'язання. Для умов налаштування від самозапуску навантаження при АВР, АПВ «зверху» (режим відновлення живлення трансформатора з двома секціями та повним навантаженням) для мінімальної напруги з РПН.

Опір навантаження двох секцій

$$X_{\text{нс2}} = \frac{U_{\text{нн ср}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot I_{\text{нс}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1147} = 1,59 \text{ Ом}.$$

Опір двох секцій при самозапуску

$$X_{\text{сзп2}} = 0,35 \cdot X_{\text{нс2}} = 0,35 \cdot 1,59 = 0,556 \text{ Ом}.$$

Опір двох секцій (приведений до 110 кВ)

$$X_{\text{сзп2,110}} = \frac{X_{\text{сзп2}}}{K_{\text{T}}^2} = \frac{0,556}{0,065^2} = 131,6 \text{ Ом}.$$

Інша формула для розрахунку

$$X_{\text{сзп2,110}} = 0,35 \times \frac{U_{\text{вн мін}}^2}{S_{\text{T}}} = 0,35 \times \frac{96,6^2}{25} = 131 \text{ Ом}.$$

Опір прямої послідовності

$$X_{1,\text{с макс}} = 11 \text{ Ом}.$$

Опір трансформатора для режиму мінімальної напруги з РПН

$$X_{\text{тр вн мін}} = 36,7 \text{ Ом}.$$

Загальний опір при самозапуску

$$X_{\text{сзп 1T}} = X_{1,\text{с макс}} + X_{\text{тр вн мін}} + X_{\text{сзп2,110}};$$

$$X_{\text{сзп 1T}} = 11 + 36,7 + 131,6 = 179,3 \text{ Ом}.$$

Струм самозапуску

$$I_{\text{сзп T}} = \frac{U_{\text{вн ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{сзп 1T}}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 179,3} = 371 \text{ A}.$$

Залишкова напруга (мінімальна напруга при самозапуску)

$$U_{ЗАЛ} = U_{сзн} = \frac{X_{сзн2,110}}{X_{сзн1T}} \cdot U_T = \frac{131,6}{179,3} \cdot U_T = 0,73 \cdot U_T.$$

Струм вставки захисту за умовою неспрацьовування від струму самозапуску

$$I_{сз} = K_{в\ddot{u}дб} \cdot I_{сзн T} = 1,2 \times 371 = 445 \text{ А.}$$

Умова узгодження за чутливістю з захистом введення 6 кВ трансформатора з урахуванням коефіцієнта трансформації

$$I_{сз} = K_3 \cdot K_T \cdot (I_{сз \text{ введення}} + I_{нс}) = 1,1 \cdot 0,065 \cdot (3200 + 1147) = 311 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{сз} = 445 \text{ А.}$

Для перевірки чутливості захисту приймається $I_{к-2, \text{ мін}}^{(3)} = 480 \text{ А}$, оскільки трансформатори струму з боку ВН з'єднані в зірку і при двофазному КЗ за трансформатором Y/Δ - 11 струм КЗ на боці ВН всіх трьох фазах і один з фазних струмів у два рази більше за інші, причому цей більший зі струмів за значенням дорівнює струму трифазного КЗ (оскільки кожна зі складових струму прямої і зворотної послідовностей дорівнює половині фазного струму при трифазному КЗ):

$$K_{ч} = I_{к-2, \text{ мін}}^{(3)} / I_{сз} = 480 / 445 = 1,08 < 1,2.$$

За ПУЕ, коефіцієнт чутливості має бути більше 1,2, отже захист нечутливий, і необхідно застосувати блокування за напругою або встановити інший захист – захист мінімального опору.

Вставка захисту за часом

$$t_{сз} = t_{сз \text{ введення}} + \Delta t = 1,7 + 0,4 = 2,1 \text{ с.}$$

Приклад 4.8. Вибір вставок максимального захисту з блокуванням за напругою.

Вихідні дані. Блокування за мінімальною напругою застосовується для виявлення режимів самозапуску навантаження (налаштування захисту від самозапуску за величиною напруги) і тим самим можливістю ігнорування струмів самозапуску для вибору вставок захисту за струмом. Також доцільно блокування за напругою встановити на боках НН і ВН трансформатора.

Розв'язання. Розрахунковим для умови вибору вставки за струмом є її узгодження зі струмом спрацьовування попереднього захисту.

Попереднім захистом є захист секційного вимикача СВ-6 кВ (Q7), який налаштовується від струму 0,7 номінального навантаження секції з коефіцієнтом $K_{\text{відб}} = 1,5$.

$$I_{\text{сз св}} = K_{\text{відб}} \cdot 0,7 \cdot I_{\text{нн ср}} = 1,5 \cdot 0,7 \cdot 1147 = 1204 \text{ А.}$$

Друга умова – узгодження з попереднім захистом приєднання з урахуванням навантаження секції

$$I_{\text{сз св}} = K_3 \cdot (I_{\text{сз найб приск}} + I_{\text{нс}}) = 1,1 \cdot (600 + 803) = 1543 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{\text{сз св}} = 1540 \text{ А.}$

Для захисту введення 6 кВ трансформатора теж дві умови: налаштування від номінального струму секції та узгодження з захистом СВ-6 кВ.

$$I_{\text{сз введення}} = 1,5 \cdot I_{\text{нн ср}} = 1,5 \cdot 1147 = 1720 \text{ А;}$$

$$I_{\text{сз введення}} = K_3 \cdot (I_{\text{сз св}} + 0,7 \cdot I_{\text{нн ср}}) = 1,1 \cdot (1540 + 0,7 \cdot 1147) = 2580 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{\text{сз введення}} = 2600 \text{ А.}$

Для захисту на боці 110 кВ приймаємо найбільший номінальний струм для мінімального положення перемикача РПН, за довідковими даними: $I_{\text{вн найб}} = 150 \text{ А.}$

Тоді налаштування від номінального струму

$$I_{\text{сз 110}} = 1,5 \cdot I_{\text{вн найб}} = 1,5 \cdot 150 = 225 \text{ А}$$

і налаштування за чутливістю з захистом введення 6 кВ

$$\begin{aligned} I_{\text{сз 110}} &= 1,1 \cdot (I_{\text{сз введення}} + I_{\text{нн ср}}) \cdot K_{\text{т}} = \\ &= 1,1 \cdot (2600 + 1147) \cdot 0,065 = 268 \text{ А.} \end{aligned}$$

Приймаємо $I_{\text{сз 110}} = 270 \text{ А.}$

Перевірка чутливості захистів:

$$K_{\text{ч св}} = \frac{I_{\text{К-2, мін нн}}^{(2)}}{I_{\text{сз св}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9600}{2 \cdot 1540} = 5,4;$$

$$K_{\text{ч введення}} = \frac{I_{\text{К-2, мін нн}}^{(2)}}{I_{\text{сз введення}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9600}{2 \cdot 2600} = 3,2;$$

$$K_{q110} = \frac{I_{K-2, \text{мін вн}}^{(2)}}{I_{сз110}} = \frac{480}{270} = 1,78.$$

Як видно, вставки захистів відповідають нормам, що $K_q \geq 1,2$.
Вставка блокування мінімальної напруги

$$U_{сз} = \frac{U_{сзп \text{ мін}}}{K_n \cdot K_v} = \frac{0,7}{1,2 \cdot 1,05} \leq 0,555.$$

Приймаємо $U_{сз} = 0,55$.

Результати розрахунків МСЗ зведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Результати розрахунків МСЗ

Місце встановлення захисту	$U_{сзп}$, відн.од.	Без блокування		З блокуванням	
		$I_{сз}$, А	K_q	$I_{сз}$, А	K_q
СВ	0,77	2200	3,77	1540	5,4
Введення 6 кВ	0,7	4070	2,04	2600	3,2
Введення 110 кВ	0,73	445	1,08	270	1,78

У таблиці основним критерієм обраних вставок за струмом без блокування мінімальної напруги були умови налаштування від самозапуску навантаження, а для вставок з блокуванням – узгодження за чутливістю з попередніми захистами.

Приклад 4.9. Вибір додаткових струмових реле.

Розв'язання. Захист від перевантаження встановлюється на комплекті N2 з боку 6 кВ, оскільки потужність обмотки НН дорівнює половині потужності трансформатора на боці ВН. Використовується другий струмовий орган N2.

Діє на сигнал через сигнальний орган N2 для вимкнення дії ПРВВ. Струм спрацьовування захисту

$$I_{сзп} = \frac{K_n \cdot I_{нн \text{ ср}}}{K_v} = \frac{1,05 \cdot 1147}{0,95} = 1270 \text{ А}.$$

Витримка часу має бути на ступінь більшою інших МСЗ. Як правило, для сигналізації встановлюється однакова для підстанцій витримка часу

$$t_{\text{сп п}} = 9 \text{ с.}$$

Вставка на реле N2 за струмом

$$I_{\text{п}} > \frac{I_{\text{сзп}}}{I_{\text{н нн}}} = \frac{1270}{3000} = 0,42.$$

Вставка за часом $t_{\text{сигн}} \geq 9 \text{ с.}$

Струмові реле для пуску охолодження трансформатора встановлюються з боку 110 кВ. Вставка дорівнює номінальному струму трансформатора за середнім положенням РПН

$$I_{\text{сз охл}} = I_{\text{вн ср}} = 126 \text{ А.}$$

Вставка на реле

$$I_{\text{охл}} = 125/300 = 0,42.$$

Блокування РПН приймається за найбільшим струмом на боці ВН

$$I_{\text{сз бл рпн}} = I_{\text{вн найб}} = 132 \text{ А.}$$

Вставка на реле $I_{\text{бл рпн}} = 132/300 = 0,44.$

Приклад 4.10. Вставки захистів для елементів знижувальної підстанції.

Розв'язання. У цьому прикладі показано, як виглядають параметри вставок мікропроцесорних максимальних струмових захистів для трансформаторів підстанції.

Для МСЗ СВ (М1):

вставка за струмом $I > \frac{I_{\text{сз}}}{I_{\text{н нн}}} = \frac{1540}{3000} = 0,51;$

вставка за часом $t = 1,3 \text{ с};$

вид характеристики - «незалежна»;

вставка за напругою $U \leq 0,55.$

Для МТЗ введення 6 кВ (N2):

вставка за струмом $I > \frac{I_{\text{сз}}}{I_{\text{н нн}}} = \frac{2600}{3000} = 0,87;$

вставка за часом $t = 1,7$ с;
 вид характеристики - «незалежна»;
 вставка за напругою $U \leq 0,55$.

Для МТЗ введення 110 кВ (N1):

вставка за струмом $I > \frac{I_{сз}}{I_{н\text{ вн}}} = \frac{270}{300} = 0,90$;

вставка за часом $t = 2,1$ с;
 вид характеристики - «незалежна»;
 вставка за напругою $U \leq 0,55$.

Вставки захистів для трансформатора знижувальної підстанції показані на рис. 4.7.

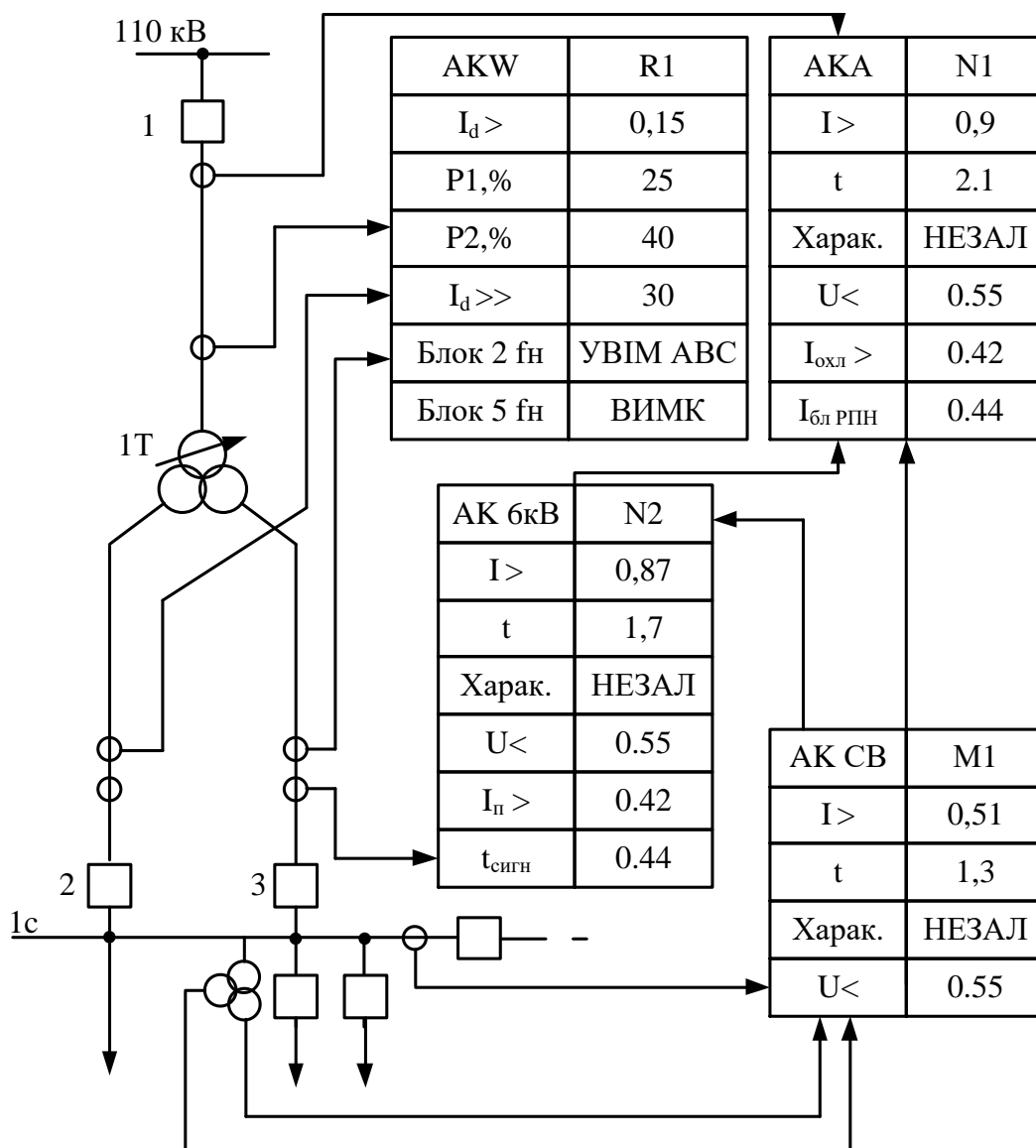


Рис. 4.7. Карта вставок захистів для елементів знижувальної підстанції

Питання для самоконтролю

1. Поясніть види автоматичного повторного вмикання.
2. Як обирається витримка часу автоматичного повторного вмикання?
3. Складіть і поясніть функціональну схему АПВ.
4. Охарактеризуйте вимоги до АПВ.
5. Як виконується однократність АПВ?
6. Поясніть призначення автоматичного вмикання резерву.
7. Поясніть види автоматичного вмикання резерву.
8. Поясніть принцип дії схеми автоматичного вмикання резерву лінії.
9. Поясніть принцип дії схеми АВР секційного вимикача.
10. Поясніть функціональну схему АВР введення підстанції 110 кВ.
11. Поясніть функціональну схему АВР для АВРУС.
12. Поясніть функціональну схему АВР ліній 110 кВ
13. Поясніть функціональну схему АВР СВ 35 і 10 кВ.

Розділ 5

ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ

5.1. Загальні вимоги до захисту трансформаторів

У відповідності з роботами [1, 2, 19, 28] для трансформаторів має бути передбачений релейний захист від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

- а) багатofазних замикань в обмотках і на виводах;
- б) однофазних замикань на землю в обмотці і на виводах, приєднаних до мережі з глухозаземленою нейтраллю;
- в) виткових замикань в обмотках;
- г) струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ;
- д) струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням;
- е) зниження рівня масла;
- ж) часткового пробою ізоляції вводів 330 кВ і вище;
- и) контролю ізоляції введення з боку нижчої напруги.

Функції захистів трансформаторів подано нижче. Газові захисти трансформатора і його пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН) використовуються як чутливі захисти від внутрішніх пошкоджень. Виконуються у вигляді газового реле з можливістю переведення дії вимикального контакту на сигнал і сигнального елемента на вимикання. У пристрої РПН передбачається окреме газове реле, виконане без можливості переведення дії вимикального контакту на сигнал.

Поздовжній диференційний струмовий захист передбачений для захисту від усіх видів замикань на виведеннях і в обмотках, а також для часткового захисту від виткових замикань усіх обмоток. Приєднується до ТС із усіх боків трансформатора, що захищається.

МСЗ із комбінованим пуском за напругою чи без неї резервує основні захисти і захисти приєднань, що відходять від секцій середньої (СН) і нижчої напруг (НН). Встановлюється на боці вищої напруги (ВН) трансформатора, що захищається, і на боці НН в колі кожного відгалуження до вимикача нижчої напруги трансформатора. Комбінований пусковий орган включає реле зворотної послідовності й реле мінімальної напруги, які приєднуються до трансформаторів напруги (ТН) з боку СН і НН.

Даний орган можна не використовувати, якщо на боці СН і НН відсутні великі (як правило, синхронні) двигуни, тобто навантаження – звичайне побутове.

Захист від перевантаження (ЗП) захищає трансформатор від симетричного перевантаження. Може встановлюватися з боку ВН, для трансформаторів із розщепленою обмоткою НН – на боках НН1, НН2. Захист подає сигнал при протіканні струму, що перевищує номінальний, через обмотки трансформатора. Для налаштування від короточасних кидків струму навантаження захист виконується з витримкою часу 7,0–9,0 с.

Контроль ізоляції кіл НН забезпечує контроль ізоляції кіл нижчої напруги. Встановлюється на боці НН напругою 35 кВ і нижче. Виконується у вигляді сигналізації від замикань на землю в колі НН. Принцип виконання захисту визначається режимом заземлення нейтралі й інших чинників.

Пристрій резервування при відмові вимикача ВН (ПРВВ) забезпечує вимикання трансформатора вимикачами суміжних елементів у випадку відмови спрацьовування вимикача.

Струмовий захист нульової послідовності (СЗНП) резервує вимикання замикань на землю на шинах і лініях з боку ВН, а також основні захисти трансформатора. Використовується за наявності живлення з інших боків трансформатора. Під'єднується до трансформатора струму (ТС) з боку ВН або до ТС в нейтралі трансформатора.

Функція пожежогасіння застосовується в трансформаторах із вищою напругою 110 кВ.

Диференційний струмовий захист ошиновки з боку ВН і СН використовується при різних первинних схемах (за наявності на боці ВН «чотирикутника», «полуторки», «двох вимикачів на приєднання» тощо). Дозволяє у випадку необхідності виконувати АПВ ошиновки, полегшує можливість перевірки захисту автотрансформатора (АТ) при його вимиканні, коли для підвищення надійності зовнішньої мережі обидва вимикачі АТ мають бути ввімкнені.

Захисти від неповнофазного режиму призначені для захисту від неповнофазного режиму, який виникає при вимиканні не всіма фазами вимикача АТ.

5.2. Побудова релейного захисту для двообмоткового трансформатора

Головним завданням у побудові релейного захисту є розроблення параметрів захисту електроустановки від пошкоджень і ненормальних режимів.

Для прикладів цього розділу розглядається електрична мережа в складі електричної системи (рис. 5.1) 110 кВ з параметрами $X_{1C} = 22$ Ом, $X_{OC} = 25$ Ом; повітряних ліній електропередачі 110 кВ (W1 і W2); трансформатора T2 (110 / 6 кВ) потужністю 10 МВА і тупикової підстанції ПСС із трансформатором T1 (110 / 10 кВ) потужністю 10 МВА.

Відповідно до ПУЕ та керівними вказівками з релейного захисту в даній мережі встановлюємо такі захисту для трансформаторів 110 кВ: газовий захист, струмове відсічення, МСЗ на боці НН, МСЗ на боці ВН, дистанційний захист, поздовжній диференційний струмовий захист.

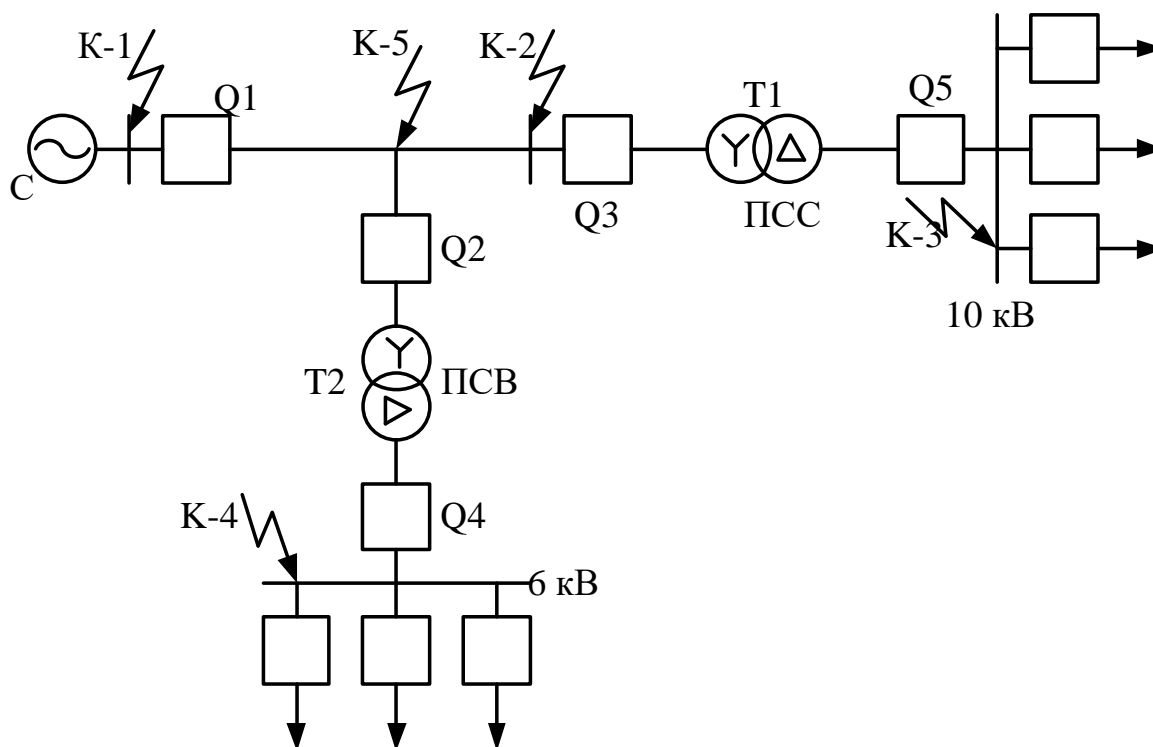


Рис. 5.1. Електрична мережа 110/10 (6) кВ

Результати попередніх розрахунків струмів короткого замикання зведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1

Результати розрахунків струмів КЗ

Струм КЗ	$I^{(3)}$, А	$I^{(2)}$, А	$I^{(1)}$, А	$I^{(1.1)}$, А
К-1 ($X_0 < X_1$)	2890	2500	2920 2482→ 438←	2953 2510→ 443←
К-2 ($X_0 > X_1$)	2119	1833	2010 1427→ 583←	1910 1359→ 551←
К-5 ($X_0 > X_1$)	2445	2115	2358 1842→ 516←	2276 1778→ 498←
К-3	421	364	-	-
К-4	432	374	-	-

Приклад 5.1. Струмове відсічення трансформатора.

Розв'язання. Захист вмикається на вимірювальні трансформатори струму з боку високої напруги (ВН). Схема з'єднання повна зірка.

Первинний номінальний струм

$$I_{\text{ТВН}} = \frac{S_{\text{ТІ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 53 \text{ А.}$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора струму (ТС)

$$K_{\text{ТВН}} = \frac{150}{5} = 30.$$

Коефіцієнт схеми ТС дорівнює $K_{\text{сх}} = 1$.

Первинний струм спрацьовування захисту вибирається за двома умовами:

- налаштування від пошкоджень за трансформатором у точці К-3

$$I_{\text{сзто}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{К-3}}^{(3)} = 1,3 \cdot 421 = 547 \text{ А ;}$$

- налаштування від кидка струму намагнічування трансформатора

$$I_{\text{СЗТО}} = 4 \cdot I_{\text{ТВН}} = 4 \cdot 53 = 212 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{\text{СЗТО}} = 550 \text{ А.}$

Чутливість захисту до міжфазних КЗ

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К-2}}^{(2)}}{I_{\text{СЗТО}}} = \frac{1833}{550} = 3,3 > 2.$$

Чутливість захисту до замикань на землю на боці ВН

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К-2}}^{(1.1)}}{I_{\text{СЗТО}}} = \frac{1359}{550} = 2,47 > 2.$$

Вставка захисту (струм спрацьовування реле)

$$I_{\text{УСТТО}} = \frac{K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТВН}}} \cdot I_{\text{СЗТО}} = \frac{1 \cdot 550}{30} = 18,3 \text{ А.}$$

Приклад 5.2. Максимальний струмовий захист на боці НН трансформатора.

Розв'язання. Захист вмикається на вимірювальні трансформатори струму з боку низької напруги (НН). Схема з'єднання повна зірка.

Первинний номінальний струм

$$I_{\text{ТНН}} = \frac{S_{\text{ТТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 583 \text{ А.}$$

Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму

$$K_{\text{ТНН}} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Коефіцієнт схеми трансформаторів струму $K_{\text{СХ}} = 1.$

Первинний струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

- неспрацьовування МСЗ ПН після вимкнення пошкоджень у зоні попередніх захистів приєднань 10 кВ;
- неспрацьовування розглянутого захисту в циклі АВР на боці НН.

$$I_{\text{СЗМТЗНН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{ТНН}} = \frac{1,2 \cdot 1,8}{0,8} \cdot 583 = 1574 \text{ А.}$$

$$I_{\text{СЗМТЗНН}} = K_{\text{Н}} \cdot (I_{\text{ТНН}} + K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{ТНН}}) = 1,2 \cdot (583 + 1,8 \cdot 583) = 1959 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{\text{СЗМТЗНН}} = 2000 \text{ А.}$

Мінімальний струм КЗ в зоні дії захисту

$$I_{\text{К-ЗНН}}^{(2)} = I_{\text{К-ЗВН}}^{(2)} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 364 \cdot \frac{110}{10} = 4004 \text{ А.}$$

Чутливість захисту

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{К-ЗНН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗТЗНН}}} = \frac{4004}{2000} = 2 > 1,5.$$

Час спрацьовування захисту за умови налаштування від максимальних струмових захистів приєднань ($t = 0 \text{ с}$) і введення на вимикач Q5 (рис. 5.1)

$$t_{\text{СЗМТЗНН}} = t_{\text{ПР}} + t_{\text{СЗМТЗС}} + \Delta t = 0,7 + 0,5 + 0,5 = 1,7 \text{ с}$$

Вставка захисту

$$I_{\text{ВСТМСЗНН}} = \frac{K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТНН}}} \cdot I_{\text{СЗМСЗНН}} = \frac{1 \cdot 2000}{200} = 10 \text{ А.}$$

Максимальна зона надійної чутливості максимального струмового захисту для кабельної лінії 10 кВ перерізом 35 мм² ($R_{\text{КАБ}} = 0,52 \text{ Ом/км}$ і $X_{\text{КАБ}} = 0,095 \text{ Ом/км}$) до двофазного КЗ визначається формулою

$$l_{\text{защ}} = \left(\frac{U_{\text{НН}}}{2 \cdot K_{\text{З}} \cdot I_{\text{СЗ}}} - X_{\text{С}}^{(2)} \right) / \sqrt{R_{\text{КАБ}}^2 + X_{\text{КАБ}}^2} = \left(\frac{10 \cdot 10^3}{2 \cdot 1,2 \cdot 2000} - 1,44 \right) / \sqrt{0,52^2 + 0,095^2} = 1,2 \text{ км,}$$

де $K_{\text{З}}$ – коефіцієнт запасу;

$X_{\text{С}}^{(2)}$ – опір системи відносно секції НН, Ом.

Опір системи

$$X_{\text{С}}^{(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} I_{\text{К-ЗНН}}^{(2)}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4004} = 1,44 \text{ Ом.}$$

Приклад 5.3. Максимальний струмовий захист на боці ВН трансформатора.

Розв'язання. Як і струмове відсічення, МСЗ ВН вмикається на трансформатори струму з боку вищої напруги трансформатора.

Первинний струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

- неспрацьовування захисту після вимкнення зовнішнього КЗ з урахуванням попереднього ввімкненого навантаження на іншій секції НН, яка живиться від трансформатора Т1;

- неспрацьовування захисту в циклі АПВ живильної лінії W1;

- загрублення захисту порівняно з попереднім захистом МСЗ ПН.

$$I_{\text{СЗМСЗВН}} = K_{\text{Н}} \cdot \left(\frac{K_{\text{ПР}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМВН}} + K_{\text{ПР}} \cdot I_{\text{НОМВН}} \right) =$$

$$1) = 1,2 \cdot \left(\frac{1,1 \cdot 1,8}{0,8} \cdot 53 + 1,1 \cdot 53 \right) = 227 \text{ А.}$$

$$2) I_{\text{СЗМСЗВН}} = K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot K_{\text{П}} \cdot I_{\text{НОМВН}} = 1,2 \cdot 1,8 \cdot 1,4 \cdot 53 = 160 \text{ А.}$$

$$3) I_{\text{СЗМСЗВН}} = K_{\text{З}} \cdot I_{\text{СЗМСЗНН}} = 1,1 \cdot 2200 \cdot \frac{10}{110} = 200 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{\text{СЗМСЗВН}} = 230 \text{ А.}$

$$\text{Чутливість захисту } K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{К-З}}^{(2)}}{I_{\text{СЗМСЗВН}}} = \frac{364}{230} = 1,6 > 1,2.$$

Час спрацьовування захисту за умови налаштування від попереднього захисту $t_{\text{СЗМСЗВН}} = t_{\text{СЗМСЗНН}} + \Delta t = 1,7 + 0,5 = 2,2 \text{ с.}$

$$\text{Вставка захисту } I_{\text{ВСТМСЗВН}} = \frac{K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТВН}}} \cdot I_{\text{СЗМСЗВН}} = \frac{1 \cdot 230}{30} = 7,7 \text{ А.}$$

Приклад 5.4. Захист від перевантаження трансформатора.

Розв'язання. Струм спрацьовування захисту від перевантаження вибирається за умовами повернення реле захисту при номінальному струмі трансформатора на боці ВН

$$I_{\text{СЗЗП}} = \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т1ВН}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 53 = 65,5 \text{ А.}$$

Вставка захисту (струм спрацьовування реле)

$$I_{\text{ВСТЗП}} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{СЗЗП}}}{K_{\text{ТВН}}} = \frac{1 \cdot 65,5}{30} = 2,2 \text{ А.}$$

Приклад 5.5. Дистанційний захист на боці НН трансформатора.

Розв'язання. Індуктивний опір навантаження секції НН з урахуванням самозапуску електродвигунів, які приєднані до трансформатора

$$X_{\text{ННСЗП}} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{ТНН}}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2,5 \cdot 583} = 4 \text{ Ом,}$$

де $K_{\text{СЗП}}$ – кратність струму самозапуску електродвигунів секції.

Опір спрацьовування захисту за умови налаштування від самозапуску електродвигунів навантаження

$$Z_{\text{СЗНН}} = \frac{K_{\text{В}}}{K_{\text{Н}}} \cdot Z_{\text{ННСЗП}} = \frac{0,85}{1,1} \cdot 4 = 3,1 \text{ Ом,}$$

де $Z_{\text{ННСЗП}} = X_{\text{ННСЗП}}$ – приймається при максимальному $\cos \varphi$ з урахуванням самозапуску електродвигунів.

Вставка захисту (вторинна) для реле БРЕ-2801

$$Z_{\text{ВСТНН}} = Z_{\text{СЗНН}} \cdot \frac{K_{\text{ТНН}}}{K_{\text{ННН}}} = 3,1 \cdot \frac{1000/5}{10000/100} = 6,2 \text{ Ом.}$$

Максимальна зона надійної чутливості захисту для кабельної лінії (35 мм^2 , $R_{\text{КАБ}} = 0,52 \text{ Ом/км}$, $X_{\text{КАБ}} = 0,095 \text{ Ом/км}$)

$$l_{\text{зах}} = \frac{Z_{\text{СЗНН}}}{K_{\text{З}} \cdot \sqrt{R_{\text{КАБ}}^2 + X_{\text{КАБ}}^2}} = \frac{3,1}{1,2 \cdot \sqrt{0,52^2 + 0,095^2}} = 4,8 \text{ км.}$$

Приклад 5.6. Дистанційний захист на боці ВН трансформатора.

Розв'язання. Захист є резервним для трансформатора і дистанційного захисту на боці НН.

Опір спрацьовування

$$Z_{\text{СЗВН}} = \frac{K_{\text{В}}}{K_{\text{Н}}} \cdot (X_{\text{Т1}} + Z_{\text{ВНСЗП}}) = \frac{0,85}{1,1} \cdot (121 + 484) = 468 \text{ Ом,}$$

де $Z_{ВНСЗП}$ – приведений до боку ВН опір навантаження,

$$Z_{ВНСЗП} = Z_{ННСЗП} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{U_{НН}^2} = 4 \cdot \frac{110^2}{10^2} = 484 \text{ Ом.}$$

Вставка захисту (вторинна) для БРЕ-2801

$$Z_{ВСТВН} = Z_{ВНСЗП} \cdot \frac{K_{ТВН}}{K_{НВН}} = 484 \cdot \frac{150/5}{110000/100} = 13,2 \text{ Ом.}$$

Приклад 5.7. Диференційне струмове відсічення трансформатора.

Розв'язання. Захист виконується на реле струму РТ-40.

Первинний номінальний струм трансформатора на боках ВН і НН

$$I_{Т1ВН} = \frac{S_{Т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 53 \text{ А, } I_{Т1НН} = \frac{S_{Т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 583 \text{ А.}$$

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму

$$K_{ТВН} = \frac{150}{5} = 30, \quad K_{ТНН} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Схеми з'єднання ТТ з боку ВН – «трикутник», а з боку НН – «зірка».

Коефіцієнти схеми з'єднання ТС $K_{СХВН} = \sqrt{3}$, $K_{СХНН} = 1$.

Вторинні струми в плечах захисту

$$I_{ВВН} = \frac{I_{Т1ВН} \cdot K_{СХВН}}{K_{ТВН}} = \frac{53 \cdot \sqrt{3}}{30} = 3,05 \text{ А, } I_{ВНН} = \frac{I_{Т1НН} \cdot K_{СХНН}}{K_{ТНН}} = \frac{583 \cdot 1}{200} = 2,92 \text{ А.}$$

Первинний струм небалансу через похибки ТС

$$I'_{НБ} = K_{АПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot f \cdot I_{МАКСННК-3}^{(3)} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 421 \cdot \frac{110}{10} = 926,2 \text{ А.}$$

Первинний струм небалансу, викликаний наявністю РПН,

$$I''_{НБ} = \Delta U_{РПН} \cdot I_{МАКСННК-3}^{(3)} = 0,1 \cdot 4631 = 463 \text{ А.}$$

Первинний струм небалансу через нерівності вторинних струмів

$$I_{\text{НБ}}''' = \frac{I_{\text{ВНН}} - I_{\text{ВВН}}}{I_{\text{ВНН}}} \cdot I_{\text{МАКСННК-3}}^{(3)} = \frac{3,05 - 2,92}{3,05} \cdot 4631 = 197,4 \text{ А.}$$

Сумарний струм небалансу

$$I_{\text{НБ6}} = I_{\text{НБ}}' + I_{\text{НБ}}'' + I_{\text{НБ}}''' = 926,2 + 463 + 197,4 = 1587 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту за умови налаштування від струму небалансу:

$$I_{\text{СЗ}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ}} = 1,3 \cdot 1587 = 2063 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту за умови налаштування від кидка струму намагнічування

$$I_{\text{СЗ}} = (3 \div 4) I_{\text{ТІНН}} = 4 \cdot 583 = 2332 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{\text{СЗ}} = 2330 \text{ А.}$

Чутливість захисту

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{РМІН}}}{I_{\text{СР}}} = \frac{20}{11,65} = 1,72 < 2,$$

де струм у реле захисту в мінімальному режимі КЗ в К-3

$$I_{\text{Рmin}} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{ННК-3}}^{(2)}}{K_{\text{Т}}} = \frac{1 \cdot 4004}{200} = 20 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування реле

$$I_{\text{СР}} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{СЗ}}}{K_{\text{Т}}} = \frac{1 \cdot 2330}{200} = 11,65 \text{ А.}$$

З урахуванням первинних струмів

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ННКЗ}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{4004}{2330} = 1,72 < 2.$$

Розрахунковий коефіцієнт чутливості 1,72 менше нормованого 2, тому просте диференційне відсічення не застосовується.

Приклад 5.8. Диференційний струмовий захист без гальмування.

Первинний струм небалансу на збірці шин ВН без складової $I_{\text{НБ}}'''$ (вирівнювання вторинних струмів)

$$I_{\text{НБВН}} = (K_{\text{АПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f + \Delta U_{\text{РПН}}) \cdot I_{\text{МАХВНКЗ}}^{(3)} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1) \cdot 421 = 84,2 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{НБВН} = 1,3 \cdot 84,2 = 110 \text{ А}, \quad I_{C3} = K_H \cdot I_{ТІВН} = 1,3 \cdot 53 = 69 \text{ А}.$$

Вибираємо $I_{C3} = 110 \text{ А}$ (200 % номінального струму силового трансформатора).

Перевірка чутливості захисту

Струм у реле захисту в мінімальному режимі КЗ в зоні дії захисту К-3, приведений до ВН,

$$I_{P\text{MAX}} = \frac{K_{CX} \cdot I_{ВНК-3}^{(2)}}{K_T} = \frac{\sqrt{3} \cdot 364}{30} = 21 \text{ А}.$$

Вторинний струм спрацьовування реле

$$I_{CP} = \frac{K_{CX} \cdot I_{C3}}{K_T} = \frac{\sqrt{3} \cdot 110}{30} = 6,34 \text{ А}.$$

Розрахункова чутливість

$$K_{\text{ч}} = I_{P\text{MAX}} / I_{CP} = 21 / 6,34 = 3,3.$$

З метою спрощення попереднього розрахунку $K_{\text{ч}}$ можна використовувати первинні струми

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{НН К-3}}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{364}{110} = 3,3 > 2.$$

Даний захист з РНТ-565 чутливий.

Визначення кількості витків обмоток реле РНТ-565 розглядається в табл. 5.2. Схема вмикання двох реле РНТ-565 (КАW1,2) дана на рис. 5.2.

Таблиця 5.2

Розрахунок захисту на реле РНТ-565

Параметр	Значення
1	2
Попереднє значення струму спрацьовування реле на боці ВН $I_{CP\text{ВН}}$	6,34 А
Розрахункова кількість витків обмотки реле на боці ВН $\omega_{\text{ВНрасч}} = F_{CP} / I_{CP\text{ВН}}$, де $F_{CP} = 100 \cdot \text{А} \cdot \text{вит.}$	$\frac{100}{6,34} = 15,77 \text{ вит.}$

Продовження табл. 5.2

1	2
Обрана (найближча менша) кількість $\omega_{ВН}$	15 вит.
Струм спрацьовування реле з урахуванням обраної кількості витків $I_{СРВН} = F_{СР} / \omega_{ВН}$	$\frac{100}{15} = 6,66 \text{ А}$
Первинний струм спрацьовування захисту на боці ВН $I_{СЗВН} = I_{СЗВН} \cdot \frac{K_{ТВН}}{K_{СХВН}}$	$6,66 \cdot \frac{30}{\sqrt{3}} = 115,6 \text{ А}$
Первинний струм спрацьовування захисту на боці НН $I_{СЗНН} = I_{СЗВН} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}$	$115,6 \cdot \frac{110}{10} = 1272 \text{ А}$
Розрахунок кількості витків обмотки реле на боці НН $\omega_{ННрасч} = \omega_{ВН} \cdot \frac{I_{ВВН}}{I_{ВНН}}$	$15 \cdot \frac{3,05}{2,92} = 15,66 \text{ вит.}$
Обрана (найближча ціла) кількість $\omega_{ВН}$	16 вит.
Складова струму небалансу від неточного вирівнювання МРС обмоток реле $I_{НБ}^{///}$	$\left \frac{15,66 - 16}{16} \right \cdot 421 = 9 \text{ А}$
Струм небалансу з урахуванням складової $I_{НБ}^{///}, I_{НБ}$	$84,2 + 9 = 93,2 \text{ А}$
Струм спрацьовування захисту на збірці шин ВН з урахуванням $I_{НБ}^{///}, I_{СЗВН}$	$1,3 \cdot 93,2 = 121,2 \text{ А}$
Уточнене значення струму спрацьовування реле $I_{СРВН} = \frac{K_{СХ} \cdot I_{СЗВН}}{K_{ТВН}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 121,2}{30} = 6,99 \text{ А}$
Мінімальне значення коефіцієнта чутливості з урахуванням обраних витків $K_{ч} = \frac{I_{Pmin}}{I_{СРВН}}$	$\frac{21}{6,99} = 3,0 > 2$

Приклад 5.9. Диференційний струмовий захист із гальмуванням.

Розв'язання. Струм спрацьовування захисту за умови налаштування від кидків струму намагнічування

$$I_{СЗВН} = 1,5 \cdot I_{Т1ВН} = 1,5 \cdot 53 = 79,5 \text{ А.}$$

Визначення кількості витків обмоток реле – табл. 5.3 і рис. 5.3.

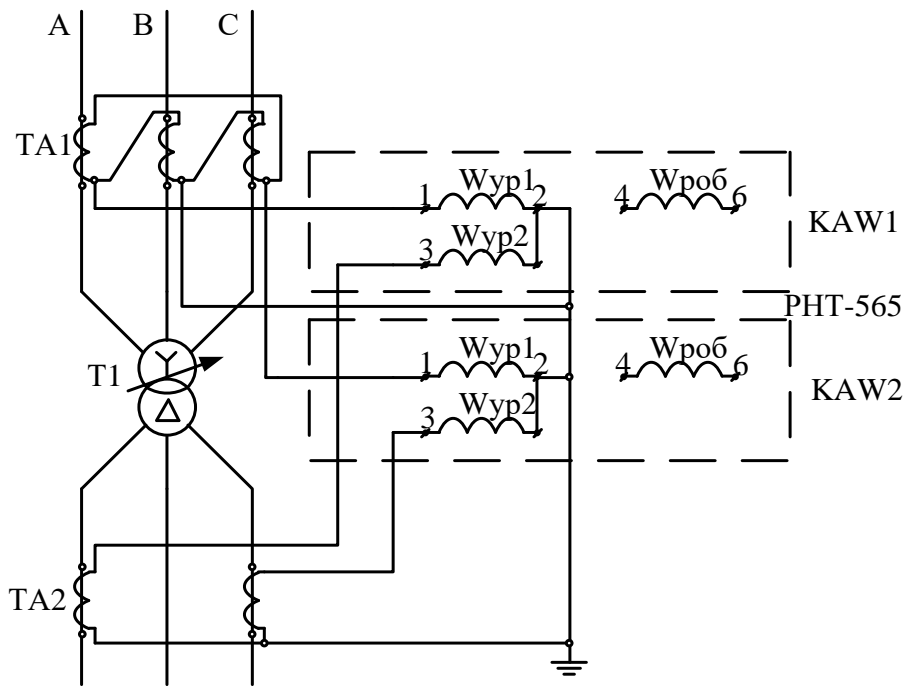


Рис. 5.2. Схема вмикання реле РНТ-565

Таблиця 5.3

Розрахунок захисту на реле ДЗТ-11

Параметр	Значення
1	2
Струм спрацьовування реле на боці ВН $I_{\text{CPВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{СЗВН}}}{K_T}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 79,5}{30} = 4,6 \text{ А}$
Розрахункова кількість витків обмотки реле $\omega_{\text{ВНрасч}}$	$\frac{100}{4,6} = 21,8 \text{ вит.}$
Найближча ціла кількість $\omega_{\text{ВН}}$	22 вит.
Уточнений струм спрацьовування реле $I_{\text{CPВН}}$	$\frac{100}{22} = 4,5 \text{ А}$
Уточнений струм спрацьовування захисту $I_{\text{СЗВН}}$	$4,5 \cdot \frac{30}{\sqrt{3}} = 78 \text{ А}$
Струм спрацьовування реле на боці НН, $I_{\text{СЗНН}}$	$78 \cdot \frac{110(1-0,1)}{10} = 772,2 \text{ А}$
Розрахункова кількість витків на боці НН, $\omega_{\text{ННрозр}}$	$22 \cdot \frac{3,05}{2,92} = 22,98 \text{ вит.}$
Найближча ціла кількість $\omega_{\text{НН}}$	23 вит.

1	2
Складова струму небалансу $I_{\text{НБ}}^{\text{III}}$	$\frac{23 - 22,98}{23} 421 = 0,4 \text{ А}$
Сумарний струм небалансу $I_{\text{НБ}}$	$84,2 + 0,4 = 84,6 \text{ А}$
Абсолютна похибка вирівнювання МДС обмоток у плечах захисту $\Delta F = \omega_{\text{ВН}} \cdot I_{\text{ВВН}} - \omega_{\text{НН}} \cdot I_{\text{ВНН}} $	$\Delta F = 22 \cdot 3,05 - 23 \cdot 2,92 = 0,06 \text{ А} \ll 100$

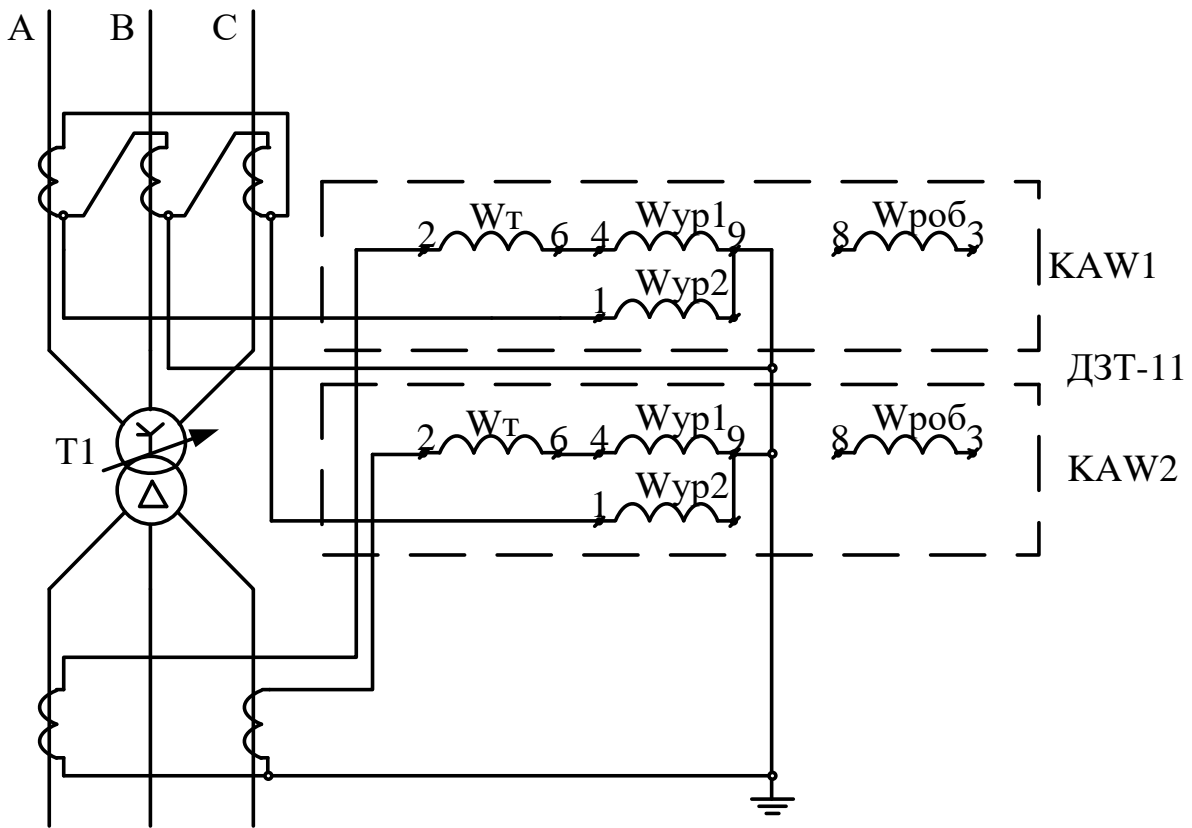


Рис. 5.3. Схема вмикання реле на ДЗТ-11

Струм небалансу, приведений до боку НН з урахуванням мінімального коефіцієнта трансформації трансформатора,

$$I_{\text{НБНН}} = I_{\text{НБВН}} \left(\frac{U_{\text{ВН}} (1 - \Delta U_{\text{РПН}})}{U_{\text{НН}}} \right) = 84,6 \left(\frac{110 (1 - 0,1)}{10} \right) = 837,6 \text{ А} .$$

Розрахункові витки гальмівної обмотки

$$\omega_T = \frac{K_H \cdot I_{\text{НБНН}} \cdot \omega_p}{I_{\text{max К-3}}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 837,6 \cdot 23}{4631 \cdot 0,87} = 7 \text{ вит,}$$

де ω_p – розрахункова кількість витків робочої (зрівняльної) обмотки в плечі захисту (гальмівна обмотка ввімкнених на боці навантажень);

$\text{tg} \alpha$ – тангенс кута нахилу гальмівної характеристики реле.

Для реле ДЗТ-11 кількість витків гальмівної обмотки: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24.

Чутливість диференційного захисту на реле ДЗТ-11

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{Pmin}}}{I_{\text{СРВН}}} = \frac{21}{4,6} = 4,5 > 2.$$

Таким чином, чутливість захисту вище, ніж захисту на РТН-565 ($4,5 > 3,3$).

Приклад 5.10. Мікропроцесорний диференційний захист.

Розв'язання. До загальних вставок мікропроцесорного захисту належать номінальні параметри силового трансформатора і вимірювальних трансформаторів струму.

Номінальна потужність трансформатора за обмотками

$$S_{\text{НВН}} = 10000 \text{ кВА, } S_{\text{ННН}} = 10000 \text{ кВА.}$$

Номінальна напруга трансформатора за обмотками

$$U_{\text{НВН}} = 115 \text{ кВ (середнє положення); } U_{\text{ННН}} = 10 \text{ кВ.}$$

Номінальний струм трансформатора за обмотками

$$I_{\text{НВН}} = 53 \text{ А, } I_{\text{ННН}} = 583 \text{ А.}$$

Група з'єднання обмоток силового трансформатора на боці ВН – «зірка», НН – «трикутник».

Номінальний первинний струм трансформаторів струму

$$I_{\text{ТВН}} = 150 \text{ А, } I_{\text{ТНН}} = 1000 \text{ А.}$$

Номінальний вторинний струм трансформаторів струму

$$I_{\text{ВН}} = 5 \text{ А}, I_{\text{НН}} = 5 \text{ А}.$$

Базисний струм (базисний коефіцієнт за струмом) – відношення номінальних струмів силового трансформатора до вимірювальних трансформаторів струму:

$$\text{бік ВН } I_{\text{Б1}} = I_{\text{НВН}} / I_{\text{ТВН}} = 53 / 150 = 0,35,$$

$$\text{бік НН } I_{\text{Б2}} = I_{\text{ННН}} / I_{\text{ТНН}} = 583 / 1000 = 0,58.$$

Вставка першого ступеня гальмівної характеристики на реле захисту $I_d = I_D \cdot I_{\text{Б1}}$, де I_D – струм спрацьовування першого ступеня, приведений до номінального струму силового трансформатора, приймаємо за рекомендаціями 0,2.

Тоді вставка на реле

$$I_d = 0,2 \cdot 0,35 = 0,07.$$

Мінімальна вставка, яка встановлюється на реле, 0,15, тому струм спрацьовування першого ступеня відносно номінального струму трансформатора

$$I_D = \frac{0,15}{0,35} = 0,43.$$

Перша гальмівна характеристика оцінюється коефіцієнтом гальмування $P1$ (нахил характеристики в зоні малих струмів до $2,5 I_{\text{ном}}$) у зоні малих похибок трансформаторів струму

$$P1 = K_3 (K' + K''),$$

$$P1 = 1,2(5 + 10) = 18 \%,$$

де K_3 – коефіцієнт запасу, який дорівнює 1,2;

K' – похибка трансформаторів струму при малих струмах, приймається 5 %;

K'' – діапазон регулювання коефіцієнта трансформації силового трансформатора, дорівнює 10 %.

На мікропроцесорному реле характеристика $P1$ регулюється від 20 до 50 %. Приймаємо $P1 = 20 \%$.

Друга гальмівна характеристика оцінюється коефіцієнтом гальмування $P2$ (нахил характеристики в зоні великих струмів понад 2,5 номінального струму)

$$P2 = K_3(K_{АП} \cdot K_1' + K''),$$

$$P2 = 1,2(1,5 \cdot 10 + 10) = 30 \%,$$

де $K_{АП}$ – коефіцієнт урахування збільшення похибки за рахунок аперіодичної складової, приймаємо 1,5;

K_1' – похибка трансформаторів струму при великих струмах наскрізного КЗ, приймається максимально 10 %.

Характеристика $P2$ може регулюватися в межах від 40 до 100 %. Приймаємо $P2 = 40 \%$.

Вставка другого ступеня диференційного струму вибирається максимальною з двох умов:

- налаштування від максимального струму небалансу при наскрізному струмі КЗ

$$I_{Д} = K_3(K_{АП}' \cdot K_1' + K'')I_{кз\max},$$

$$I_{Д} = 1,2(3 \cdot 0,1 + 0,1)421 = 202 \text{ А},$$

де $K_{АП}'$ – коефіцієнт урахування збільшення похибки при аперіодичних складових у струмі КЗ, має дорівнювати 3;

$I_{кз\max}$ – наскрізний струм КЗ у максимальному режимі на боці НН трансформатора;

- налаштування від кидка струму намагнічування

$$I_{Д} = 6 \cdot I_{НВН},$$

$$I_{Д} = 6 \cdot 53 = 318 \text{ А}.$$

З двох умов вибираємо найбільший струм $I_{Д} = 318 \text{ А}$.

Розрахункова вставка другого ступеня мікропроцесорного захисту

$$I_d = \frac{I_{Д}}{I_{ТВН}},$$

$$I_d = \frac{318}{150} = 2,12.$$

Отримане значення округляється до найближчого цілого числа

$$I_d \gg \geq 3.$$

Дана вставка може регулюватися в межах від 1 до $30 I_d$.

Блокування захисту при кидках струму намагнічування здійснюється струмом другої гармоніки. Вставка оцінюється відношенням струму блокування $I_d(2f_H)$ до основного диференційного струму і регулюється в межах 10-50 %. Пропонується $I_d(2f_H) = 12 \%$.

Спосіб блокування може бути пофазним або трифазним.

Приймається БЛОК $2f_H = \text{ВМИК АВС}$.

Результати розрахунків параметрів диференційного захисту трансформатора потужністю 10 МВА наведені на рис. 5.4:

- перший ступінь диференційного струму $I_d = 0,15$ (відрізок АВ);
- перша гальмівна характеристика $P1 = 18 \%$ (пряма P1), відрізок ВС;
- друга гальмівна характеристика $P2 = 30 \%$ (пряма P2), відрізок CD;
- другий ступінь диференційного струму $I_d \gg \geq 3,0$ (пряма FE), відрізок DE.

Зазвичай перевірку чутливості диференційного мікропроцесорного захисту не виконують, оскільки вставка першого ступеня ($I_d = 0,15$) порівняно з номінальним струмом трансформатора струму на боці ВН ($I_{ТВН} = 150$) дуже мала.

Грубіша вставка другого ступеня диференційного відсічення ($I_d \gg \geq 3$) за чутливістю теж не перевіряється, оскільки призначена для роботи при великих струмах КЗ на боці ВН.

Підтвердження сказаному наведені нижче.

Чутливість у зоні малих струмів КЗ на боці НН силового трансформатора

$$K_{\text{чНН}} = \frac{0,867 \cdot I_{\text{К-3minВН}}^{(3)}}{I_d \cdot I_{\text{ТВН}}},$$

$$K_{\text{чНН}} = \frac{0,867 \cdot 421}{0,15 \cdot 150} = 16,2,$$

$$K_{\text{чНН}} = \frac{GN}{GH} = \frac{2,5}{0,15} = 16,6 > 2.$$

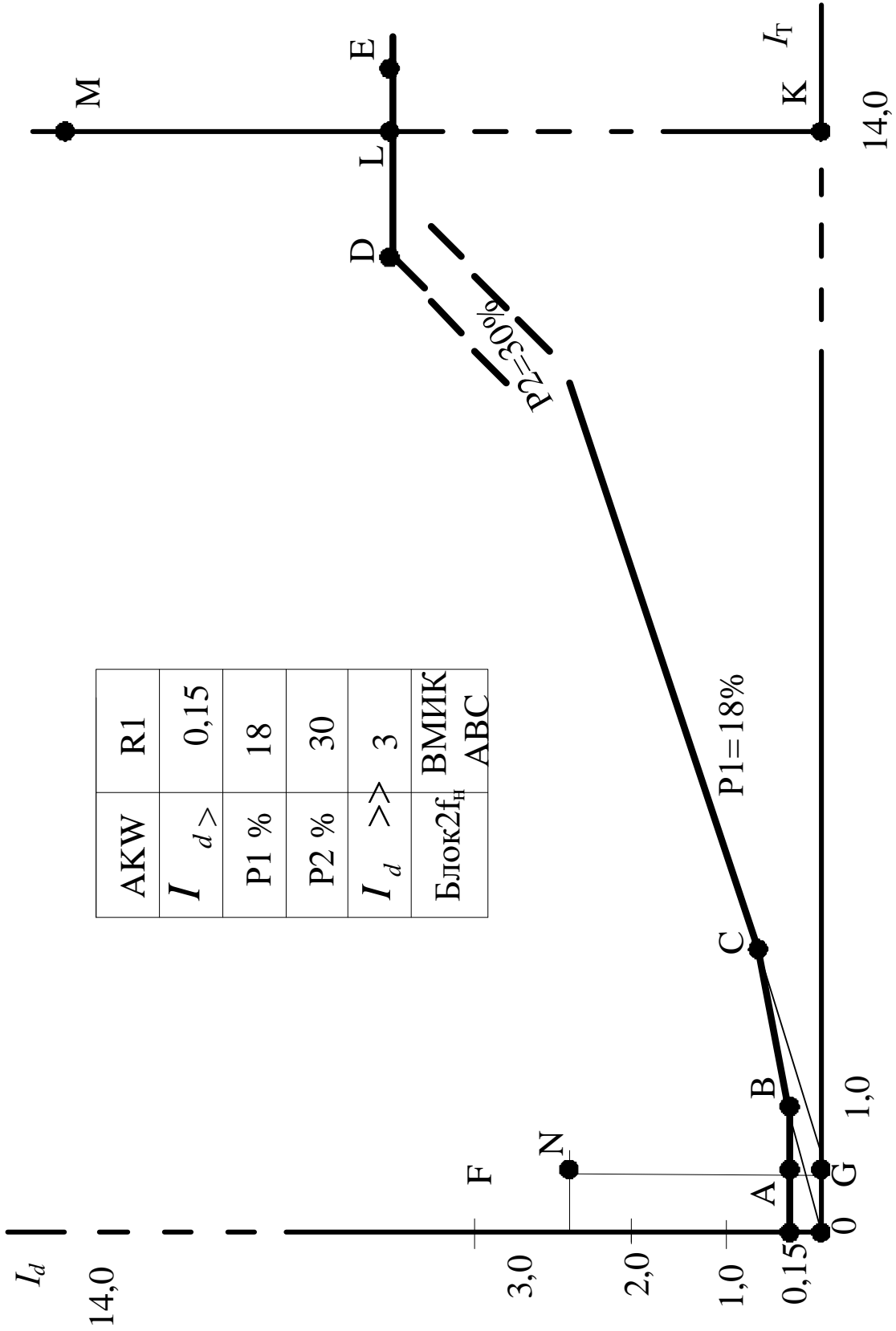


Рис. 5.4. Карта вставок і характеристика захисту

Чутливість у зоні великих струмів КЗ на боці ВН силового трансформатора

$$K_{\text{чВН}} = \frac{0,867 \cdot I_{\text{К-3minВН}}^{(3)}}{I_d \cdot I_{\text{ТВН}}},$$

$$K_{\text{чВН}} = \frac{0,867 \cdot 2120}{3,0 \cdot 150} = 4,1,$$

$$K_{\text{чВН}} = \frac{MK}{LK} = \frac{14}{3,0} = 4,7 > 1,2.$$

5.3. Захист трансформаторів типу ТРДН

Розглядаються такі захисти:

- диференційний захист на реле типу РНТ (без гальмування);
- диференційний захист на реле типу ДЗТ-11;
- мікропроцесорний диференційний захист;
- максимальний струмовий захист;
- захист трансформатора від перевантаження.

Приклад 5.11. Диференційний захист на реле типу РНТ (без гальмування).

Вихідні дані. Трансформатор ТРДН-40000/115 – 16 % кВ /11 кВ із напругою КЗ: $U_{\text{кmax}} = 10 \%$; $U_{\text{кmin}} = 8,5 \%$; $U_{\text{кCP}} = 9,5 \%$.

Опір системи для струмів прямої послідовності у всіх режимах $X_{\text{С}} = 15 \text{ Ом}$, а для струмів нульової послідовності $X_{\text{ОС}} = 30 \text{ Ом}$.

Розв'язання. Для трансформаторів із РПН, у яких при « $-\Delta U_{\text{рпн}}$ » напруга КЗ $U_{\text{к}}^{\%}$ менше середньої, а при « $+\Delta U_{\text{рпн}}$ » – більше середнього значення опору, визначаються за формулами

$$X_{\text{трCP}} = \frac{U_{\text{кCP}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}};$$

$$X_{\text{трmin}} = \frac{U_{\text{кmin}} \cdot U_{\text{minВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{U_{\text{кmin}} \cdot [U_{\text{ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{рпн}})]^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}};$$

$$X_{\text{трmax}} = \frac{U_{\text{кmax}} \cdot U_{\text{maxBH}}^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{U_{\text{кmax}} \cdot [U_{\text{BH}} \cdot (1 + \Delta U_{*\text{рпн}})]^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}};$$

де U_{BH} – напруга на боці ВН, кВ;

$S_{\text{тр}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА (для трансформаторів з розщепленням типу ТРДН – це половина потужності, тобто $0,5S_{\text{тр}}$);

$+\Delta U_{*\text{рпн}}$ – половина повного (сумарного) діапазону регулювання напруги, відн.од.

$$X_{\text{трmin}} = \frac{8,5 \cdot [115 \cdot (1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 0,5 \cdot 40} = 39,7 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трmax}} = \frac{10 \cdot [115 \cdot (1 + 0,16)]^2}{100 \cdot 0,5 \cdot 40} = 89 \text{ Ом}.$$

Максимальні значення струмів КЗ

$$I_{\text{кmaxBH}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{сmax}} + X_{\text{трmin}})};$$

$$I_{\text{кmaxBH}}^{(3)} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (15 + 39,7)} = 1163 \text{ А};$$

$$I_{\text{кmaxHH}}^{(3)} = I_{\text{кmaxBH}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{BH}} (1 - \Delta U_{*\text{рпн}})}{U_{\text{HH}}};$$

$$I_{\text{кmaxHH}}^{(3)} = 1163 \cdot \frac{115 \cdot (1 - 0,16)}{11} = 10213 \text{ А}.$$

Мінімальні значення струмів КЗ

$$I_{\text{кminBH}}^{(3)} = \frac{U_{\text{maxBH}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{сmin}} + X_{\text{трmax}})};$$

$$I_{\text{кminBH}}^{(3)} = \frac{126000}{\sqrt{3} (15 + 89)} = 700 \text{ А};$$

$$I_{\text{к min HH}}^{(3)} = I_{\text{к min BH}}^{(3)} \frac{U_{\text{max BH}}}{U_{\text{HH}}};$$

$$I_{\text{к min HH}}^{(3)} = 700 \cdot \frac{126}{11} = 8022 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацьовування захисту $I_{\text{СЗ}}$ вибирається за двома умовами:

- налаштування від струму небалансу

$$I_{\text{СЗ}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ max}} \geq K_{\text{H}} \cdot (K_{\text{АПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i + \Delta U_{*\text{РПН}}) \cdot I_{\text{к max}},$$

де K_{H} – коефіцієнт надійності, дорівнює 1,3;

$K_{\text{АПЕР}}$ – коефіцієнт аперіодичної складової, дорівнює 1;

$K_{\text{ОДН}}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму, дорівнює 1;

f_i – коефіцієнт десятивідсоткової похибки трансформаторів струму, дорівнює 0,1;

$$\Delta U_{*\text{РПН}} = 0,16;$$

$I_{\text{к max}}$ – періодична складова в початковий момент часу при розрахунковому зовнішньому трифазному КЗ;

- налаштування від кидка струму намагнічування трансформатора

$$I_{\text{СЗ}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{тр}}.$$

Первинний струм трансформатора, що відповідає потужності обмотки ВН,

$$I_{\text{тр110}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} U_{\text{ВН}}};$$

$$I_{\text{тр110}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А.}$$

Струми спрацьовування захисту

$$I_{\text{СЗ}} \geq 1,3 \cdot (0,1 + 0,16) \cdot 1163 \geq 393 \text{ А;}$$

$$I_{\text{СЗ}} \geq 1,3 \cdot 201 \geq 261 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування реле (вторинний струм)

$$I_{CP} = \frac{I_{C3max} \cdot \sqrt{3}}{n_1} ;$$
$$I_{CP} = \frac{393 \cdot \sqrt{3}}{750/5} = 4,5 \text{ А.}$$

Розрахунковий струм у реле при КЗ за трансформатором

$$I_{Pmin} = \frac{1,5 \cdot I_{min \text{ ВН}}^{(3)}}{n_1} ;$$
$$I_{Pmin} = \frac{1,5 \cdot 700}{150} = 7,0 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{Pmin}}{I_{CP}} ;$$
$$K_{\text{ч}} = \frac{7,0}{4,5} = 1,55 < 2 ,$$

що неприпустимо. Для підвищення чутливості необхідно застосувати диференційний захист із гальмуванням, наприклад на реле ДЗТ-11.

Приклад 5.12. Диференційний захист на реле типу ДЗТ-11.

Вихідні дані – з прикладу 5.11.

Розв'язання. Для цього реле визначальною є умова налаштування від кидків струму намагнічування трансформатора. При найбільшому значенні коефіцієнта налаштування $K_H = 1,5$

$$I_{C3} \geq 1,5 \cdot 201 = 301 \text{ А;}$$

$$I_{CP} \geq \frac{301 \cdot \sqrt{3}}{150} = 3,48 \text{ А;}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,0}{3,48} = 2,01 > 2 .$$

Кількість витків робочої обмотки

$$w_p = \frac{F_{CP}}{I_{CP}},$$

$$w_p = \frac{100}{3,48} = 28,7 \text{ вит.}$$

Для підвищення чутливості приймаємо $w_p = 30$ вит.

Складова струму небалансу через нерівність прийнятих (30 вит.) і розрахункових (28,7 вит.) приймається з запасом, що дорівнює 5 % максимального струму при зовнішньому КЗ:

$$I''_{НБ} = 0,05 \cdot 1163 = 58 \text{ А.}$$

Тоді сумарний струм небалансу

$$I_{НБ} = I'_{НБ} + I''_{НБ};$$

$$I_{НБ} = (0,1 + 0,16) \cdot 1163 + 58 = 360 \text{ А.}$$

Кількість витків гальмівної обмотки

$$w_T \geq \frac{K_H \cdot I_{НБ} \cdot w_p}{I_{к \max \text{ ВН}}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha},$$

де $I_{к \max \text{ ВН}}^{(3)}$ – максимальний струм зовнішнього КЗ на тому боці трансформатора, де увімкнена гальмівна обмотка;

$\text{tg} \alpha$ – тангенс кута нахилу гальмівної характеристики;

$$w_T \geq \frac{1,5 \cdot 360 \cdot 30}{1163 \cdot 0,8} \geq 17,4 \text{ вит.}$$

Приймаємо $w_T = 18$ вит.

Гальмівна обмотка w_T увімкнена з боку НН, щоб уникнути гальмування при внутрішніх КЗ, яке живиться тільки з боку ВН.

Більші вимоги до чутливості основних захистів силових трансформаторів при всіх видах КЗ обумовили подальший розвиток реле ДЗТ на основі нових принципів з використанням мікропроцесорного релейного захисту.

Приклад 5.13. Мікропроцесорний диференційний захист трансформатора (теоретична частина).

Диференційний захист трансформаторів вмикається на три комплекти трансформаторів струму, розташованих з трьох боків трансформатора.

Вирівнювання вторинних струмів за величиною і фазою проводиться захистом автоматично розрахунковим (програмним шляхом), для чого задаються загальні вставки виходячи з параметрів силового трансформатора і трансформаторів струму. Це дає можливість зібрати трансформатори струму з усіх боків у «зірку» з метою зниження навантаження вторинних кіл і зменшення струму небалансу.

Струм нульової послідовності також розраховується програмним шляхом, що забезпечує незалежність характеристик захисту від режиму нейтралі трансформатора.

Захист має гальмівну характеристику пропорційного типу (відсоткове гальмування), за рахунок чого струм спрацьовування захисту збільшується пропорційно збільшенню струму КЗ з метою надійного налаштування від наскрізних струмів КЗ і вимкнення зайвих спрацьовувань.

Гальмівним струмом є найбільший струм, який підводять до реле по кожній фазі окремо. Гальмівна характеристика (рис. 5.5) складається з чотирьох ділянок (де I_D – диференційний струм; I_r – гальмівний струм, що дорівнює найбільшому з трьох вторинних струмів):

- AB – початкова ділянка;
- перший ступінь диференційного струму (струм спрацьовування захисту), незалежного від гальмівного струму;
- BC – перша гальмівна характеристика при малих струмах КЗ до $2,5 I_n$, коли похибка трансформаторів струму мала. У точці B перша гальмівна характеристика перетинається з характеристикою початкової ділянки. Нахил $P1$ даної характеристики починається від початку координат;
- CD – друга гальмівна характеристика при великих струмах КЗ понад $2,5 I_n$, коли є великі похибки трансформаторів струму, що враховується великим нахилом $P2$;
- DE – другий ступінь диференційного струму незалежно від гальмівного струму.

Для налаштування диференційного захисту від кидків струму намагнічування при подачі напруги застосовується

блокування струмом другої гармоніки, що дає підвищення чутливості захисту за рахунок вибору струму спрацьовування диференційного захисту значно менше номінального струму трансформатора.

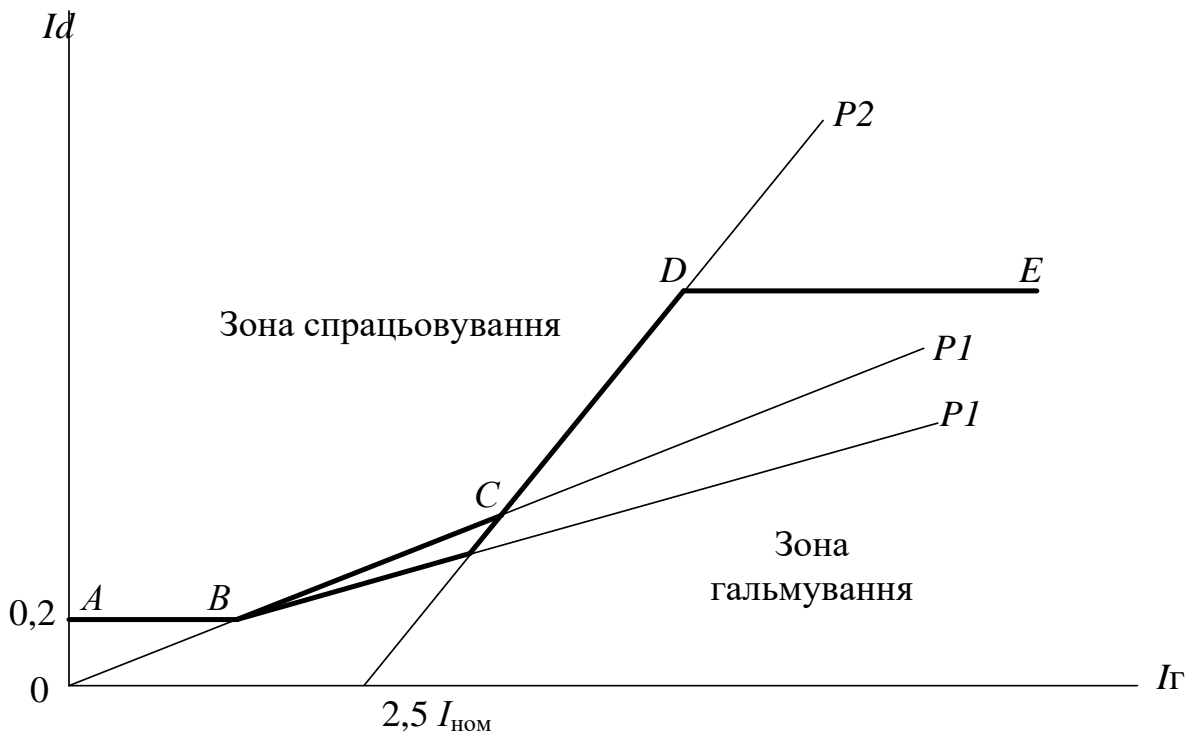


Рис. 5.5. Характеристика диференційного захисту

Для запобігання помилкової роботи диференційного захисту від підвищеного струму намагнічування при перезбудженні (подача напруги на обмотку трансформатора значно вище номінальної) застосовується блокування за струмом п'ятої гармоніки.

Реле градуйоване у відносних одиницях до номінального вторинного струму трансформаторів струму з боку ВН, прийнятого за основну. Вторинні струми інших боків перераховуються до основного боку автоматично. Реле налаштовані від кидка струму намагнічування.

При виборі коефіцієнта гальмування $P1$ першої ділянки характеристики в зоні малих струмів КЗ вважається, що похибка трансформаторів струму з урахуванням перехідних процесів при зовнішніх КЗ не перевищує 5 %.

При виборі коефіцієнта гальмування $P2$ другої ділянки характеристики в зоні великих струмів КЗ вважається, що похибка трансформаторів струму становить 10 %, що враховується коефіцієнтом 1,5.

Струм спрацьовування другого ступеня (DE), диференційного відсічення, що не залежить від гальмування, налаштовується від струму небалансу при наскрізному струмі КЗ з урахуванням коефіцієнта, що дорівнює 3 (підвищення похибки трансформаторів струму), і за необхідності налаштувань від кидка струму намагнічування з коефіцієнтом, який дорівнює 6.

Струм блокування за другою гармонікою – 12 %.

Враховуючи високу точність роботи мікропроцесорного захисту, коефіцієнти запасу при виборі вставок приймаються рівними 1,2.

Приклад 5.14. Розрахунок мікропроцесорного диференційного захисту.

Вихідні дані. Трансформатор ТРДН–25000/115+16 % / 6,3 кВ із напругою короткого замикання: $U_{Kmax} = 11,72 \%$; $U_{Kmin} = 9,84 \%$; $U_{KCP} = 10,5 \%$. Мінімальний струм КЗ з боку електричної системи 3 кА. Максимальний і мінімальний струми КЗ за трансформатором 832 А та 480 А.

Розв'язання. До загальних вставок мікропроцесорного захисту належать номінальні параметри трансформаторів струму і силового трансформатора: номінальний вторинний струм фазних трансформаторів струму $I_{Т.ВН} = I_{Т.НН} = 5$ А; номінальний первинний струм трансформаторів струму з боку ВН $I_{П.ВН} = 300$ А (паралельне з'єднання двох обмоток по 600/5); номінальний первинний струм трансформаторів струму з боку навантаження $I_{П.НН1} = I_{П.НН2} = 3000$ А.

Номінальна потужність трансформатора за обмотками

$$S_{Н.ВН} = 25000 \text{ кВА}; S_{Н.НН1} = S_{Н.НН2} = 12500 \text{ кВА}.$$

Номінальна напруга трансформатора за обмотками $U_{Н.ВН} = 115$ кВ (середнє положення), $U_{Н.НН1} = U_{Н.НН2} = 6,3$ кВ.

Група з'єднань трансформатора: ВН – «зірка», НН – «трикутник» (Yd11: d11). Базисний струм (базисний коефіцієнт за

струмом) – це відношення номінального струму обмоток трансформатора до номінального струму трансформатора струму:

$$- \text{ бік ВН } I_{b1} = I_{\text{ВН ср}} / I_{\text{П. ВН}} = 126 / 300 = 0,42;$$

$$- \text{ бік НН } I_{b2} = I_{b3} = I_{\text{НН ср}} / I_{\text{П. НН}} = 1147 / 3000 = 0,382.$$

Вставка першого ступеня набирається на реле (у відносних одиницях):

$$I_d \geq I_D \cdot I_{b1},$$

де I_D – струм спрацьовування I ступеня, приведений до номінального струму трансформатора;

I_{b1} – базисний струм боку ВН трансформатора.

Тоді набираємо на реле $I_d \geq 0,2 \cdot 0,42 = 0,084$. Мінімальна вставка, яка може бути виконана на реле, дорівнює 0,15. Тому приймаємо $I_d \geq 0,15$, що становить $I_D \geq \frac{0,15}{0,42} = 0,36$ номінального струму трансформатора.

З результатів розрахунків видно, чому реле захисту приєднано до двох трансформаторів струму. При одному трансформаторі струму номінальний струм дорівнює 600 і вставка захисту збільшується вдвічі (0,72 номінального струму трансформатора), що істотно загрожує захист.

Перша гальмівна характеристика оцінюється коефіцієнтом гальмування $P1$ (нахил характеристики в зоні малих струмів до $2,5 I_{\text{ТР}}$ трансформаторів струму з малими похибками):

$$P1 = K_3 \cdot (K' + K''),$$

$$P1 = 1,2 \cdot (5 + 16) = 25,2 \%,$$

де K_3 – коефіцієнт запасу, що дорівнює 1,2;

K' – похибка TA , приймається для малих струмів рівною 5 %;

K'' – діапазон регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора, що захищається, дорівнює 16 % і є сумарним діапазону боків. На реле $P1$ може регулюватися від 20 до 50 %. Приймаємо $P1 = 25 \%$.

Друга гальмівна характеристика оцінюється коефіцієнтом гальмування $P2$ (нахил характеристики в зоні великих струмів КЗ більше 2,5 номінального струму)

$$P2 = K_3 \cdot (K_{\text{ап}} \cdot K'_1 + K''),$$

$$P2 = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 10 + 16) = 37 \%,$$

де $K_{\text{ап}}$ – коефіцієнт враховує зростання похибки за рахунок аперіодичної складової, приймаємо 1,5;

K'_1 – похибка трансформаторів струму, приймається для великих наскрізних струмів 10 % за умови вибору трансформаторів струму за кривими 10-відсоткової похибки.

$P2$ може регулюватися в межах від 40 до 100 %. Приймаємо $P2 = 40 \%$.

Вставка другого ступеня диференційного струму вибирається за максимумом з двох умов:

– налаштування від максимального струму небалансу при наскрізному струмі КЗ

$$I_D \gg = K_3 \cdot (K'_{\text{ап}} \cdot K'_1 + K'') \cdot I_{\text{к.з.мак}} ;$$

$$I_D \gg = 1,2(3 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 832 = 460 \text{ А},$$

де $K'_{\text{ап}}$ – коефіцієнт, що враховує зростання похибки за рахунок аперіодичної складової, приймається рівним 3;

$I_{\text{к.з.мак}}$ – наскрізний струм КЗ в максимальному режимі на боці низької або середньої напруг;

– налаштування від кидка струму намагнічування

$$I_D \gg = 6 \cdot I_{\text{ном}} ;$$

$$I_D \gg = 6 \cdot 126 = 756 \text{ А}.$$

З двох умов вибирається найбільша: $I_D = 756 \text{ А}$.

Обчислюється вставка другого ступеня захисту:

$$I_d \gg = \frac{I_D}{I_{\text{п.вн}}} ;$$

$$I_d \gg = \frac{756}{300} = 2,52.$$

Отримане значення округляється до найближчого цілого числа, яке і задається як вставка, $I_d \gg= 3$. Дана вставка може регулюватися в межах від 1 до $30 I_d$. Блокування захисту струмом другої гармоніки застосовується для налаштування від кидків струму намагнічування. Вставка оцінюється відношенням струму блокування $I_D(2f_i)$ до основного диференційного струму і регулюється в межах 10–50 %.

Спосіб блокування може бути вибраний (ВМИК) за фазним блокуванням або (ВМИК ABC); блокуванням всіх фаз найбільшим струмом другої гармоніки (ВИМИК): блокуванням вимкнення. Встановлюємо заведену настройку: БЛОК $2f_i =$ ВМИК ABC. Режим блокування струмом п'ятої гармоніки застосовується для запобігання помилковій роботі захисту від підвищеного струму намагнічування під час подачі на обмотку трансформатора напруги значно вище номінальної. Спосіб блокування може бути вибраний (ВМИК) так: пофазне блокування або (ВМИК ABC); блокування всіх фаз найбільшим струмом п'ятої гармоніки (ВИМИК); блокування вимкнене.

Результати розрахунків параметрів диференційного захисту трансформатора потужністю 25000 кВА:

- перший ступінь диференційного струму $I_d \gg= 0,15$ (відрізок AB);
- перша гальмівна характеристика $P1 = 25 \%$ (пряма P1): відрізок BC;
- друга гальмівна характеристика $P2 = 40 \%$ (пряма P2): відрізок CD;
- другий ступінь диференційного струму $I_d \gg= 3,0$ (відрізок DE).

Чутливість у зоні малих струмів КЗ на боці НН силового трансформатора

$$K_{ч.НН} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к-2\min ВН}^{(3)}}{(I_d \cdot I_{ном.ВН})} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 480}{(0,15 \cdot 300)} = 9,24.$$

Коефіцієнт чутливості має бути не менше 2.

Чутливість у зоні великих струмів КЗ на боці ВН силового трансформатора

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к-1 min ВН}}^{(3)}}{(I_d \cdot I_{\text{п.ВН}})} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3000}{(3,0 \cdot 300)} = 2,89.$$

Чутливість другого ступеня має бути не менше 1,2.

Приклад 5.15. Максимальні струмові захисти.

Вихідні дані. Захисти встановлені на вищій (МСЗ ВН) і нижчій напругах (МСЗ НН) для трансформатора ТРДН–40000/115 кВ/11 кВ.

Розв'язання. Для вибору вставок МСЗ необхідно розрахувати струми КЗ у максимальному (налаштування захисту на вимогу селективності) і мінімальному режимах (перевірка чутливості захисту). Розрахункові точки КЗ: К1 – на вищій напрузі (ВН) трансформатора; К2 – на нижчій напрузі (НН).

Струм трифазного КЗ у точці К1 у максимальному й мінімальному режимах при заданих вихідних даних ($X_{\text{Cmax}} = X_{\text{Cmin}} = X_{\text{C}} = 15 \text{ Ом}$)

$$I_{\text{к1 max}}^{(3)} = I_{\text{к1 min}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{C}}};$$

$$I_{\text{к1 max}}^{(3)} = I_{\text{к1 min}}^{(3)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15} = 4400 \text{ А.}$$

З попередніх розрахунків відомі:

- струми на боці ВН

$$I_{\text{к2 max ВН}}^{(3)} = 1163 \text{ А;}$$

$$I_{\text{к2 min ВН}}^{(3)} = 700 \text{ А;}$$

- струми на боці НН

$$I_{\text{к2 max НН}}^{(3)} = 10213 \text{ А;}$$

$$I_{\text{к2 min НН}}^{(3)} = 8022 \text{ А.}$$

Номинальний струм трансформатора на боці НН

$$I_{\text{тр НН}} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср НН}}};$$

$$I_{\text{тр.НН}} = \frac{0,5 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1100 \text{ А.}$$

Розраховується струм спрацьовування МСЗ НН.

Умова неспрацьовування захисту після вимкнення зовнішнього КЗ з урахуванням того, що в деяких режимах трансформатор може бути навантажений до $1,3 I_{\text{НОМ}}$ (за відсутності другого трансформатора, що знаходиться у ремонті)

$$I_{\text{СЗНН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{тр.НН}},$$

де $K_{\text{П}}$ – коефіцієнт перевантаження;

$K_{\text{СЗП}}$ – коефіцієнт самозапуску двигунів;

$K_{\text{В}}$ – коефіцієнт повернення захисту.

$$I_{\text{СЗНН}} = \frac{1,2 \cdot 1,3 \cdot 1,4}{0,8} \cdot 1100 = 3000 \text{ А.}$$

Умова неспрацьовування захисту під час дії АВР на боці НН

$$I_{\text{СЗНН}} = K_{\text{Н}} \cdot \left(K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{тр.НН}} \cdot 0,7 + 0,7 \cdot I_{\text{тр.НН}} \right);$$

$$I_{\text{СЗНН}} = 1,2(1,4 \cdot 1100 \cdot 0,7 + 0,7 \cdot 1100) = 2220 \text{ А.}$$

Із двох умов вибираємо $I_{\text{СЗНН}} = 3000 \text{ А.}$

Чутливість захисту в мінімальному режимі системи до двофазного КЗ у точці К2

$$K_{\text{ЧНН}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{К2 min НН}}^{(3)}}{I_{\text{СЗНН}}},$$

$$K_{\text{ЧНН}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{8022}{3000} = 2,3 > 1,5.$$

Розраховуємо струм спрацьовування МСЗ ВН за умови неспрацьовування захисту після вимкнення зовнішнього КЗ з урахуванням навантаження на іншій секції НН:

$$I_{\text{СЗВН}} = K_{\text{Н}} \cdot \left(\frac{K_{\text{П}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{тр.НН}} + K_{\text{П}} \cdot I_{\text{тр.НН}} \right) \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}},$$

$$I_{\text{СЗВН}} = 1,1 \cdot \left(\frac{1,3 \cdot 1,4}{0,8} \cdot 1100 + 1,3 \cdot 1100 \right) \cdot \frac{10,5}{115} = 395 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{\text{СЗВН}} = 395 \text{ А}$.

Вбудовані в силовий трансформатор трансформатори струму типу ТВТ–110 мають коефіцієнт трансформації $n_I = 300/5$.

Тоді струм спрацьовування реле

$$I_{\text{СР}} = I_{\text{СЗВН}} \cdot K_{\text{СХ}} / n_I,$$

де $K_{\text{СХ}}$ – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму на боці ВН, для «трикутника» $K_{\text{СХ}} = \sqrt{3}$.

$$I_{\text{СР}} = 395 \cdot \sqrt{3} / 60 = 11,4 \text{ А.}$$

Перевіряється чутливість захисту в основній зоні (режим роздільної роботи трансформаторів).

При двофазному КЗ за трансформатором (у точці К2) розрахунковий струм у реле

$$I_{\text{Р min}}^{(2)} = 1,5 \cdot I_{\text{К2 min ВН}}^{(3)} / n_I;$$

$$I_{\text{Р min}}^{(2)} = 1,5 \cdot 700 / 60 = 17,5 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості

$$K_{\text{ЧВН}} = \frac{I_{\text{Р min}}^{(2)}}{I_{\text{СР}}},$$

$$K_{\text{ЧВН}} = \frac{17,5}{11,4} = 1,53 > 1,5.$$

Якщо $K_{\text{ЧВН}} < 1,5$, то МСЗ виконується з пуском за напругою і визначенням струму спрацьовування за умови налаштування від номінального струму трансформатора:

$$I_{\text{СЗВН}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{тр ВН}} / K_{\text{В}};$$

$$I_{\text{СЗВН}} = 1,2 \cdot 201 / 0,8 = 302 \text{ А.}$$

Вставка спрацьовування реле мінімальної напруги вибирається виходячи з повернення після вимкнення зовнішнього КЗ і налаштування від залишкової напруги самозапуску після дії АПВ або АВР.

На практиці приймається 60 В (вторинних).

При двофазному КЗ на 110 кВ (точка К1) розрахунковий струм у реле за схемою з двома реле

$$I_{P \min k1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k1 \min}^{(3)} / n_I ;$$

$$I_{P \min k1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4400 / 60 = 63 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості

$$K_{Чк1} = \frac{I_{P \min k1}^{(2)}}{I_{CP}} ;$$

$$K_{Чк1} = \frac{63}{11,4} = 5,53 > 1,5 .$$

Витримки часу МСЗ вибираються з умов селективності на ступені вище найбільшої витримки часу попереднього захисту:

$$t_{МСЗНН} = t_{МСЗ.СВ} + \Delta t ,$$

де $t_{МСЗ.СС}$ – витримка часу МСЗ секційного вимикача, дорівнює 1,5 с;

$\Delta t = 0,5$ с – ступінь селективності.

Приклад 5.16. Релейний захист від перевантаження.

Вихідні дані. На трансформаторах, що знаходяться під спостереженням оперативного персоналу, релейний захист від перевантаження здійснюється дією на сигнал за допомогою одного струмового реле.

Розв'язання. Для налаштування від короточасних перевантажень застосовується реле часу, розраховане на тривале проходження струму. Струм спрацьовування вибирається з умови

повернення струмового реле при номінальному струмі трансформатора

$$I_{C3} = K_{OTS} \cdot I_{трНН} / K_B;$$

$$I_{C3} = 1,05 \cdot 1100 / 0,8 = 1444 \text{ А.}$$

Час дії захисту

$$t_{C3} = 2 \cdot t_{МСЗВН} = 2 \cdot 2,5 = 5 \text{ с.}$$

Приклад 5.17. *Схема розміщення захистів.*

Розв'язання. За результатами розрахунків наводиться схема розміщення захистів (рис. 5.6) знижувальних трансформаторів 1Т і 2Т з такими позначеннями:

- *ТА* – трансформатори струму типів ТВТ (убудовані у втулки силових трансформаторів) і ТПШЛ (прохідні, шинні з литою ізоляцією);
- ДЗТ-11 – реле диференційне з магнітним гальмуванням (основний диференційний струмовий захист трансформатора від пошкоджень у зоні між трансформаторами струму *ТА1* і *ТА3*);
- РНТ-565 – реле диференційне із трансформатором, що насичується (основний диференційний струмовий захист трансформатора від пошкоджень у зоні між трансформаторами струму *ТА5* і *ТА7*);
- *BF-80/Q* – газове реле Бухгольца (газовий захист трансформатора від внутрішніх пошкоджень і відходу мастила);
- *URF 25/10* – струминне газове реле для захисту пристрою РПН від пошкоджень усередині його бака;
- МСЗ – максимальний струмовий захист на боці вищої (ВН) і нижчої (НН) напруг;
- РТ-40 – реле струму для захисту від перевантаження (виконується на одному реле струму й одному реле часу 5 с) і захисту трансформатора від КЗ в обмотках трансформатора.

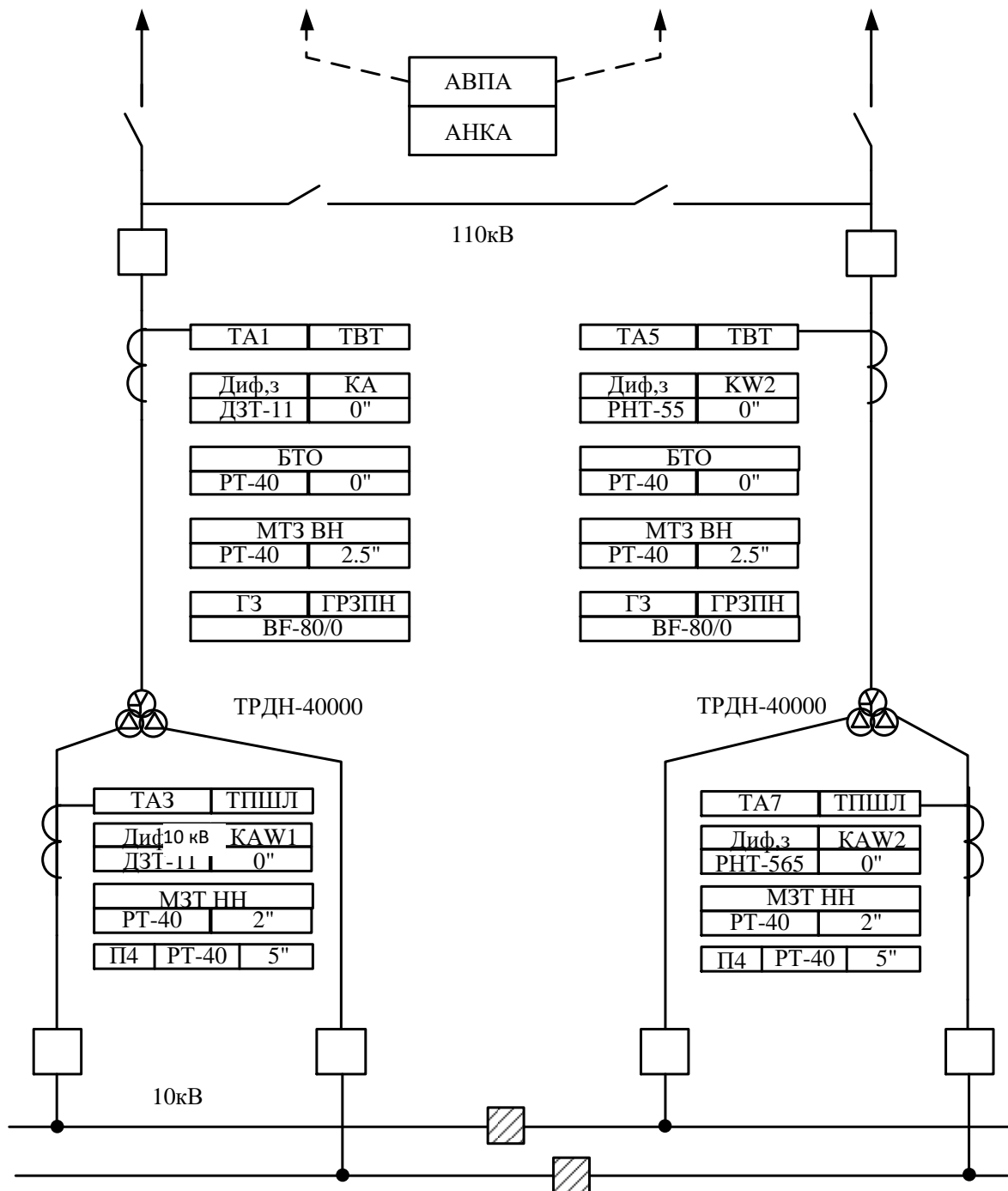


Рис. 5.6. Схема розміщення захистів трансформатора

5.4. Диференційний захист триобмоткових трансформаторів

Диференційний захист триобмоткових трансформаторів знижувальних підстанцій є основним захистом без витримки часу, абсолютним на вимогу селективності, за принципом дії має бути налаштований від пошкоджень за межами вимірювальних

трансформаторів струму всіх боків триобмоткового силового трансформатора. Визначення максимально можливих струмів КЗ проводиться при найменшому опорі живильної системи в максимальному режимі й опорі трансформатора $X_{тр.мін}$, а мінімального струму КЗ – при найбільшому опорі живильної системи в мінімальному її режимі роботи й опорі трансформатора $X_{тр.макс}$.

У розрахунках диференційного захисту трансформатора 110/35/10 кВ мають бути враховані схеми з'єднання обмоток трансформаторів струму:

- на боці 110 кВ «зірка» - «земля»;
- на боці 35 кВ «зірка»;
- на боці 11 кВ «трикутник».

Починається розрахунок диференційного захисту для реле типу РНТ-560 (без гальмування). Якщо чутливість захисту менше 2, то виконується розрахунок диференційного захисту з гальмуванням на реле ДЗТ-11. У наступному прикладі розглядаються варіанти вмикання гальмівної обмотки на суму струмів плечей боків НН і СН, вмикання гальмівної обмотки в плече боку ВН і вмикання гальмівної обмотки в плече з боку СН.

Приклад 5.18. Розрахунок захисту для диференційного електромеханічного реле.

Вихідні дані. На рис. 5.7 показана схема і вихідні дані підстанції.

Розв'язання. Розрахунки починаються з визначення опорів елементів схеми підстанції. Опори трансформатора підстанції в різних режимах регулювання під навантаженням (РПН), у яких при $-\Delta U_{РПН}$ напруга КЗ U_K % менше середньої, а при $+\Delta U_{РПН}$ – більше середньої, значення $x_{тр}$ з боку регульованого ВН, визначаються за виразами

$$x_{тр.мін.ВН} = \frac{U_{K.мін.ВН\%} [U_{СР.ВН} (1 - \Delta U_{РПН})]^2}{100 \cdot S_{ТР}},$$

$$x_{тр.мін.ВН} = \frac{16,3 [115(1 - 0,18)]^2}{100 \cdot 40} = 36,2 \text{ Ом},$$

де $\Delta U_{РПН} = \frac{\Delta U_{РПН\%}}{100}$ – половина повного (сумарного) діапазону регулювання напруги на боці ВН трансформатора.

$$x_{ТР.МАКС.ВН} = \frac{U_{К.МАКС.ВН\%} [U_{СР.ВН} (1 + \Delta U_{РПН})]^2}{100 \cdot S_{ТР}}$$

$$x_{ТР.МАКС.ВН} = \frac{18,2 [115(1 + 0,18)]^2}{100 \cdot 40} = 83,8 \text{ Ом.}$$

Оскільки РПН є ще і на боці середньої напруги (за завданням на боці 38,5 кВ 2 * 2,5 %), то при регулюванні напруги на боці СН також зміниться і опір трансформатора, відповідно до боку ВН, причому характер цієї зміни залежить від конструктивних особливостей трансформатора.

$$x_{ТР.МИН.ВН} = \frac{9,5 [115(1 - 0,23)]^2}{100 \cdot 40} = 18,6 \text{ Ом,}$$

$$x_{ТР.МАКС.ВН} = \frac{11 [115(1 + 0,23)]^2}{100 \cdot 40} = 55 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір до точок КЗ в різних режимах

$$x_{К1.МАКС} = x_{С.МАКС} = 15 \text{ Ом, } x_{К1.МИН} = x_{С.МИН} = 28 \text{ Ом}$$

$$x_{К2.МАКС} = x_{С.МАКС} + x_{ТР.МИН.ВН-СН} = 15 + 18,6 = 33,6 \text{ Ом,}$$

$$x_{К2.МИН} = x_{С.МИН} + x_{ТР.МАКС.ВН-СН} = 28 + 55 = 83 \text{ Ом,}$$

$$x_{К3.МАКС} = x_{С.МАКС} + x_{ТР.МИН.ВН} = 15 + 36,2 = 51,2 \text{ Ом,}$$

$$x_{К3.МИН} = x_{С.МИН} + x_{ТР.МАКС.ВН} = 28 + 83,8 = 111,8 \text{ Ом.}$$

Умова перевірки

$$x_{К.МАКС} < x_{К.МИН}, I_{К.МАКС} > I_{К.МИН}.$$

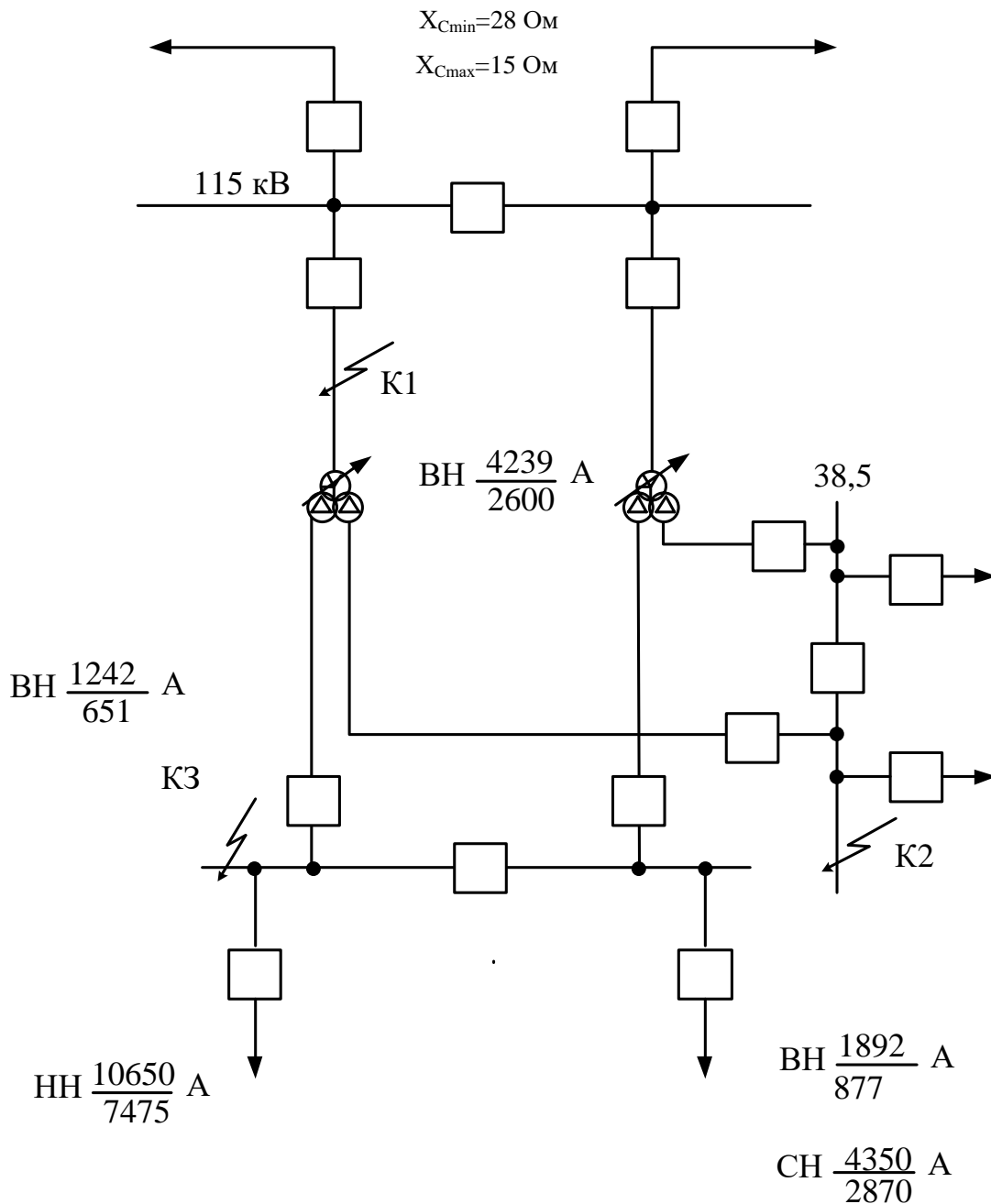


Рис. 5.7. Схема і вихідні дані підстанції

Визначення максимально можливих струмів КЗ маємо при найменшому опорі живильної системи в максимальному її режимі й опорі $X_{\text{тр.мін}}$, а мінімального струму КЗ – при найбільшому опорі живильної системи в мінімальному її режимі роботи й опорі $X_{\text{тр.макс}}$ за формулами

$$I_{K.\text{МАКС}.\text{BH}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ.}\text{BH}}}{\sqrt{3} \cdot x_{K.\text{МАКС}}}, \quad I_{K.\text{МІН}.BH}^{(3)} = \frac{U_{\text{МАКС.}\text{BH}}}{\sqrt{3} \cdot x_{K.\text{МІН}}},$$

$$I_{K1.МАКС.ВН}^{(3)} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15} = 4239 \text{ A}, \quad I_{K1.МИН.ВН}^{(3)} = \frac{126 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 28} = 2600 \text{ A},$$

$$I_{K2.МАКС.ВН}^{(3)} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 33,6} = 1892 \text{ A}, \quad I_{K2.МИН.ВН}^{(3)} = \frac{126 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 83} = 877 \text{ A},$$

$$I_{K3.МАКС.ВН}^{(3)} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 51,2} = 1242 \text{ A}, \quad I_{K3.МИН.ВН}^{(3)} = \frac{126 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 83} = 651 \text{ A}.$$

Приведення $I_{K.МАКС.ВН}^{(3)}$ до нерегульованого боку НН виконується не за середнім коефіцієнтом трансформації трансформатора, а за мінімальним, відповідним тому самому крайньому положенню РПН, при якому обчислюємо цей струм:

$$I_{K.МАКС.НН}^{(3)} = I_{K.МАКС.ВН}^{(3)} \frac{U_{СР.ВН} (1 - \Delta U_{РПН})}{U_{НН}},$$

$$I_{K.МИН.НН}^{(3)} = I_{K.МИН.ВН}^{(3)} \frac{U_{МАКС.ВН}}{U_{НН}},$$

$$I_{K3.МАКС.НН}^{(3)} = 1242 \frac{115(1 - 0,18)}{11} = 10650 \text{ A},$$

$$I_{K2.МАКС.СН}^{(3)} = 1892 \frac{115(1 - 0,23)}{38,5} = 4350 \text{ A},$$

$$I_{K3.МИН.НН}^{(3)} = 651 \frac{126}{11} = 7457 \text{ A},$$

$$I_{K2.МИН.СН}^{(3)} = 877 \frac{126}{38,5} = 2870 \text{ A}.$$

Визначення первинних і вторинних струмів у плечах захисту

Первинний номінальний струм трансформатора

$$I_{Н.ТР.П} = \frac{S_{Н.ТР}}{\sqrt{3}U_{НОМ}}, \quad I_{Н.ТР.П.ВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ A}, \quad I_{Н.ТР.П.СН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 600 \text{ A},$$

$$I_{Н.ТР.П.НН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2100 \text{ A}.$$

Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму

$$n_{T.BH} = \frac{600}{5} = 120, \quad n_{T.CH} = \frac{1500}{5} = 300, \quad n_{T.HH} = \frac{3000}{5} = 600.$$

Вторинні струми в плечах захисту

$$I_{B.BH} = \frac{I_{H.TP.I.BH}}{n_{T.BH}} \cdot \sqrt{3} = \frac{201}{120} \cdot \sqrt{3} = 2,9 \text{ A},$$

$$I_{B.CH} = \frac{I_{H.TP.I.CH}}{n_{T.CH}} \cdot \sqrt{3} = \frac{600}{300} \cdot \sqrt{3} = 3,46 \text{ A},$$

$$I_{B.HH} = \frac{I_{H.TP.I.HH}}{n_{T.HH}} \cdot \sqrt{3} = \frac{2100}{600} \cdot \sqrt{3} = 3,5 \text{ A}.$$

Розрахунок захисту на РНТ-560 (без гальмування). Струм небалансу при зовнішніх КЗ на шинах 35 кВ у точці К-2

$$I_{HB.35} = (K_{анер} \cdot K_{одн} \cdot f_i + \Delta U_{РПН.BH} + \Delta U_{РПН.35}) \cdot I_{К2.МАКС.BH}^{(3)},$$

$$I_{HB.35} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,18 + 0,05) \cdot 1892 = 624,5 \text{ A}.$$

Струм небалансу при зовнішніх КЗ на шинах 11 кВ у точці К-3

$$I_{HB.11} = (K_{анер} \cdot K_{одн} \cdot f_i + \Delta U_{РПН.BH}) \cdot I_{К3.МАКС.BH}^{(3)},$$

$$I_{HB.11} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,18) \cdot 1242 = 348 \text{ A},$$

де $I_{К3.МАКС.BH}^{(3)}$ – максимальний струм, що проходить з боку регульованої напруги ВН трансформатора при КЗ на боці НН.

Струм спрацьовування захисту за умови налаштування від струму небалансу

$$I_{CЗ} \geq K_n \cdot I_{HB},$$

де K_n – коефіцієнт надійності, що враховує похибки реле і необхідний запас, може бути прийнятий рівним 1,3 для реле РНТ.

Приймаємо за основний бік НН або СН

$$I_{CЗ.HH} = 1,3 \cdot 348 = 452 \text{ A}, \quad I_{CЗ.CH} = 1,3 \cdot 624,5 = 812 \text{ A}.$$

Чутливість захисту

$$K_{ч.HH} = \frac{I_{К3.МН.BH}^{(3)}}{I_{CЗ.HH}} = \frac{651 \cdot \sqrt{3}}{452 \cdot 2} = 1,24 \text{ A},$$

$$K_{ч.сн} = \frac{I_{K2.МН.ВН}^{(3)}}{I_{C3.НН}} = \frac{877 \cdot \sqrt{3}}{812 \cdot 2} = 0,93 A.$$

За ПУЕ, потрібно $K_{ч} > 2$, отже захист без гальмування для нашого прикладу не приймається.

Приклад 5.19. Розрахунок захисту з гальмуванням.

Варіант вмикання гальмівної обмотки в плече 35 кВ. Схема вмикання реле ДЗТ-11 подана на рис. 5.8.

Неспрацьовування захисту при зовнішньому пошкодженні на шинах 10 кВ, коли гальмування відсутнє, має забезпечуватися вибором струму спрацьовування, так само як для захисту на реле серії РНТ

$$I_{C3} \geq K_n \cdot I_{НБ},$$

$$I_{C3} \geq 1,5 \cdot 348 = 522 A.$$

Умови налаштування від кидка струму намагнічування при вмиканні трансформатора під напругу

$$I_{C3} \geq K_n \cdot I_{НОМ.ТР.}, \quad I_{C3} \geq 1,5 \cdot 201 = 302 A.$$

Визначимо коефіцієнт чутливості захисту (попередній) при двофазному КЗ у точці К-3 в мінімальному режимі при таких даних

$$I_{C3} = 522 A, \quad I_{CP} = \frac{522 \cdot \sqrt{3}}{120} = 7,52 A, \quad I_{P.МН} = \frac{651 \cdot 1,5}{120} = 8,14 A.$$

Оскільки $K_{ч}^{(2)} < 2$, то цей варіант не приймається.

Варіант вмикання гальмівної обмотки в плече 110 кВ. У цьому випадку гальмівна обмотка реле виконує свої функції при зовнішніх КЗ у точках К-2, К-3, і визначального для вибору струму спрацьовування є умова налаштування від кидків струму намагнічування при вмиканні трансформатора під напругу

$$I_{C3} \geq K_n \cdot I_{НОМ.ТР.}, \quad I_{C3} \geq 1,5 \cdot 201 = 302 A.$$

Струм спрацьовування реле і чутливість

$$I_{CP} = \frac{302 \cdot \sqrt{3}}{120} = 4,35 A, \quad I_{P.МН} = \frac{1,5 \cdot 651}{120} = 8,14 A, \quad K_{ч}^{(2)} = \frac{8,14}{4,35} = 1,87.$$

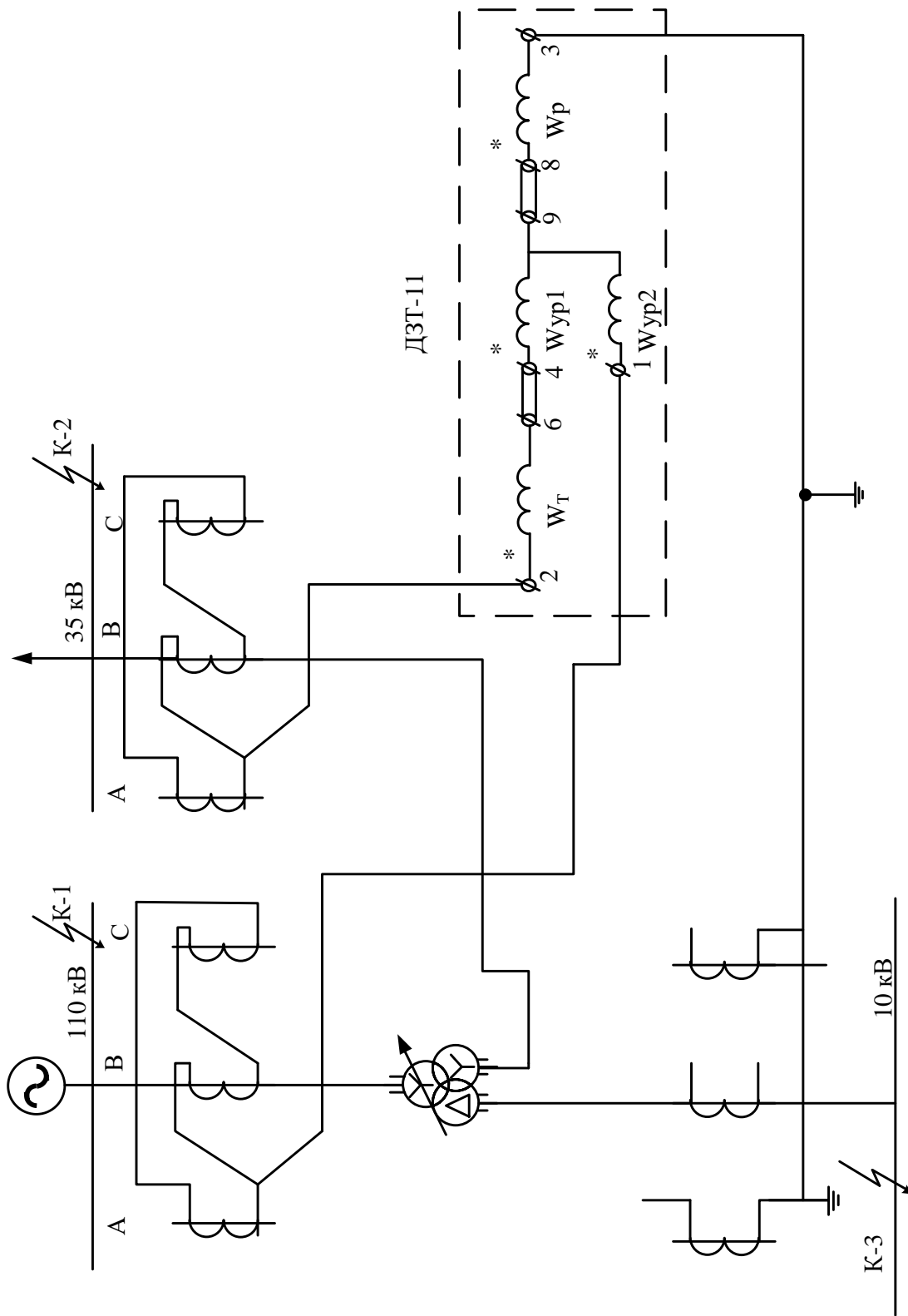


Рис. 5.8. Схема вмикання реле ДЗТ-11

Цей варіант не може бути прийнятий, оскільки $K_{\text{ч}}^{(2)} < 2$.

Варіант вмикання гальмівної обмотки на суму струмів плечей 10 і 35 кВ. Схема ввімкнення реле наведена на рис. 5.9. Струм спрацьовування реле і чутливість до К-2

$$I_{\text{CP}} = \frac{302 \cdot \sqrt{3}}{120} = 4,35 \text{ A}, \quad I_{\text{P.MIH}} = \frac{1,5 \cdot 877}{120} = 11 \text{ A}, \quad K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{11}{4,35} = 2,5.$$

Цей варіант приймається.

Розрахунок кількості витків обмоток реле. Кількість витків робочої обмотки

$$\omega = \frac{F_{\text{CP}}}{I_{\text{CP}}} = \frac{100}{4,35} = 23 \text{ вит.}$$

Кількість витків першої зрівнювальної обмотки, ввімкненої на боці СН,

$$\omega_{\text{ЗР.1}} = \frac{\omega_{\text{P}} \cdot I_{\text{в.ВН}}}{I_{\text{в.СН}}} = \frac{23 \cdot 2,9}{4,36} = 19 \text{ вит.}$$

Кількість витків другої зрівнювальної обмотки, ввімкненої на боці НН,

$$\omega_{\text{ЗР.2}} = \frac{\omega_{\text{P}} \cdot I_{\text{в.ВН}}}{I_{\text{в.НН}}} = \frac{23 \cdot 2,9}{3,5} = 19 \text{ вит.}$$

Перевірка за умовою рівності для всіх плечей захисту:

$$\omega_{\text{P}} \cdot I_{\text{в.ВН}} = 2,9 \cdot 23 = 66,7; \quad \omega_{\text{P}} \cdot I_{\text{в.СН}} = 3,46 \cdot 19 = 65,8;$$

$$\omega_{\text{P}} \cdot I_{\text{в.НН}} = 3,5 \cdot 19 = 66,5.$$

Кількість витків гальмівної обмотки вибирається найбільшою з двох значень ω_{T} , обчислених за формулою для зовнішніх КЗ у точках К-2 і К-3,

$$\omega_{\text{T}} \geq \frac{K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ}} \cdot \omega_{\text{P}}}{\text{tg} \alpha \cdot I_{\text{К.МАКС.ВН}}^{(3)}},$$

де $\text{tg} \alpha = 0,8$ – тангенс кута нахилу гальмівних характеристик для ДЗТ-11.

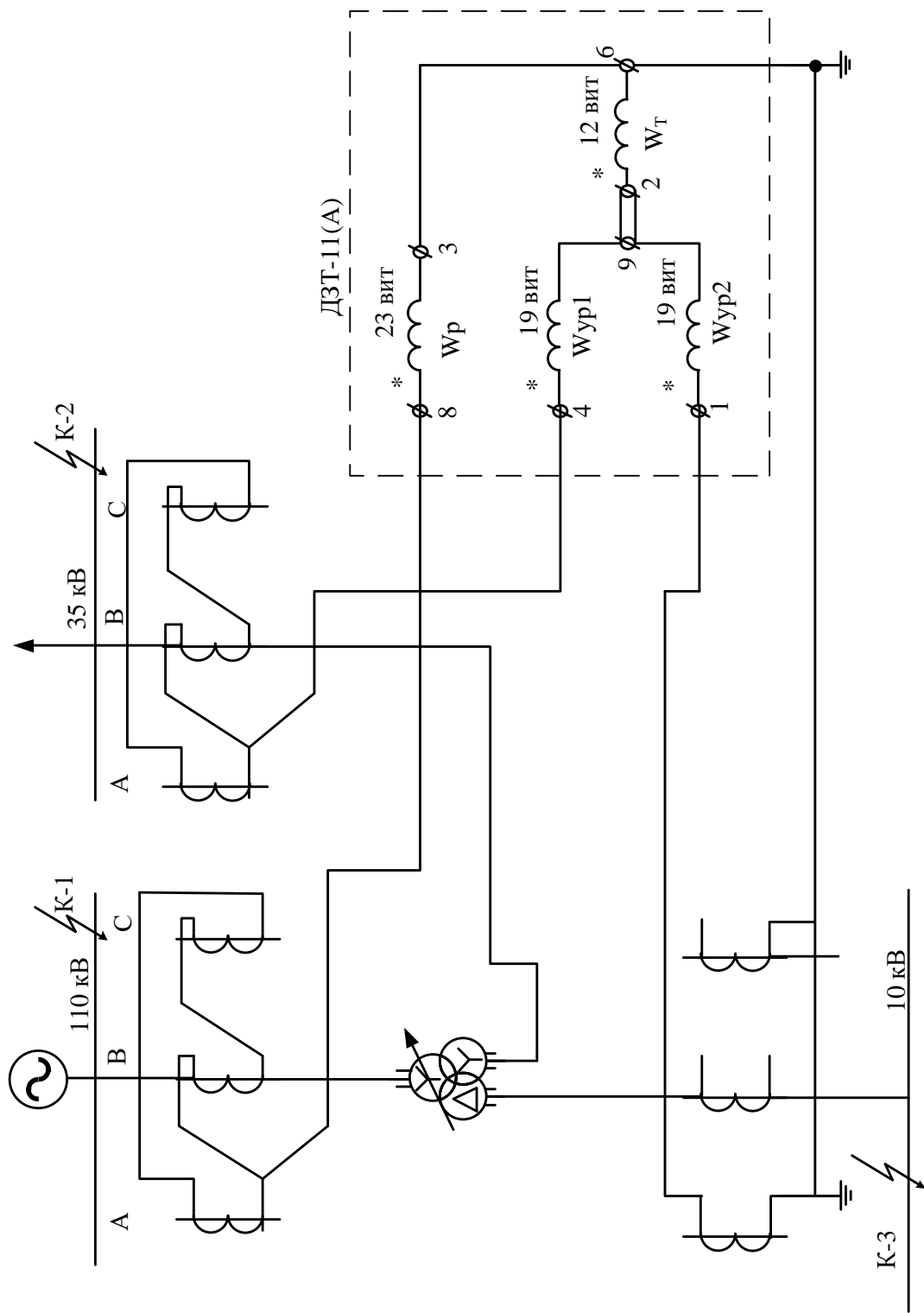


Рис. 5.9. Реле ДЗТ-11 (ввімкнення гальмівної обмотки на суму струмів плечей 10 і 35 кВ)

$$\omega_{Г.К-2} = \frac{1,5 \cdot 348 \cdot 23}{0,8 \cdot 1892} = 8 \text{ вит},$$

$$\omega_{Г.К-3} = \frac{1,5 \cdot 348 \cdot 23}{0,8 \cdot 1242} = 12 \text{ вит}.$$

Приймаємо $\omega_{Г} = 12 \text{ вит}$.

5.5. Захист трансформаторів метрополітену

Найбільш небезпечними пошкодженнями у високовольтній частині 10–6 кВ метрополітену є трифазні і двофазні короткі замикання на боках ВН і НН силових трансформаторів. Такі замикання називаються міжфазними і можуть виникати між зовнішніми виводами обмоток ВН і НН, розташованими на кришці бака (корпусу) трансформатора або між обмотками всередині бака через розвиток однофазного замикання на корпус (землю) бака трансформатора.

Небезпечними є трифазні КЗ на виводах обмотки ВН, оскільки вони супроводжуються великими струмами від джерела живлення і викликають глибоке зниження напруги для споживачів. При трифазному КЗ струми в місці пошкодження однакові за значенням у всіх трьох фазах, їхні вектори зсунені один відносно одного на 120° , а напруга всіх трьох фаз у місці замикання дорівнює нулю.

При двофазному КЗ (наприклад фаз «В» і «С») струми проходять тільки у двох замкнених фазах «В» і «С», їхні значення рівні між собою, а вектори зсунені на 180° . Значення струмів у місці двофазного замикання в даній розподільній мережі можна вважати на 15 % меншими, ніж значення струмів при трифазному пошкодженні в тій самій точці. Струм у непошкодженій частині (фазі «А») приймається рівним нулю, а напруга фази «А» зберігається рівною номінальній фазній. Напруга замкнених фаз зменшується у 2 рази порівняно з номінальною. Міжфазна напруга пошкоджених фаз у місці КЗ дорівнює нулю, а дві інші міжфазні напруги в 1,5 разу перевищують фазну, тобто кожна з них на 15 % нижче номінальної міжфазної напруги мережі. При цьому навантаження електродвигунами продовжуює працювати,

однак мережа перевантажується надструмами двофазного КЗ і можлива небезпека переходу в трифазне КЗ з глибокою просадкою напруги і виникненням великих динамічних і теплових руйнувань. Тому всі міжфазні КЗ на виводах ВН і всередині трансформатора мають вмикатися миттєво. При однофазному замиканні на землю (на корпус) у мережі 10–6 кВ, що працює з ізольованою або компенсованою нейтраллю, струми нульової послідовності малі (до 20 А), міжфазні напруги не змінюються і спеціальний захист від цього виду пошкодження на трансформаторах 10–6 кВ не передбачено. Але на кабельній або кабельно-повітряній лінії 10–6 кВ, що живлять один чи кілька трансформаторів, має встановлюватися захист (сигналізація) від однофазних замикань на землю. Замикання між витками однієї фази обмотки трансформатора не супроводжуються великими струмами, тому це пошкодження не виявляється струмовими захистами, що реагують на збільшення струму понад номінальний.

На такі пошкодження може реагувати газовий захист.

Захист трансформаторів має реагувати на надструми при перевантаженнях. Перевантаженням називається ненормальний режим роботи трансформатора, коли струм через трансформатор більш ніж на 5 % перевищує номінальний струм. Розрізняють перевантаження, викликані нерівномірністю графіка навантаження та аварійними ситуаціями. Аварійні перевантаження допускаються у виняткових випадках, наприклад при вимкненні одного з трансформаторів двотрансформаторної підстанції, коли після спрацьовування АВР до працюючого трансформатора вмикається додаткове навантаження.

Для сухих трансформаторів допускаються аварійні перевантаження на 30 % понад номінальний струму, але не більш ніж на 3 год на добу. Для виявлення і запобігання неприпустимим перевантаженням застосовується спеціальний максимальний струмовий захист від перевантаження, що діє на сигнал, на розвантаження шляхом автоматичного вимикання частини електроприймачів або вимкнення трансформатора.

До ненормальних режимів належать також надструми в трансформаторі через невмикнення зовнішніх КЗ у мережі НН трансформатора (з боку навантаження). Надструми, які в багато

разів вище номінальних, мають вимикатися захистами трансформатора за 0,5 ... 2 с.

Для вибору параметрів спрацьовування і чутливості пристроїв захисту трансформаторів необхідно знати максимальні і мінімальні значення струмів при КЗ на виводах ВН і НН знижувальних трансформаторів.

Розрахунки струмів при КЗ за трансформаторами 10-6 кВ потужністю 1600 кВА і менше робляться з урахуванням активної складової повного опору трансформатора. Опір трансформаторів визначається за виразом

$$z_T = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_T},$$

де $U_K \%$ – напруга КЗ, %;

$U_{ном}$ – номінальна міжфазна напруга трансформатора на тому боці ВН або НН, до якого приводиться його опір, кВ;

S_T – номінальна потужність трансформатора, МВА.

Приклад 5.20. Розрахунок струмів КЗ за трансформаторами метрополітену.

Вихідні дані подані на рис. 5.10.

Розв'язання. Розраховуємо повні опори трансформаторів:

$$z_{T1} = \frac{6,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 1,6} = 4,06 \text{ Ом}; \quad z_{T2} = \frac{6,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 1,0} = 6,5 \text{ Ом};$$

$$z_{T3} = \frac{5,3 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,25} = 21,2 \text{ Ом}; \quad z_{T4} = \frac{4,0 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,063} = 63,5 \text{ Ом}.$$

Активна складова повного опору трансформатора визначається за значенням втрат потужності в його обмотках при номінальному навантаженні

$$r_T = \frac{P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_T^2},$$

де P_K – втрати короткого замикання при номінальному струмі трансформатора, Вт;

S_T – потужність трансформатора, кВА;

$U_{ном}$ – напруга, кВ.

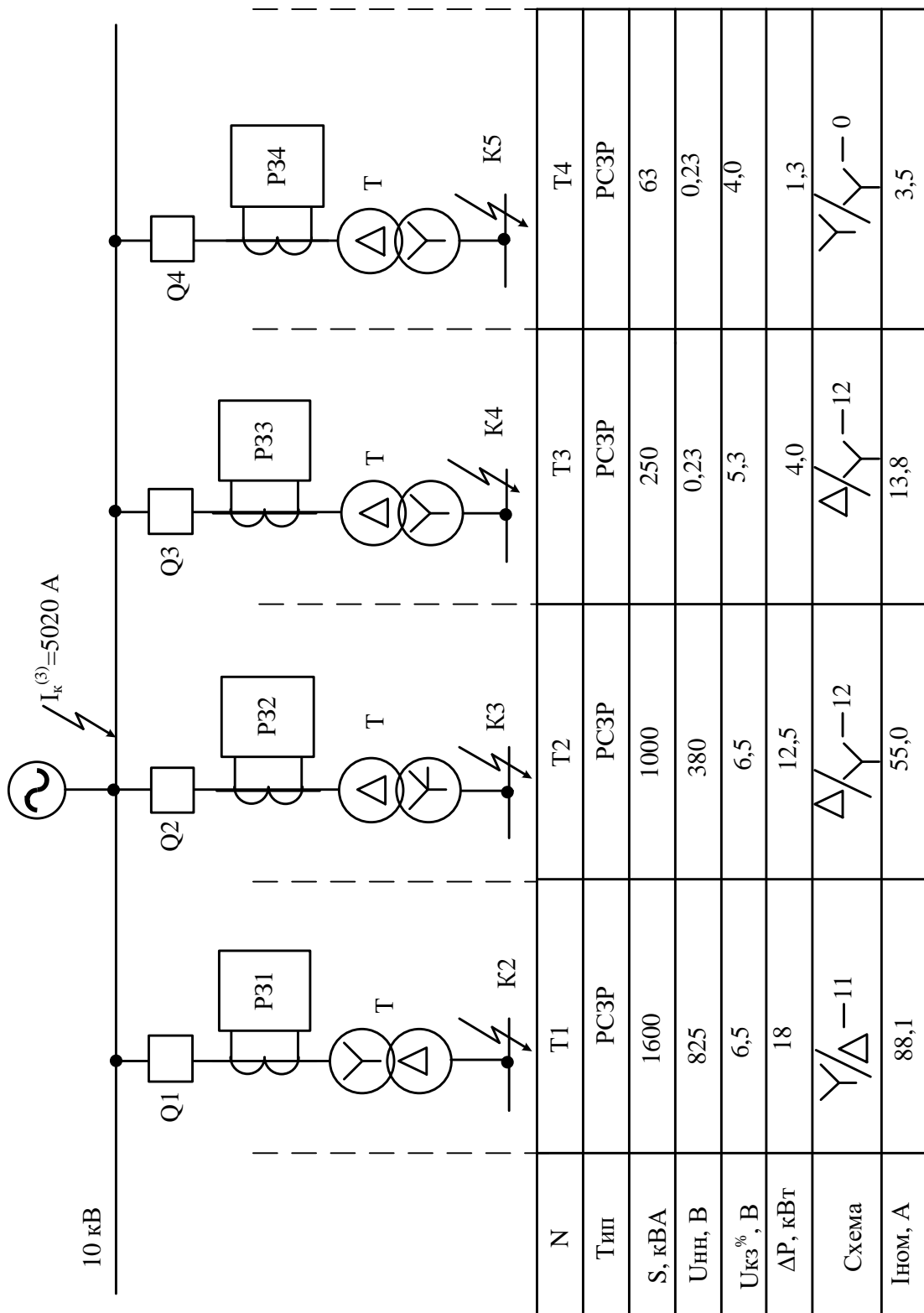


Рис. 5.10. Схема і дані трансформаторів метрополітену

Розрахунок активних опорів:

$$r_{T1} = \frac{18 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{1600^2} = 0,7 \text{ Ом}; \quad r_{T2} = \frac{12,5 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{1000^2} = 1,25 \text{ Ом};$$

$$r_{T3} = \frac{4 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{250^2} = 6,4 \text{ Ом}; \quad r_{T4} = \frac{1,3 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{63^2} = 33 \text{ Ом}.$$

Індуктивний опір (реактивна складова повного опору) трансформаторів обчислюється за формулою

$$X_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}.$$

Розрахунок індуктивних опорів:

$$X_{T1} = \sqrt{4,06^2 - 0,7^2} = 4,0 \text{ Ом}; \quad X_{T2} = \sqrt{6,5^2 - 1,25^2} = 6,38 \text{ Ом};$$

$$X_{T3} = \sqrt{21,2^2 - 6,4^2} = 20,21 \text{ Ом}; \quad X_{T4} = \sqrt{63,5^2 - 33^2} = 54,25 \text{ Ом}.$$

Опір живильної системи

$$X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{k-1}^{(3)}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 5020} = 1,21 \text{ Ом}.$$

Значення струмів при трифазних металевих КЗ за трансформаторами визначається за виразом

$$I_{k-n}^{(3)} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma k-n}^2 + x_{\Sigma k-n}^2}},$$

де $r_{\Sigma k-n}$ і $x_{\Sigma k-n}$ – сумарні значення активного та індуктивного опорів до n-ї точки КЗ, Ом.

Розрахунок сумарних значень опорів до точок короткого замикання:

$$Z_{K-2} = \sqrt{0,7^2 + (1,21 + 4,0)^2} = 5,25 \text{ Ом};$$

$$Z_{K-3} = \sqrt{1,25^2 + (1,21 + 6,38)^2} = 7,7 \text{ Ом};$$

$$Z_{K-4} = \sqrt{6,4^2 + (1,21 + 20,21)^2} = 22,35 \text{ Ом};$$

$$Z_{K-5} = \sqrt{33^2 + (1,21 + 54,25)^2} = 64,5 \text{ Ом}.$$

Розрахунок струмів короткого замикання:

$$I_{K-2}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 5,25} = 1156 \text{ A}; \quad I_{K-3}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 7,7} = 788,2 \text{ A};$$

$$I_{K-4}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 22,35} = 271,5 \text{ A}; \quad I_{K-5}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 64,5} = 94,1 \text{ A};$$

$$I_{K-2}^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 1156 = 1001 \text{ A}; \quad I_{K-3}^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 788,2 = 682,6 \text{ A};$$

$$I_{K-4}^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 271,5 = 235 \text{ A}; \quad I_{K-5}^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 94,1 = 81,5 \text{ A}.$$

Приклад 5.21. Розрахунок захисту тягового трансформатора метрополітену.

Розв'язання. Для захисту ошиновки, введів і частини обмотки трансформатора з боку живлення 10 кВ встановлюється швидкодіючий захист – струмове відсічення (СВ). У захисті використовується реле РТ-40.

Вставка спрацьовування вибирається за двома умовами:

– неспрацьовування захисту при КЗ за трансформатором Т1 (точка К2 (рис. 5.10)), поза зоною дії відсічення

$$I_{CЗ} \geq K_n \cdot I_{K-2} = 1,3 \cdot 1156 = 1503 \text{ A};$$

– налаштування від кидків струму намагнічування трансформатора під час його вмикання або вимикання зовнішнього КЗ на боці ВН (точка К-1) з відновленням живлення

$$I_{CЗ} \geq K_{\text{ч}} \cdot (4...6) I_{\text{ТНОМ}} = 1,3 \cdot 5 \cdot 88,1 = 573 \text{ A}.$$

З двох умов приймаємо найбільший струм $I_{CЗ} = 1500 \text{ A}$.

Обрана вставка спрацьовування перевіряється за коефіцієнтом чутливості

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K-1}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K-1}^{(3)}}{I_{CЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{5020}{1500} = 2,89.$$

Вставка задовольняє нормований коефіцієнт чутливості $K_{\text{ч.норм}} = 2$.

Для резервування зони дії струмового відсічення, а також для захисту пошкоджень у трансформаторі поза зоною струмо-

вого відсічення на вводах з боку НН і в перетворювальному агрегаті (ПА) застосовується максимальний струмовий захист з витримкою часу 0,3–0,5 с з використанням реле максимального струму типу РТ-40, а в разі недостатньої чутливості – з використанням диференційного реле типу РНТ-565.

Вставка спрацьовування захисту з застосуванням реле РТ-40 має бути налаштована від кидків струму намагнічування трансформатора $I_{НОМ}$, який при часі дії захисту 0,3 с становить $(4...5)I_{ТНОМ}$

$$I_{C3} \geq K_H \cdot I_{НОМ} = 1,5 \cdot 4,5 \cdot 88,1 = 595 \text{ A.}$$

Приймаємо струм спрацьовування захисту $I_{C3} = 600 \text{ A}$.

Чутливість захисту до двофазних КЗ на боці НН трансформатора $K_{\text{ч}} = \frac{I_{K-1}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{1001}{600} = 1,67 \geq 1,5$.

Обраний захист задовольняє вимоги ПУЕ.

Розрахунок параметрів цього захисту з застосуванням реле РНТ-565, яке дозволяє виконувати відділення від кидків струму намагнічування. Вставка спрацьовування має задовольняти дві умови. Перша умова

$$I_{C3} \geq 1,3 \cdot I_{ТНОМ} = 1,3 \cdot 88,1 = 114,5 \text{ A.}$$

Друга умова – недопущення перевантаження випрямного перетворювача понад допустиме значення струму за термічною стійкістю. Для перетворювальних агрегатів при витримці часу не більше 0,75 с коефіцієнт перевантаження дорівнює $K_{\text{ПЕР}} = 1,3...1,5$:

$$I_{C3} \geq K_{\text{ПЕР}} \cdot I_{ТНОМ} = 1,5 \cdot 88,1 = 132,1 \text{ A.}$$

Приймаємо найбільше значення струму спрацьовування захисту $I_{C3} = 132 \text{ A}$.

Струм спрацьовування реле (вторинний струм)

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot \sqrt{3}}{K_T},$$

де $\sqrt{3}$ – враховує схему з'єднання трансформаторів струму в «трикутник»;

K_T – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму, приймається рівним 60.

Тоді

$$I_{C3} = \frac{132 \cdot \sqrt{3}}{60} = 3,8 \text{ A.}$$

Робоча кількість витків обмоток реле РНТ-565

$$\omega_{розр} = \frac{F_{CP}}{I_{CP}} = \frac{100}{3,8} = 26,3 \text{ вит,}$$

де F_{CP} – сила, що намагнічує спрацьовування реле РНТ-565, дорівнює 100 А·вит.

Розрахункова кількість витків округляється до найближчого більшого цілого числа, яке можна встановити на полі комутатора реле, використовуючи робочу обмотку $\omega_{розр}$ і дві зрівнювальні обмотки $\omega_{зр}$, з'єднані послідовно.

Приймаємо $\omega_{розр} + \omega_{зр} = 30 \text{ вит.}$

Уточнене значення струму спрацьовування захисту

$$I_{C3} = \frac{F_{CP} \cdot K_T}{\omega_{розр} + \omega_{зр}} = \frac{100 \cdot 60}{30} = 200 \text{ A.}$$

Чутливість захисту з застосуванням реле РНТ

$$K_{\chi} = \frac{I_{K-2}^{(2)}}{I_{C3}} = 2 \frac{1001}{600} = 5 \geq 1,5.$$

що показує перевагу використання спеціального реле РНТ порівняно з реле РТ-40.

Для захисту від тривалого перевантаження застосовується максимальний струмовий захист з витримкою часу 10 хв з використанням реле РТ-40, струм спрацьовування захисту якого визначається за формулою

$$I_{C3} = \frac{1,1}{K_{нов}} \cdot I_{ТНОМ} = \frac{1,1}{0,85} \cdot 88,1 = 114 \text{ A.}$$

Для захисту від однофазних замикань можуть застосовуватися такі види захистів: струмовий захист з фільтром

струму зворотної послідовності; струмовий балансовий захист з контролем величин струмів двох сусідніх фаз; фазовий імпульсний захист з контролем величин фазових кутів між струмами сусідніх фаз; струмовий захист нульової послідовності (ТЗНП).

Приклад 5.22. Розрахунок захисту трансформаторів власних потреб метрополітену.

Вихідні дані. Дані трансформаторів Т2, Т3 і Т4 на рис. 5.10.

Розв'язання. Методика розрахунків наведена в прикладах 5.20 і 5.21, а результати розрахунків зведені в табл. 5.4.

Таблиця 5.4

Результати розрахунків захистів трансформаторів власних потреб метрополітену

Параметр захисту трансформаторів	Т2	Т3	Т4	
Струмове відсічення	$I_{сз} \geq 1,3 \cdot I_{k-3,4,5}^{(3)}$	1025 А	353 А	122 А
	$I_{сз} \geq I_{нам} = 1,3 \cdot 5 \cdot I_{тном}$	357 А	90 А	23 А
	Прийнято $I_{сз}$	1030 А	350 А	120 А
	$K_{ч} = I_{k-1}^{(2)} / I_{сз}$	4,21	12,4	36
Максимальний струмовий захист	$I_{сз} \geq \frac{K_n \cdot K_{сзп}}{K_g} \cdot I_{тном} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot I_{тном}$	124 А	31 А	8 А
	Прийнято $I_{сз}$	120 А	30 А	8 А
	$K_{ч} = I_{k-3}^{(2)} / I_{сз-2}$ $\frac{\kappa-4}{\kappa-5} \quad \frac{сз-3}{сз-4}$	5,7	7,8	10,2
Захист від перевантаження	$I_{сз} \geq \frac{K_n}{K_g} \cdot I_{тном} = \frac{1,1}{0,8} \cdot I_{тном}$	76А	19А	5А

Питання для самоконтролю

1. Складіть і поясніть поєднану структурну схему двоступінчастого струмового захисту трансформатора невеликої потужності. Як вибираються параметри захисту?
2. Поясніть методику розрахунку струмів і напруг у місці короткого замикання електричної мережі, наприклад на боці НН.
3. Для чого в диференційних захистах використовують автотрансформатори струму?
4. На прикладі гальмівної характеристики диференційного захисту трансформатора покажіть місцезнаходження режиму зовнішнього трифазного короткого замикання на боці НН трансформатора, режиму несинхронного АВР і мінімального режиму пошкодження в зоні захисту (режим двофазного короткого замикання на виводах обмотки НН трансформатора).
5. Які функції дистанційних захистів трансформаторів?
6. Напишіть і поясніть розрахункові формули для вибору вставок МСЗ трансформаторів.
7. Як перевіряється чутливість струмових захистів трансформаторів?
8. Як впливає кидок струму намагнічення на вибір параметрів захистів трансформатора?
9. Які особливості захисту триобмоткових трансформаторів?
10. На прикладі структурної схеми розміщення захистів трансформатора поясніть їхню дію при коротких замиканнях у різних точках.
11. Назвіть умови вибору параметрів струмового цифрового захисту на секційному вимикачі двотрансформаторної підстанції.
12. Як розраховується вставка за струмом максимального захисту трансформатора з блокуванням за напругою?
13. Поясніть принцип дії і вибір вставок релейного захисту тягового трансформатора метрополітену.
14. Наведіть приклад карти вставок мікропроцесорних захистів трансформатора.

Бібліографічний список

1. Правила улаштування електроустановок. Харків: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
2. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. 533 с.
3. 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.
4. Hewitson Leslie, Brown Mark, Balakrishnan Ramesh. Practical Power Systems Protection. Oxford; Burlington, MA: Newnes, 2005. 289 p.
5. Preve C. Protection of electrical networks. GB : Antony Rowe Ltd, Chippenham, Wiltshire, 2006. 508 p.
6. Protective Relaying: Principles and Applications J. Lewis Blackburn and Thomas J. Domin, 2014. 482 p.
7. Баженов В. М., Одегов М. М. Сучасні технології та методи побудови систем релейного захисту і автоматики в електроенергетиці. URL: web.kpi.kharkov.ua/avkib/uk/metodichne-zabezpechennya/.
8. Ramesh Bansal. Power system protection in smart grid environments: taylor & francis, 2018. 624 p.
9. Barsali S., Ceraolo M., Pelacchi P. Control techniques of Dispersed Generators to improve the continuity of electricity supply. *IEEE*, 2002. Vol. 2. P. 789-794.
10. Smart Power Grids – Talking about a Revolution. *IEEE Emerging Technology Portal*. 2009. 356 p.
11. Силаев Ю. Релейная защита от плавкой вставки до микропроцессора. *Релейная защита и автоматизация*. 2012. № 1 (06). С. 48-53.
12. Баженов В. М. Швидке вимкнення пошкоджень в розподільних мережах. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. Технічні науки. Вип. 153 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». Харків: ХНТУСГ, 2014. С. 22–24.

13. Баженов В. Н., Кулешов В. С., Кулешова К. В. Упреждающие и последующие функции для релейной защиты. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. Технічні науки. Вип. 186 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». Харків: ХНТУСГ, 2017. С. 23–25.

14. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. для вузов. Москва: Высш. школа, 1991. 496 с.

15. Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4–35 кВ. Ленинград: Энергоатомиздат, 1988. 176 с.

16. Баженов В. Н. Релейная защита элементов электрической сети с напряжениями 110 . . . 0,4 кВ: пособ. для практ. расчетов. Харьков: Планета-Принт, 2017. 96 с.

17. Кідиба В. П., Шелепетень Т. М. Захист ліній електропередавання. Львів: Вид. Нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2004. 185 с.

18. Расчет релейной защиты и систем автоматики в электроэнергетике / В. Н. Баженов, Е. И. Сокол, О. Г. Гриб и др. Харьков: ФОП Панов В.Н., 2017. 412 с.

19. Баженов В. Н., Веприк Ю. Н. Расчеты токов коротких замыканий и релейной защиты электрических сетей 110-220 кВ: метод. указ. к расчетам в выпускных бакалаврских работах. Харьков: ХГПУ, 2000. 38 с.

20. Баженов В. Н., Эхсони Субхон. Микропроцессорная защита распределительной сети 10–35 кВ: *Тези доповідей XXIII Міжнар. наук.-практ. конф.* Ч. 2 (20-22 травня 2015 р., Харків) / за ред. Е. І. Сокола. Харків: НТУ «ХП», 2015. С. 162–163.

21. Сабадаш І. О. Новітні мікропроцесорні технології в експлуатації мереж 6–35 кВ. *Електрические сети и системы*. 2011. № 6. С. 35–40.

22. Sepam series 80 – Protection Relays for Custom Applications. URL : <http://www.schneider-electric.com/products/ww/en/4700-protection-relays-by-range/4755-sepamseries-80/935-sepam-series-80>.

23. Баженов В. М., Кулешова К. В. До питання про ефективність струмової відсічки в розподільних електричних

мережах. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. Технічні науки. Вип. 175 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». Харків: ХНТУСГ, 2016. С. 33–35.

24. Gurevich V. *Electronic Devices on Discrete Components for Industrial and Power Engineering*. CRC Press (Taylor & Francis Group), Boca Raton – London – New York, 2008. 419 p.

25. Баженов В. М., Одегов М. М. Швидкодіючий релейний захист вузлових схем живлення розподільних мереж. *Збірник наукових праць Українського державного університету залізничного транспорту*. Харків: УкрДУЗТ, 2015. Вип. 153. С. 73–79.

26. ПМ РЗА «Діамант» Релейний захист та протиаварійна автоматика. URL : <http://hartron-inkor.com>.

27. Кідиба В. П., Шелепетень Т. М. Захист трансформаторів та автотрансформаторів. Львів: Вид. нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2004. 180 с.

28. Баженов В. М., Одегов М. М. Релейний захист електроустановок вузла навантаження: метод. вказ. до виконання курсового проекту з дисципліни «Релейний захист» для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 7.05070106 «Системи управління виробництвом та розподілом електроенергії». Харків: НТУ «ХПІ», 2015. 48 с.

29. Шабад М. А. Защита и автоматика электрических сетей агропромышленных комплексов. Ленинград: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1987. 120 с.

30. Баженов В. Н., Беличенко Т. П. Применение микроЭВМ для решения задач защиты электроснабжения: учеб. пособ. Харьков: УЗПИ, 1985. 90 с.

31. Фигурнов Е. П. Релейная защита: учеб. для вузов ж.-д. трансп. Москва: Желдориздат, 2002. 720 с.

32. Баженов В. Н. Современные системы релейной защиты и автоматики тяговых подстанций. *Збірник наукових праць*. Харків: НТУ «ХПІ», 2011. № 41. С.8–14.

33. Баженов В. Н., Эхсони Субхон. Условия функционирования дистанционной защиты узловой схемы питания распределительной сети. *Вестник НТУ «ХПІ»*. Серия: Энергетика:

надійність та енергоефективність. Харків: НТУ «ХПІ», 2015. № 12. С. 6–8.

34. Баженов В. Н. Методические указания к выполнению курсового проекта «Релейная защита энергоблока» по курсу «Релейная защита». Харків: ХПІ, 1999. 32 с.

35. Баженов В. Н. Методические указания к выполнению курсового проекта «Релейная защита энергоблока» по разделу «Расчеты токов и напряжений». Харків: ХПІ, 1999. 26 с.

36. Баженов В. Н. Методические указания к выполнению курсового проекта «Релейная защита энергоблока» по разделу «Расчеты защит энергоблока». Харків : ХПІ, 1999. 32 с.

37. Баженов В. Н. Проектирование релейной защиты электроустановок энергоблока электрических станций: пособ. для курс. проект. Харків: НТУ «ХПІ», 2017. 84 с.

38. Шелепетень Т. М. Захисна автоматика електричних мереж: навч. посіб. для студ. спец. 7.090602 та 8.090602 «Електричні системи та мережі» всіх форм навчання. Львів, 2002. 157 с.

39. Реализация функций противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных устройств / В. В. Адонина, З. П. Крутько, З. С. Хенкина, Ю. И. Кочегаров. *Электрические сети и системы*. 2006. № 2. С.64–69.

40. Баженов В. Н. Анализ работы релейной защиты и автоматики для послеаварийного восстановления схемы электроснабжения. *Вісник Національного політехнічного університету «ХПІ»*: зб. наук. праць. Серія: Енергетика: Надійність та енергоефективність. Харків: НТУ «ХПІ», 2013. № 17(990). С. 18–25.

41. Релейная защита и автоматика энергетических систем / В. Н. Баженов, К. В. Ушаповский, О. Г. Гриб и др. Харків: «Типографія Мадрид», 2015. 340 с.

42. Alstom. URL: <http://www.alstom.com> – 2014 р.

43. ABB. URL: <http://www.abb.com> – 2016 р.

44. Siemens. URL: <http://www.downloads.siemens.com>-2016 р.

45. Баженов В. М., Одегов М. М. Сучасні технології та методи побудови систем релейного захисту і автоматики в електроенергетиці. URL: web.kpi.kharkov.ua/avkib/uk/metodichne-zabezpechennya.

46. Баженов В. М., Одегов М. М. Релейний захист. Комплексні контрольні тести: навч.-метод. посібник для підготовки до комп'ютерного тестування. Харків: Планета-Принт, 2018. 100 с.

47. Баженов В. М., Одегов М. М. Тести для виконання контрольної роботи. URL: <https://studfiles.net/preview/1955843/page:2>.

48. Баженов В. М., Одегов М. М. Завдання для самостійної роботи та перевірки знань з питань релейного захисту. URL: web.kpi.kharkov.ua/avkib/uk/metodichne-zabezpechennya.

49. Баженов В. М., Одегов М. М. Методичні вказівки до виконання практичних завдань та контрольних робіт з дисципліни «Релейний захист». Харків: УкрДАЗТ, 2013. 89 с.

(довідковий)

Посилання на приклади розрахунків

Назва прикладу	Стор.
<i>Приклад 2.1. Розрахунки опорів електричної мережі 0,4 кВ</i>	29
<i>Приклад 2.2. Розрахунки міжфазних коротких замикань у мережі 0,4 кВ</i>	33
<i>Приклад 2.3. Розрахунки однофазних коротких замикань у мережі 0,4 кВ</i>	35
<i>Приклад 2.4. Вибір запобіжника за перерізом</i>	41
<i>Приклад 2.5. Вибір запобіжника за мінімальним струмом короткого замикання</i>	42
<i>Приклад 2.6. Вибір запобіжника за параметрами мережі, що захищається</i>	42
<i>Приклад 2.7. Вибір запобіжника за параметрами попереднього запобіжника</i>	42
<i>Приклад 2.8. Розрахунок захисної здатності запобіжника</i>	43
<i>Приклад 2.9. Вибір номінальних струмів плавкої вставки для групи запобіжників</i>	44
<i>Приклад 2.10. Розрахунок тривалого допустимого струму для кабелю за параметрами автомата</i>	46
<i>Приклад 2.11. Вибір провідників, запобіжників і автоматів для заводської мережі</i>	47
<i>Приклад 2.12. Вибір і перевірка автоматичних вимикачів у мережі 0,4 кВ</i>	51
<i>Приклад 2.13. Перевірка застосування автомата А3100</i>	54
<i>Приклад 2.14. Перевірка застосування автоматів А3700 і ВА5000</i>	54
<i>Приклад 2.15. Вибір вставки автоматичного вимикача А3700</i>	55
<i>Приклад 2.16. Перевірка селективності автоматичних вимикачів серії А3100</i>	58
<i>Приклад 2.17. Удосконалення захисту лінії</i>	60
<i>Приклад 2.18. Вибір автоматичних вимикачів і запобіжників з урахуванням їхньої похибки</i>	61
<i>Приклад 2.19. Дослідження впливу опорів шин і апаратури на струми КЗ</i>	64

Приклад 2.20. Дослідження впливу опору лінії живлення на значення струмів КЗ.	65
Приклад 2.21. Дослідження впливу схем з'єднання обмоток силових трансформаторів на струми однофазних КЗ	66
Приклад 3.1. Розрахунок дистанційного захисту високовольтної лінії з двобічним живленням	91
Приклад 3.2. Вибір вставок струмового направленої захисту нульової послідовності високовольтної лінії	100
Приклад 3.3. Захист кабельно-повітряної лінії з застосуванням АПВ	106
Приклад 3.4. Розрахунок ефективності струмового відсічення в різних режимах живильної системи	111
Приклад 3.5. Розрахунок дистанційного захисту	114
Приклад 3.6. Розрахунок захисту фідера «лінія – трансформатор»	119
Приклад 3.7. Вибір витримки часу для направленої захисту	124
Приклад 3.8. Вибір струму спрацьовування для направленої захисту	125
Приклад 3.9 Вибір параметрів направленої триступінчастого дистанційного захисту	127
Приклад 3.10. Вибір параметрів поперечного диференційного струмового направленої захисту лінії	132
Приклад 4.1. Розрахунок струмів пошкодження знижувальної підстанції	146
Приклад 4.2. Розрахунок самозапуску однієї секції після дії АВР	150
Приклад 4.3. Розрахунок самозапуску однієї секції після вимкнення найближчого зовнішнього КЗ	153
Приклад 4.4. Розрахунок самозапуску двох секцій	154
Приклад 4.5. Вибір вставок захисту на секційному вимикачі	155
Приклад 4.6. Вибір вставок захисту введення 6 кВ трансформатора	156
Приклад 4.7. Вибір вставок захисту з боку 110 кВ трансформатора	157
Приклад 4.8. Вибір вставок максимального захисту з блокуванням за напругою	160

<i>Приклад 4.9. Вибір додаткових струмових реле</i>	162
<i>Приклад 4.10. Вставки захистів для елементів знижувальної підстанції</i>	163
<i>Приклад 5.1 Струмове відсічення трансформатора</i>	170
<i>Приклад 5.2. Максимальний струмовий захист на боці НН трансформатора</i>	170
<i>Приклад 5.3. Максимальний струмовий захист на боці ВН трансформатора</i>	172
<i>Приклад 5.4. Захист від перевантаження трансформатора</i>	173
<i>Приклад 5.5. Дистанційний захист на боці НН трансформатора</i>	173
<i>Приклад 5.6. Дистанційний захист на боці ВН трансформатора</i>	173
<i>Приклад 5.7. Диференційне струмове відсічення трансформатора</i>	174
<i>Приклад 5.8. Диференційний струмовий захист без гальмування</i>	175
<i>Приклад 5.9. Диференційний струмовий захист з гальмуванням</i>	178
<i>Приклад 5.10. Мікропроцесорний диференційний захист</i>	181
<i>Приклад 5.11. Диференційний захист на реле типу РНТ (без гальмування)</i>	186
<i>Приклад 5.12. Диференційний захист на реле типу ДЗТ-11</i>	188
<i>Приклад 5.13. Мікропроцесорний диференційний захист трансформатора (теоретична частина)</i>	190
<i>Приклад 5.14. Розрахунок мікропроцесорного диференційного захисту</i>	193
<i>Приклад 5.15. Максимальні струмові захисти</i>	196
<i>Приклад 5.16. Релейний захист від перевантаження</i>	200
<i>Приклад 5.17. Схема розміщення захистів</i>	200
<i>Приклад 5.18. Розрахунок захисту для диференційного електромеханічного реле</i>	203
<i>Приклад 5.19. Розрахунок захисту з гальмуванням</i>	207
<i>Приклад 5.20. Розрахунок струмів короткого замикання за трансформаторами метрополітену</i>	214
<i>Приклад 5.21. Розрахунок захисту тягового трансформатора метрополітену</i>	217
<i>Приклад 5.22. Розрахунок захисту трансформаторів власних потреб метрополітену</i>	220

(довідковий)

**Перелік тестових питань
з дисципліни «Релейний захист і автоматика»**

Q1. Як умовно позначається генератор на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. G;
- V2. T;
- V3. TAL, TA;
- V4. Q;
- V5. QR;
- V6. TL;
- V7. TV, TVL;
- V8. TALT;
- V9. QN;
- V10. YAT?

Q2. Як умовно позначається трансформатор (автотрансформатор) на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. G;
- V2. T;
- V3. TAL, TA;
- V4. Q;
- V5. QR;
- V6. TL;
- V7. TV, TVL;
- V8. TALT;
- V9. QN;
- V10. YAT?

Q3. Як умовно позначається вимірювальний трансформатор струму на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. G;
- V2. T;
- V3. TAL, TA;
- V4. Q;

V5. QR;
V6. TL;
V7. TV, TVL;
V8. TALT;
V9. QN;
V10. YAT?

Q4. Як умовно позначається вимикач на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. G;
V2. T;
V3. TAL, TA;
V4. Q;
V5. QR;
V6. TL;
V7. TV, TVL;
V8. TALT;
V9. QN;
V10. YAT?

Q5. Як умовно позначається відокремлювач на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. G;
V2. T;
V3. TAL, TA;
V4. Q;
V5. QR;
V6. TL;
V7. TV, TVL;
V8. TALT;
V9. QN;
V10. YAT?

Q6. Як умовно позначається узгоджувальний трансформатор на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. G;
V2. T;
V3. TAL, TA;

- V4. Q;
- V5. QR;
- V6. TL;
- V7. TV, TVL;
- V8. TALT;
- V9. QN;
- V10. YAT?

Q7. Як умовно позначається вимірювальний трансформатор напруги на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. G;
- V2. T;
- V3. TAL, TA;
- V4. Q;
- V5. QR;
- V6. TL;
- V7. TV, TVL;
- V8. TALT;
- V9. QN;
- V10. YAT?

Q8. Як умовно позначається вимірювальний трансформатор струму з насичувальним магнітопроводом на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. G;
- V2. T;
- V3. TAL, TA;
- V4. Q;
- V5. QR;
- V6. TL;
- V7. TV, TVL;
- V8. TALT;
- V9. QN;
- V10. YAT?

Q9. Як умовно позначається короткозамикач на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. G;

- V2. T;
- V3. TAL, TA;
- V4. Q;
- V5. QR;
- V6. TL;
- V7. TV, TVL;
- V8. TALT;
- V9. QN;
- V10. YAT?

Q10. Як умовно позначається електромагніт вимикання на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. G;
- V2. T;
- V3. TAL, TA;
- V4. Q;
- V5. QR;
- V6. TL;
- V7. TV, TVL;
- V8. TALT;
- V9. QN;
- V10. YAT?

Q11. Напишіть, як умовно позначається генератор на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: G.

Q12. Напишіть, як умовно позначається трансформатор (автотрансформатор) на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: T.

Q13. Напишіть, як умовно позначається вимірювальний трансформатор струму на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: TA.

Q14. Напишіть, як умовно позначається вимикач на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: Q.

Q15. Напишіть, як умовно позначається відокремлювач на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: QR.

Q16. Напишіть, як умовно позначається узгоджувальний трансформатор на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: TL.

Q17. Напишіть, як умовно позначається вимірювальний трансформатор напруги на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: TV, TVL.

Q18. Напишіть, як умовно позначається вимірювальний трансформатор струму з насичуючим магнітопроводом на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: TALT.

Q19. Напишіть, як умовно позначається короткозамикач на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: QN.

Q20. Напишіть, як умовно позначається електромагніт вимикання на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: YAT.

Q21. Напишіть, як умовно позначається електромагніт вмикання на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: YAC.

Q22. Напишіть, як умовно позначається контактор на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KM.

Q23. Напишіть, як умовно позначається лінія на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: W.

Q24. Напишіть, як умовно позначається реле блокування на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KB.

Q25. Напишіть, як умовно позначається реле від багатократного вмикання на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KBS.

Q26. Напишіть, як умовно позначається реле команди «ВВІМКНУТИ» на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KCS.

Q27. Напишіть, як умовно позначається реле команди «ВИМКНУТИ» на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KCT.

Q28. Напишіть, як умовно позначається реле положення вимикача «ВВІМКНЕНО» на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KQC.

Q29. Як умовно позначається реле положення вимикача «ВИМКНЕНО» на електричних принципових схемах релейного захисту?

Відповідь: KQT.

Q30. Напишіть, як умовно позначається реле контролю на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KS.

Q31. Як умовно позначається електромагніт вмикання на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. YAC;
- V2. KM;
- V3. W;
- V4. KB;
- V5. KBS;
- V6. KCC;
- V7. KCT;
- V8. KQC;
- V9. KQT;
- V10. KS?

Q32. Як умовно позначається контактор на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. YAC;
- V2. KM;
- V3. W;
- V4. KB;
- V5. KBS;
- V6. KCC;
- V7. KCT;
- V8. KQC;
- V9. KQT;
- V10. KS?

Q33. Як умовно позначається лінія на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. YAC;
- V2. KM;
- V3. W;
- V4. KB;
- V5. KBS;
- V6. KCC;
- V7. KCT;
- V8. KQC;
- V9. KQT;
- V10. KS?

Q34. Як умовно позначається реле блокування на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. YAC;
- V2. KM;
- V3. W;
- V4. KB;
- V5. KBS;
- V6. KCC;
- V7. KCT;
- V8. KQC;
- V9. KQT;
- V10. KS?

Q35. Як умовно позначається реле від багатократного вмикання на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. YAC;
- V2. KM;
- V3. W;
- V4. KB;
- V5. KBS;
- V6. KCC;
- V7. KCT;
- V8. KQC;
- V9. KQT;
- V10. KS?

Q36. Як умовно позначається реле команди «ВВІМКНУТИ» на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. YAC;
- V2. KM;
- V3. W;
- V4. KB;
- V5. KBS;
- V6. KCC;
- V7. KCT;
- V8. KQC;
- V9. KQT;
- V10. KS?

Q37. Як умовно позначається реле команди «ВИМКНУТИ» на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. YAC;
- V2. KM;
- V3. W;
- V4. KB;
- V5. KBS;
- V6. KCC;
- V7. KCT;
- V8. KQC;
- V9. KQT;
- V10. KS?

Q38. Як умовно позначається реле положення вимикача «ВВИМКНЕНО» на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. YAC;
- V2. KM;
- V3. W;
- V4. KB;
- V5. KBS;
- V6. KCC;
- V7. KCT;
- V8. KQC;
- V9. KQT;
- V10. KS?

Q39. Як умовно позначається реле положення вимикача «ВИМКНЕНО» на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. YAC;
- V2. KM;
- V3. W;
- V4. KB;
- V5. KBS;
- V6. KCC;
- V7. KCT;
- V8. KQC;

V9. KQT;
V10. KS?

Q40. Як умовно позначається реле контролю на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. YAC;
V2. KM;
V3. W;
V4. KB;
V5. KBS;
V6. KCC;
V7. KCT;
V8. KQC;
V9. KQT;
V10. KS?

Q41. Як умовно позначається перемикач кіл керування на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. SA;
V2. SAC;
V3. SB;
V4. F;
V5. VS;
V6. VT;
V7. R;
V8. C;
V9. VD;
V10. KA?

Q42. Як умовно позначається перемикач режиму на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. SA;
V2. SAC;
V3. SB;
V4. F;
V5. VS;
V6. VT;
V7. R;

V8. C;
V9. VD;
V10. КА?

Q43. Як умовно позначається кнопка керування на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. SA;
V2. SAC;
V3. SB;
V4. F;
V5. VS;
V6. VT;
V7. R;
V8. C;
V9. VD;
V10. КА?

Q44. Як умовно позначається запобіжник на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. SA;
V2. SAC;
V3. SB;
V4. F;
V5. VS;
V6. VT;
V7. R;
V8. C;
V9. VD;
V10. КА?

Q45. Як умовно позначається випрямний міст на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. SA;
V2. SAC;
V3. SB;
V4. F;
V5. VS;
V6. VT;
V7. R;

V8. C;
V9. VD;
V10. КА?

Q46. Як умовно позначається транзистор на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. SA;
V2. SAC;
V3. SB;
V4. F;
V5. VS;
V6. VT;
V7. R;
V8. C;
V9. VD;
V10. КА?

Q47. Як умовно позначається опір на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. SA;
V2. SAC;
V3. SB;
V4. F;
V5. VS;
V6. VT;
V7. R;
V8. C;
V9. VD;
V10. КА?

Q48. Як умовно позначається конденсатор на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. SA;
V2. SAC;
V3. SB;
V4. F;
V5. VS;
V6. VT;

V7. R;
V8. C;
V9. VD;
V10. KA?

Q49. Як умовно позначається діод на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. SA;
V2. SAC;
V3. SB;
V4. F;
V5. VS;
V6. VT;
V7. R;
V8. C;
V9. VD;
V10. KA?

Q50. Як умовно позначається реле струму на електричних принципових схемах релейного захисту.

V1. SA;
V2. SAC;
V3. SB;
V4. F;
V5. VS;
V6. VT;
V7. R;
V8. C;
V9. VD;
V10. KA?

Q51. Напишіть, як умовно позначається перемикач кіл керування на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: SA.

Q52. Напишіть, як умовно позначається перемикач режиму на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: SAC.

Q53. Напишіть, як умовно позначається кнопка керування на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: SB.

Q54. Напишіть, як умовно позначається запобіжник на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: F.

Q55. Напишіть, як умовно позначається випрямний міст на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: VS.

Q56. Напишіть, як умовно позначається транзистор на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: VT.

Q57. Напишіть, як умовно позначається опір на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: R.

Q58. Напишіть, як умовно позначається конденсатор на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: C.

Q59. Напишіть, як умовно позначається діод на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: VD.

Q60. Напишіть, як умовно позначається реле струму на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KA.

Q61. Як умовно позначається реле напруги на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. KV;

V2. KW;

V3. KAT;

V4. KAW;

- V5. KZ;
- V6. KT;
- V7. KL;
- V8. KSG;
- V9. KSV;
- V10. KQQ?

Q62. Як умовно позначається реле потужності на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KV;
- V2. KW;
- V3. KAT;
- V4. KAW;
- V5. KZ;
- V6. KT;
- V7. KL;
- V8. KSG;
- V9. KSV;
- V10. KQQ?

Q63. Як умовно позначається реле струму з насичувальним трансформатором на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KV;
- V2. KW;
- V3. KAT;
- V4. KAW;
- V5. KZ;
- V6. KT;
- V7. KL;
- V8. KSG;
- V9. KSV;
- V10. KQQ?

Q64. Як умовно позначається реле струму з гальмуванням на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KV;
- V2. KW;

- V3. KAT;
- V4. KAW;
- V5. KZ;
- V6. KT;
- V7. KL;
- V8. KSG;
- V9. KSV;
- V10. KQQ?

Q65. Як умовно позначається реле опору на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KV;
- V2. KW;
- V3. KAT;
- V4. KAW;
- V5. KZ;
- V6. KT;
- V7. KL;
- V8. KSG;
- V9. KSV;
- V10. KQQ?

Q66. Як умовно позначається реле часу на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KV;
- V2. KW;
- V3. KAT;
- V4. KAW;
- V5. KZ;
- V6. KT;
- V7. KL;
- V8. KSG;
- V9. KSV;
- V10. KQQ?

Q67. Як умовно позначається реле проміжне на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KV;
- V2. KW;

- V3. KAT;
- V4. KAW;
- V5. KZ;
- V6. KT;
- V7. KL;
- V8. KSG;
- V9. KSV;
- V10. KQQ?

Q68. Як умовно позначається реле газове на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KV;
- V2. KW;
- V3. KAT;
- V4. KAW;
- V5. KZ;
- V6. KT;
- V7. KL;
- V8. KSG;
- V9. KSV;
- V10. KQQ?

Q69. Як умовно позначається реле контролю напруги мережі на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KV;
- V2. KW;
- V3. KAT;
- V4. KAW;
- V5. KZ;
- V6. KT;
- V7. KL;
- V8. KSG;
- V9. KSV;
- V10. KQQ?

Q70. Як умовно позначається реле фіксування команди «ВВІМКНЕННЯ» на електричних принципових схемах релейного захисту?

- V1. KV;

- V2. KW;
- V3. KAT;
- V4. KAW;
- V5. KZ;
- V6. KT;
- V7. KL;
- V8. KSG;
- V9. KSV;
- V10. KQQ?

Q71. Напишіть, як умовно позначається реле напруги на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KV.

Q72. Напишіть, як умовно позначається реле потужності на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KW.

Q73. Напишіть, як умовно позначається реле струму з насичувальним трансформатором на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KAT.

Q74. Напишіть, як умовно позначається реле струму з гальмуванням на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KAW.

Q75. Напишіть, як умовно позначається реле опору на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KZ.

Q76. Напишіть, як умовно позначається реле часу на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KT.

Q77. Напишіть, як умовно позначається реле проміжне на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KL.

Q78. Напишіть, як умовно позначається реле газове на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KSG.

Q79. Напишіть, як умовно позначається реле контролю напруги мережі на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KSV.

Q80. Напишіть, як умовно позначається реле фіксування команди «ВВІМКНЕННЯ» на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KQQ.

Q81. Як умовно позначається реле фіксування положення вимикача на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. KQ;

V2. KF;

V3. AK;

V4. AKS;

V5. АКВ;

V6. KVZ;

V7. KWZ;

V8. KAZ;

V9. HL;

V10. PT?

Q82. Як умовно позначається реле частоти на електричних принципових схемах релейного захисту:

V1. KQ;

V2. KF;

V3. AK;

V4. AKS;

V5. АКВ;

V6. KVZ;

V7. KWZ;

V8. KAZ;

V9. HL;

V10. PT?

Q83. Як умовно позначається комплект реле захисту на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KQ;
- V2. KF;
- V3. AK;
- V4. AKS;
- V5. AKB;
- V6. KVZ;
- V7. KWZ;
- V8. KAZ;
- V9. HL;
- V10. PT?

Q84. Як умовно позначається АПВ на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KQ;
- V2. KF;
- V3. AK;
- V4. AKS;
- V5. AKB;
- V6. KVZ;
- V7. KWZ;
- V8. KAZ;
- V9. HL;
- V10. PT?

Q85. Як умовно позначається комплект реле блокування від коливань на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KQ;
- V2. KF;
- V3. AK;
- V4. AKS;
- V5. AKB;
- V6. KVZ;
- V7. KWZ;
- V8. KAZ;
- V9. HL;
- V10. PT?

Q86. Як умовно позначається фільтр-реле напруги на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KQ;
- V2. KF;
- V3. AK;
- V4. AKS;
- V5. AKB;
- V6. KVZ;
- V7. KWZ;
- V8. KAZ;
- V9. HL;
- V10. PT?

Q87. Як умовно позначається фільтр-реле потужності на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KQ;
- V2. KF;
- V3. AK;
- V4. AKS;
- V5. AKB;
- V6. KVZ;
- V7. KWZ;
- V8. KAZ;
- V9. HL;
- V10. PT?

Q88. Як умовно позначається фільтр-реле струму на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KQ;
- V2. KF;
- V3. AK;
- V4. AKS;
- V5. AKB;
- V6. KVZ;
- V7. KWZ;
- V8. KAZ;
- V9. HL;
- V10. PT?

Q89. Як умовно позначається лампа сигнальна на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KQ;
- V2. KF;
- V3. AK;
- V4. AKS;
- V5. АКВ;
- V6. KVZ;
- V7. KWZ;
- V8. KAZ;
- V9. HL;
- V10. PT?

Q90. Як умовно позначається секундомір на електричних принципових схемах релейного захисту:

- V1. KQ;
- V2. KF;
- V3. AK;
- V4. AKS;
- V5. АКВ;
- V6. KVZ;
- V7. KWZ;
- V8. KAZ;
- V9. HL;
- V10. PT?

Q91. Напишіть, як умовно позначається реле фіксування положення вимикача на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KQ.

Q92. Напишіть, як умовно позначається реле частоти на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: KF.

Q93. Напишіть, як умовно позначається комплект реле захисту на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: AK.

Q94. Напишіть, як умовно позначається АПВ на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: АКС.

Q95. Напишіть, як умовно позначається комплект реле блокування від коливань на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: АКВ.

Q96. Напишіть, як умовно позначається фільтр-реле напруги на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: КVZ.

Q97. Напишіть, як умовно позначається фільтр-реле потужності на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: КWZ.

Q98. Напишіть, як умовно позначається фільтр-реле струму на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: КAZ.

Q99. Напишіть, як умовно позначається лампа сигнальна на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: НL.

Q100. Напишіть як умовно позначається секундомір на електричних принципових схемах релейного захисту.

Відповідь: РТ.

Навчальний посібник

Панченко Сергій Володимирович
Блиндюк Василь Степанович
Баженов Володимир Миколайович
та ін.

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

Частина I

Відповідальний за випуск Одегов М. М.

Редактор Ібрагімова Н. В.

Підписано до друку 27.12.19 р.

Формат паперу 60x84 1/16. Папір писальний.

Умовн.-друк. арк. 12,5. Тираж 100. Замовлення №

Видавець та виготовлювач Український державний університет
залізничного транспорту,
61050, Харків-50, майдан Фейєрбаха, 7.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 6100 від 21.03.2018 р.