



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
УКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

Навчальний посібник

Частина 2

Харків 2021

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, 2021. – Ч. 2. –
276 с., рис. 48, табл. 19.

ISBN

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

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

УДК 621.316.925:621.311

ISBN

© Український державний університет
залізничного транспорту, 2021.
© Колектив авторів, 2021.

ЗМІСТ

Передмова	5
Вступ	7
Розділ 6. Захист елементів систем електропостачання й електроспоживання	8
6.1. Класифікація системи електропостачання й електроспоживання	8
6.2. Вибір захистів для системи внутрішнього електропостачання	10
6.3. Захист трансформаторів системи внутрішнього електропостачання	13
6.4. Захист кабельних ліній ЦРП	17
6.5. Захист секційного вимикача на ЦРП	22
6.6. Узгодження характеристик захистів	24
6.7. Захист дизель-генераторів	26
6.8. Захист електродвигунів	34
6.9. Захист електродвигуна насоса	45
Питання для самоконтролю	59
Розділ 7. Захист тягової мережі залізничного транспорту	61
7.1. Захист тягових підстанцій	61
7.2. Захист тягової мережі змінного струму	69
7.3. Захист тягової мережі постійного струму	90
Питання для самоконтролю	111
Розділ 8. Захист елементів енергоблока	113
8.1. Пошкодження і ненормальні режими роботи енергоблока	113
8.2. Традиційні захисти енергоблока	118
8.3. Мікропроцесорні захисти енергоблока	133
8.4. Захист блока «генератор-трансформатор» і його елементів від зовнішніх пошкоджень	142
8.5. Захист енергоблока з боку вищої напруги	150
8.6. Диференційний захист синхронного генератора	155
Питання для самоконтролю	163
Розділ 9. Автоматичні пристрої для відновлення живлення	164
9.1. Автоматичне повторне ввімкнення	164

9.2. Автоматичне вмикання резервного живлення устаткування	168
Питання для самоконтролю	182
Бібліографічний список	183
Додаток 1. Кваліфікаційні завдання	188
Додаток 2. Перелік тестових питань з дисципліни «Релейний захист і автоматика»	200

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 спрямовані захисти, захисти від замикань на землю, диференційні струмові захисти, високочастотні захисти, дистанційні захисти, захисти за напругою та ін.). До другої частини належать питання застосування основних принципів 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. А. Андрєєва, А. Б. Барзама, М. А. Берковича, О. М. Федосєєва, М. О. Федосєєва, Є. П. Фігурнова, Н. В. Чернобровова, М. А. Шабада, Є. М. Шнеєрсона та інших авторів, які займались вивченням і дослідженням питань релейного захисту й автоматики елементів електроенергетичних систем. Навчальний посібник також стане у нагоді для сучасного дистанційного навчання студентів.

Відмінною особливістю змісту навчального посібника є розкриття складних теоретичних питань функціонування релейного захисту й автоматики через 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, заліків та іспитів.

Навчальний посібник написано на основі досвіду навчання студентів електротехнічних, електроенергетичних та електромеханічних спеціальностей у Національному технічному університеті «Харківський політехнічний інститут» і Українському державному університеті залізничного транспорту.

Вступ

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

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, що 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 (ГОСТ, СН і П) і міжнародні (МЕК) на пристрої; терміни та визначення, буквені позначення та ін.;
- ✓ каталоги на обладнання та комплексні рішення від виробників засобів релейного захисту та автоматики.

Розділ 6

ЗАХИСТ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ Й ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

6.1. Класифікація системи електропостачання й електроспоживання

У системі електропостачання й електроспоживання розрізняють шість рівнів (рис. 6.1).

УР1 – окремі електроприймачі: пристрій (верстат) з багатодвигуновим електроприводом чи група електроприймачів, пов'язаних технологічно й територіально, таких, що утворюють єдиний виріб, який характеризується паспортною потужністю;

УР2 – щити розподільні напругою до 1 кВ змінного струму й до 1,5 кВ постійного струму, щити керування, розподільні шафи, ввідно-розподільні пристрої, збірки, шинопроводи й магістралі;

УР3 – щит низької напруги трансформаторної підстанції 10(6)/0,4 кВ;

УР4 – шини розподільної підстанції (РП) 10(6) кВ;

УР5 – шини головної знижувальної підстанції (ГЗП) 10(6)кВ (наприклад на рис. 6.1 – це шини із ввідними вимикачами 27Q, 28Q та секційним вимикачем 29Q, що має пристрій АВР);

УР6 – межі розподілу підприємства й енергосистеми 110, 150, 220 кВ. Рівень зв'язаний лініями електропередач (наприклад на рис. 6.1 – це 1Л, 2Л та ін.), які приєднані до джерел живлення енергосистеми: районних і вузлових підстанцій енергосистеми, розподільних пристроїв ТЕЦ, ТЕС, ГЕС, АЕС.

Рівні *УР4* й *УР5* належать до позацехового електропостачання. Мережі називають міжцеховими, а напругу – розподільною (звичайно 10 кВ). Обслуговування *УР5* здійснюється цехом мереж і підстанцій, а *УР4* – виробничим електротехнічним персоналом технологічного цеху. *УР1*, *УР2*, *УР3* обслуговуються електриками цехів.

Для великого підприємства кількість підстанцій *УР5* більше 5, а підстанцій *УР4*, що припадають на одну ГЗП, більше 4. Кількість силових елементів для *УР3*, наприклад трансформаторів, більше 50 (високовольтних двигунів та інших

6.2. Вибір захистів для системи внутрішнього електропостачання

На рис. 6.2 зображена розрахункова схема для 4 і 5 рівнів електропостачання промислового підприємства.

Електропостачання здійснюється через кабельні лінії від центральних пунктів ЦП1 і ЦП2 10 кВ із застосуванням автоматичного вмикання резерву (АВР). У нормальному режимі секційний вимикач (СВ) 4 вимкнений.

Від центральних розподільних пунктів (ЦРП) отримують живлення розподільні пункти (РП) й цехові знижувальні трансформаторні пункти (ТП). Кабельні розподільні мережі 10 кВ складаються з радіальних ліній малої протяжності.

Надійність електропостачання відповідальних споживачів електроенергії забезпечується за рахунок широкого використання пристроїв АВР. Згідно з ПУЕ та роботами [47–54] РЗ кабельних ліній 10 кВ виконується як від багатофазних КЗ, так і однофазних замикань на землю.

Захист від замикань на землю виконується у вигляді групового (контроль ізоляції) та індивідуального захисту з застосуванням трансформаторів струму нульової послідовності (ТСНП).

Захист від багатофазних КЗ з боку джерел живлення передбачається у двофазному виконанні (схема неповної зірки) у вигляді максимального струмового захисту (МСЗ).

Для захисту силових трансформаторів 10/0,4 кВ передбачаються такі захисти. Струмове відсічення без витримки часу – від усіх видів КЗ на виводах трансформатора з боку живлення.

МСЗ з боку живлення – від усіх видів КЗ на виводах і всередині трансформатора, а також від зовнішніх КЗ на шинах щита 0,4 кВ і на відхідних лініях 0,4 кВ.

Спеціальний струмовий захист нульової послідовності – від КЗ на землю в мережі 0,4 кВ, що працює з глухозаземленою нейтраллю.

Дистанційний захист замість МСЗ, коли останній із пуском за напругою має низьку чутливість до віддалених зовнішніх КЗ. Повна характеристика захистів викладена в роботах [1, 2, 29–31].

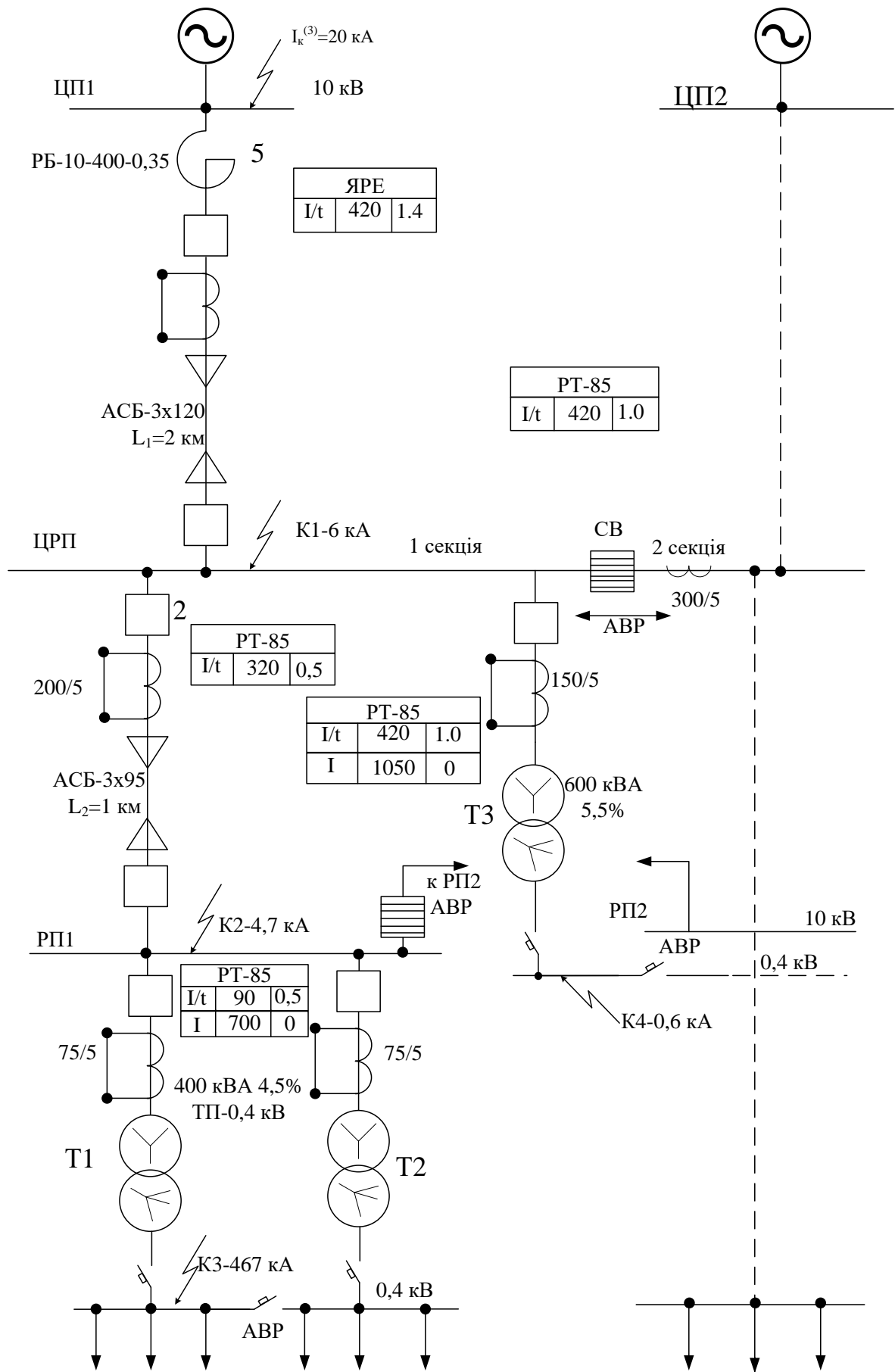


Рис. 6.2. Розрахункова схема

Приклад 6.1. Розрахунок струмів КЗ у мережі 10 кВ.

Вихідні дані. Розглядається схема електроустановок у відповідності з рис. 6.2.

Розв'язання. За заданим струмом КЗ на шинах 10 кВ ЦП1 визначається опір системи:

$$X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_K} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 20000} = 0,3 \text{ Ом.}$$

Визначаються опори інших елементів.

Реактор РБ–10–400–0,35 $X_P = 0,35 \text{ Ом.}$

Кабельна лінія $L_1 = 2 \text{ км, АСБ–3х120}$

$$X_{П1} = 0,081 \text{ Ом/км;}$$

$$R_{П1} = 0,258 \text{ Ом/км;}$$

$$R_{Л1} = 0,258 \cdot 2 = 0,516 \text{ Ом;}$$

$$X_{Л1} = 0,081 \cdot 2 = 0,162 \text{ Ом.}$$

Кабельна лінія $L_2 = 1 \text{ км, АСБ–3х95}$

$$X_{П2} = 0,083 \text{ Ом/км;}$$

$$R_{П2} = 0,326 \text{ Ом/км;}$$

$$R_{Л2} = 0,326 \cdot 1 = 0,326 \text{ Ом;}$$

$$X_{Л2} = 0,083 \cdot 1 = 0,083 \text{ Ом.}$$

Повні опори трансформаторів Т1, Т2

$$Z_{Т1} = Z_{Т2} = \frac{U_K^{\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{4,5 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 400} = 11,25 \text{ Ом.}$$

Із довідникового матеріалу

$$Z_{Т1} = Z_{Т2} = 11,25 \text{ Ом;}$$

$$R_{Т1} = R_{Т2} = 3,5 \text{ Ом;}$$

$$X_{Т1} = X_{Т2} = 10,7 \text{ Ом.}$$

Для Т3 $Z_{Т3} = 8,7 \text{ Ом; } R_{Т3} = 1,9 \text{ Ом; } X_{Т3} = 8,5 \text{ Ом.}$

Сумарний опір до К1

$$R_{К1} = 0,516 \text{ Ом;}$$

$$X_{К1} = 0,303 + 0,35 + 0,162 = 0,815 \text{ Ом;}$$

$$Z_{K1} = \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2} = \sqrt{0,516^2 + 0,815^2} = 0,965 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір до К2

$$R_{K2} = 0,516 + 0,326 = 0,842 \text{ Ом;}$$

$$X_{K2} = 0,815 + 0,083 = 0,898 \text{ Ом;}$$

$$Z_{K2} = \sqrt{R_{K2}^2 + X_{K2}^2} = \sqrt{0,842^2 + 0,898^2} = 1,23 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір до К3, К4

$$R_{K3} = 0,842 + 3,5 = 4,342 \text{ Ом;}$$

$$X_{K3} = 0,898 + 10,7 = 11,598 \text{ Ом;}$$

$$Z_{K3} = \sqrt{4,342^2 + 11,598^2} = 12,384 \text{ Ом;}$$

$$R_{K4} = 0,516 + 1,9 = 2,416 \text{ Ом;}$$

$$X_{K4} = 0,815 + 8,5 = 9,315 \text{ Ом;}$$

$$Z_{K4} = \sqrt{2,416^2 + 9,315^2} = 9,623 \text{ Ом.}$$

Струми трифазного КЗ на шинах ЦРП (К1), РП1 (К2), 0,4 кВ Т1 (К3) і Т3 (К4)

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_{K1}} = \frac{10000}{\sqrt{3} * 0,965} = 6000 \text{ А; } I_{K2}^{(3)} = \frac{10000}{\sqrt{3} * 1,23} = 4700 \text{ А;}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{10000}{\sqrt{3} * 12,384} = 467 \text{ А; } I_{K4}^{(3)} = \frac{10000}{\sqrt{3} * 9,623} = 600 \text{ А.}$$

Обчислені струми короткого замикання показані на розрахунковій схемі.

6.3. Захист трансформаторів системи внутрішнього електропостачання

Для трансформатора Т1, Т2 і Т3 (рис. 6.2) системи внутрішнього електропостачання приймається МСЗ з обмеженою залежною характеристикою витримки часу з використанням реле струму типу РТ-85.

Приклад 6.2. Розрахунок релейного захисту трансформатора розподільного пункту.

Вихідні дані у відповідності з рис. 6.2.

Розв'язання. Обирається струм спрацьовування МСЗ на боці 10 кВ (захист 1), виконаний за схемою неповної зірки з двома струмовими реле.

Перша умова – неспрацьовування захисту після вимикання з витримкою часу близького зовнішнього трифазного КЗ на приєднанні, що відходить, з боку 0,4 кВ

$$I_{C3} = \frac{K_H * K_{C3П} * I_{P.M.}}{K_B},$$

де K_H – коефіцієнт надійності, приймається $K_H = 1,2$;

$K_{C3П}$ – коефіцієнт самозапуску, за умовою $K_{C3П} = 2,5$;

K_B – коефіцієнт повернення реле, приймається $K_B = 0,8$;

$I_{P.M.}$ – робочий максимальний струм,

$$I_{P.M.} = I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} = \frac{400}{\sqrt{3} * 10} = 23 \text{ А.}$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 * 2,5}{0,8} * 23 = 90 \text{ А.}$$

Друга умова – неспрацьовування захисту після роботи АВР «знизу» на боці 0,4 кВ

$$I_{C3} = K_H (K_{C3П} * I_{P.Mрез} + I_{P.M.}),$$

де $I_{P.Mрез}$ – максимальний робочий струм секції 0,4 кВ, яка під'єднується до Т1 при спрацьовуванні АВР, $I_{P.Mрез} = 0,7 I_{НОМ}$;

$I_{P.M}$ – максимальний робочий струм Т1, $I_{P.M} = 0,7 I_{НОМ}$.

$$I_{C3} = 1,2 (2,5 * 0,7 * 23 + 0,7 * 23) = 68 \text{ А.}$$

Із двох умов приймається найбільше значення $I_{C3} = 90 \text{ А}$.

Для налаштування від захисних характеристик автоматів на боці 0,4 кВ час спрацьовування МСЗ у незалежній частині своєї характеристики приймається рівним 0,5 с.

Перевіряється чутливість МСЗ до двофазного КЗ в КЗ

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} * \frac{I_{КЗ}^{(3)}}{I_{C3}} = \frac{\sqrt{3} * 467}{2 * 90} = 4,5.$$

Коефіцієнт чутливості має бути не менше 1,5, а ще краще не менше 2, щоб врахувати КЗ через перехідний опір дуги.

Обирається струм спрацьовування відсічення за умовою налаштування на КЗ за трансформатором Т1 у зоні попереднього захисту

$$I_{\text{ВІД}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 1,5 \cdot 467 = 700 \text{ А.}$$

Друга умова для відсічення – налаштування від стрибка струму намагнічування Т1

$$I_{\text{ВІД}} = (4 \dots 5) I_{\text{НОМ}} = 5 \cdot 23 = 115 \text{ А.}$$

Із двох умов приймається $I_{\text{ВІД}} = 700 \text{ А}$. Кратність відсічення $700/90 = 7,7$.

Коефіцієнт чутливості відсічення при двофазному КЗ в місці встановлення захисту

$$K_{\text{Ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4700}{2 \cdot 700} = 5,8.$$

Чутливість відсічення відповідає вимогам ПУЕ. Підвищена чутливість відсічення необхідна для швидкого вимикання КЗ на вводах 10 кВ і частково в самому трансформаторі. Обрані вставки захисту 1 показані на рис. 6.2.

Струм спрацьовування реле захисту 1

$$I_{\text{СР}} = \frac{K_{\text{СХ}}}{K_1} \cdot I_{\text{СЗ}} = \frac{1 \cdot 90}{15} = 6 \text{ А.}$$

Приклад 6.3. Розрахунок релейного захисту трансформатора центрального розподільного пункту.

Вихідні дані. Розрахунки захисту трансформатора Т3 (рис. 6.2) виконуються аналогічно прикладу 6.2.

Розв'язання. Номінальний струм трансформатора

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування залежного елемента захисту за умовою неспрацьовування після вимикання найближчого зовнішнього трифазного КЗ

$$I_{C3} = \frac{K_H * K_{C3П}}{K_B} * I_{P.M} = \frac{1,2 * 2,5}{0,8} * 36,4 = 140 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту за умовою неспрацьовування захисту після роботи АВР «знизу»

$$I_{C3} = 1,2 (2,5 * 0,7 * 36,4 + 0,7 * 36,4) = 110 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{C3} = 140 \text{ А}$ і час спрацьовування в незалежній частині 0,5 с.

Чутливість до двофазного КЗ за трансформатором

$$K_{Ч} = \frac{0,865 * I_{КЧ}^{(3)}}{I_{C3}} = \frac{0,865 * 600}{140} = 3,7.$$

Струм спрацьовування реле захисту 3

$$I_{CP} = \frac{K_{CX}}{K_1} * I_{C3} = \frac{1 * 140}{30} = 4,6 \text{ А.}$$

Найближча вставка на реле РТ-85 дорівнює 5 А. Тоді $I_{C3} = 5 * 30 = 150 \text{ А}$.

Струм спрацьовування відсічення

$$I_{ВІД} = K_H * I_{КЧ}^{(3)} = 1,6 * 600 = 1000 \text{ А.}$$

Кратність відсічення $1000/150 = 6,67$. Найближча вставка кратності відсічення дорівнює 7. Тоді вставка відсічення

$$I_{ВІД} = 7 * 150 = 1050 \text{ А.}$$

Вставки захисту 3 (ТЗ) показані на рис. 6.2. Дані характеристики наведені в табл. 6.1.

Таблиця 6.1

Дані характеристики захисту 3

К, відн. од.	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
t _р , с	6	2,5	1,2	0,8	0,7	0,6	0,55	0,5	0,5
I _к , А	150	225	300	375	450	525	600	675	750

Характеристика захисту показана на рис. 6.3, де $K = I_P / I_{CP}$; $I_K = K * I_{CP} * K_1 / K_{CX}$ при $K_{CX} = 1$; $I_K = K * I_{C3}$.

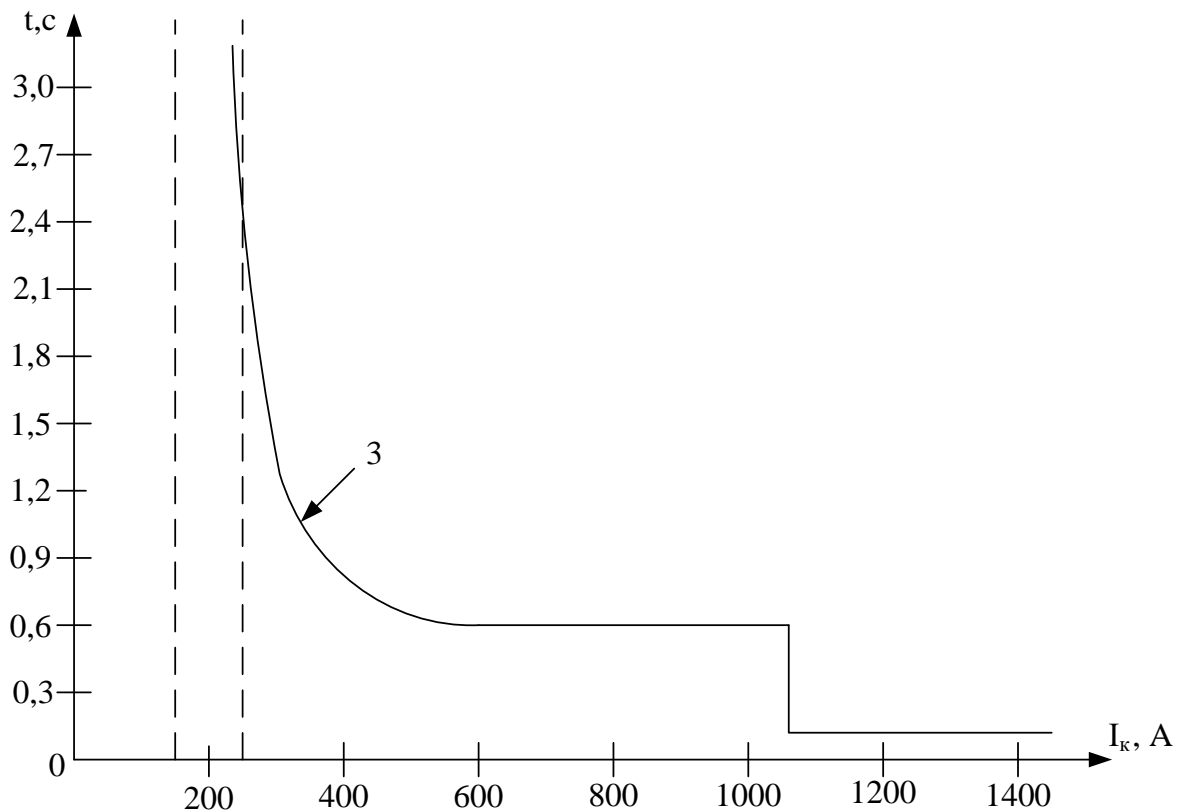


Рис. 6.3. Характеристика захисту трансформатора центрального розподільного пункту

6.4. Захист кабельних ліній ЦРП

Для захисту кабельної лінії між ЦРП і РП (рис. 6.2) приймається МСЗ на реле РТ-85 за схемою неповної зірки.

Приклад 6.4. Розрахунок релейного захисту кабельної лінії ЦРП.

Вихідні дані у відповідності з рис. 6.2.

Розв'язання. Розглядаються такі умови вибору струму спрацьовування захисту.

Умова неспрацьовування захисту після відновлення живлення дією АВР «зверху» на ЦРП

$$I_{СЗ} = K_H * K_{СЗП} * I_{Р.М.},$$

де $I_{Р.М.}$ – максимальний робочий струм кабельної лінії, яка може жити два трансформатори РП1 і два трансформатори РП2 з навантаженням близько 0,7 номінального режиму.

$$I_{C3} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,7 \cdot 23 \cdot 4 = 200 \text{ А.}$$

Умова повернення захисту (неспрацьовування) після вимкнення найближчого трифазного КЗ в зоні попереднього захисту (наприклад захисту Т1). Кабельна лінія до зовнішнього КЗ живила чотири трансформатори РП1 і РП2 із навантаженням 0,7, а після вимкнення КЗ живить три трансформатори:

$$I_{C3} = \frac{K_H \cdot K_{C3П}}{K_B} \cdot I_{P.M} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 0,7 \cdot 23 \cdot 3 = 182 \text{ А.}$$

Умова неспрацьовування захисту після дії АВР «знизу» на РП1, коли до навантаження РП1 приєднується навантаження РП2, що самозапускається,

$$I_{C3} = K_H (K_{C3П} \cdot I_{P.Mрез} + I_{P.M}),$$

$$I_{C3} = 1,2 (2,5 \cdot 0,7 \cdot 23 \cdot 2 + 0,7 \cdot 23 \cdot 2 \cdot 1,5) = 155 \text{ А.}$$

Із трьох умов приймаємо $I_{C3} = 200 \text{ А.}$

Кратність відносно робочого максимального струму кабельної лінії, що захищається,

$$K = \frac{I_{C3}}{I_{P.M}} = \frac{200}{0,7 \cdot 23 \cdot 4} = 3,1.$$

Перевіримо умову узгодження чутливості захисту 2 з попередніми захистами:

$$I_{C3носл} = K_{НС} (I_{C3пред.макс} + \sum_1^{N-n} I_{P.M(N-n)}) = 1,3 \cdot (90 + 0,7 \cdot 23 \cdot 3) = 180 \text{ А.}$$

Умова узгодження чутливості при обраній вставці ($I_{C3}=200 \text{ А}$) виконується.

Струм спрацьовування реле захисту 2, виконаного за схемою неповної зірки,

$$I_{CP} = \frac{200}{\left(\frac{200}{5}\right)} = 5 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні

$$K_{ч осн} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{0,865 \cdot 4700}{200} = 20,3.$$

Коефіцієнт чутливості в зоні резервування

$$K_{\text{ч рез}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{0,865 \cdot 467}{200} = 2.$$

Резервування захистом 2 КЗ за трансформатором Т1 забезпечується.

Визначається час спрацьовування захисту 2 з умови забезпечення ступеня селективності з МСЗ трансформатора Т1, що при кратності струму КЗ на шинах РП1 (К2), яка дорівнює $4700/90=52$, працює в незалежній частині характеристики, тобто з часом 0,5 с. Але при струмі спрацьовування відсічення Т1 (700 А) захист 2 (кабельної лінії) також діє з мінімальною затримкою, порушуючи вимоги селективності. А тому для захисту 2 має бути така характеристика спрацьовування, яка при струмі 700 А чи кратності $700/200=3,5$ забезпечувала б час спрацьовування захисту 2 на 0,5 с більше, ніж час спрацьовування захисту 1 при тому самому значенні струму КЗ, але при кратності $700/90=7,8$.

При цій кратності струму КЗ захист 1 уже працює в незалежній частині своєї характеристики, тобто з часом 0,5 с. Для захисту 2 при такому самому струмі час спрацьовування має бути $t_2 = t_1 + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$ с.

Таким чином, захист 2 повинен мати характеристику з часом спрацьовування в незалежній частині 1 с.

Але, маючи запас чутливості в зоні резервування, можна знизити час спрацьовування захисту до 0,5 с за рахунок збільшення струму спрацьовування захисту, виходячи з мінімального значення коефіцієнта чутливості:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{K_{\text{ч min}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{467}{1,2} = 320 \text{ А};$$

$$I_{\text{СП}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{K_1} = \frac{320}{40} = 8 \text{ А}.$$

При струмі спрацьовування відсічення Т1 (700 А) кратність струму в реле захисту 2 дорівнює $700/320 = 2,2$.

При такій кратності струму захист 2 спрацює з часом 1 с при обраній вставці за часом у незалежній частині 0,5 с.

На рис. 6.4 наведені характеристики захисту Т1 (1) і захисту кабельної лінії (2), а в табл. 6.2 – їхні дані.

Таблиця 6.2

Дані характеристик захистів 1 і 2

К, відн. од.	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
t_p, c	6	2,5	1,2	0,8	0,7	0,6	0,55	0,5	0,5
Характеристика захисту 1, трансформатора Т1									
$I_{K,1}, A$	90	135	180	225	270	315	360	405	450
Характеристика захисту 2, кабельної лінії									
$I_{K,2}, A$	320	480	640	800	960	1120	1280	1440	1600

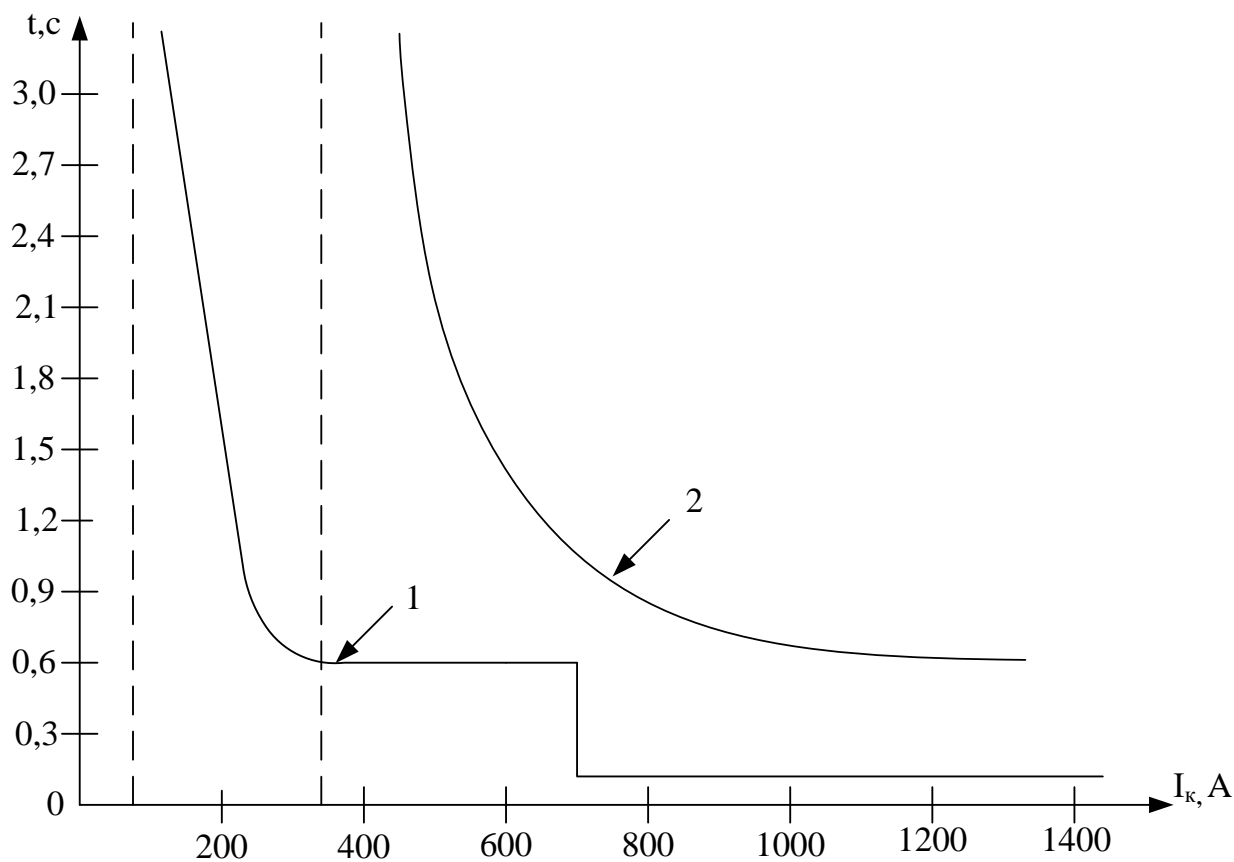


Рис. 6.4. Характеристики захистів 1 і 2

Приклад 6.5. Розрахунок релейного захисту кабельної лінії ЦП.

Вихідні дані. Захист радіальної кабельної лінії між ЦП1-ЦРП (рис. 6.2) виконується на реле типу ЯРЕ-2201. Часова струмова характеристика захисту – залежна.

Розв'язання. Максимальний робочий струм, що протікає через захист 5, може дорівнювати сумі навантажень двох секцій ЦРП при ввімкненому вимикачі 4 (чотири трансформатори 400 кВА і два по 630 кВА з коефіцієнтами навантаження 0,7)

$$I_{P.M} = 0,7 (4 \cdot 23 + 2 \cdot 36,4) = 115 \text{ А.}$$

Умова налаштування від струму в лінії ЦП1 – ЦРП під час дії АВР чи АПВ на ЦП1

$$I_{C3} = K_H \cdot K_{C3П} \cdot I_{P.M} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 115 = 350 \text{ А.}$$

Умова узгодження із захистом 4

$$I_{C35} = K_H (I_{C34} + I_{P.M \text{ ЦРП}}) = 1,3 (420 + 58) = 620 \text{ А.}$$

Як видно, при струмі спрацьовування 620 А захист 5 не резервує КЗ за трансформатором ТЗ, де струм КЗ дорівнює 600 А.

У відповідності з ПУЕ, враховуючи часовий режим роботи ЦРП із ввімкненими СВ, можна не узгоджувати між собою чутливість захистів 5 і 4. Тому з метою забезпечення далекого резервування захисту ТЗ приймаємо

$$I_{C35} = I_{C34} = 420 \text{ А.}$$

Чутливість захисту в зоні резервування

$$K_{\text{чрез}} = \frac{I_{K4}^{(2)}}{I_{C35}} = \frac{0,865 \cdot 600}{420} = 1,23 > 1,2.$$

Обирається характеристика захисту 5 таким чином, щоб при максимальному значенні струму найближчого зовнішнього КЗ (6000 А – максимальний струм у зоні попереднього захисту) ступінь селективності між захистами 4 і 5 був не менше 0,4 с. При цьому відносне значення струму КЗ

$$K = I_{K1} / I_{C35} = 6000/420 = 14,2.$$

Характеристика часу спрацьовування блока МСЗ типу ЯРЕ-2201 відповідає формулі

$$t = A \cdot \frac{0,14}{K^{0,02} - 1},$$

де t – розрахунковий час спрацьовування, с;

A – масштабний коефіцієнт, що має діапазон регулювання від 0,05 до 1 ($\Delta A = 0,05$);

K – відносне значення (кратність) струму КЗ.

Визначається необхідний масштабний коефіцієнт A , щоб при $K = 14,2$ час був $t = 1,4$ с

$$0,14 = A \cdot \frac{0,14}{14,2^{0,02} - 1},$$

тоді $A = 0,54$ і з округленням $A = 0,05 \cdot 11 = 0,55$.

При $A = 0,55$ за формулою розраховується характеристика захисту 5, яка подана в табл. 6.3.

Таблиця 6.3

Дані характеристики захисту 5

K , відн.од.	1,5	2	4	5	6	8	10	11	12	14,2	15
t , с	9,6	5,5	2,8	2,4	2,1	1,83	1,64	1,61	1,5	1,4	1,4
$I_{K,5}$, А	630	840	1680	2100	2520	3360	4200	4620	5040	6000	6300

6.5. Захист секційного вимикача на ЦРП

Для захисту секційного вимикача на центральному розподільному пункті (рис. 6.2) приймається МСЗ з обмеженою залежною характеристикою витримки часу з використанням реле струму типу РТ-85.

Приклад 6.6. Розрахунок релейного захисту секційного вимикача на центральному розподільному пункті.

Вихідні дані. Обирається струм спрацьовування МСЗ 4, встановленої на секційному вимикачі ЦРП.

Розв'язання. Максимальний робочий струм, що протікає через захист 4, може дорівнювати сумі струмів навантаження двох трансформаторів по 400 кВА й одного потужністю 630 кВА з урахуванням коефіцієнта завантаження 0,7

$$I_{P.M} = 0,7 (2 \cdot 23 + 36,4) = 58 \text{ А.}$$

Умова неспрацьовування під час дії АВР на секційному вимикачі СВ

$$I_{C3} = K_H \cdot K_{C3П} \cdot I_{P.M} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 58 = 175 \text{ А.}$$

Умова узгодження за чутливістю з захистом 2

$$I_{C34} = K_H (I_{C32} + 0,7 I_{T3}) = 1,3 (320 + 0,7 \cdot 36,4) = 450 \text{ А.}$$

Найближча вставка для реле захисту 4 дорівнює 7 А, для струму спрацьовування захисту (первинний струм)

$$I_{C34} = I_{CP4} K_I = 7 \cdot 300/5 = 420 \text{ А.}$$

Чутливість захисту 4

$$K_{\text{чочн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{K1}^{(3)}}{2 \cdot I_{C34}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6000}{2 \cdot 420} = 12,3;$$

$$K_{\text{чрез1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{K2}^{(3)}}{2 \cdot I_{C34}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4700}{2 \cdot 420} = 9,6;$$

$$K_{\text{чрез2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{K4}^{(3)}}{2 \cdot I_{C34}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 600}{2 \cdot 420} = 1,23.$$

Як видно, обрана вставка захисту 4 відповідає вимогам ПУЕ.

Витримка часу спрацьовування захисту 4 обирається за умовою узгодження з захистом 2, на ступінь селективності 0,5 с вище у своїй незалежній частині згідно з рис. 6.5. Дані характеристики наведені в табл. 6.4.

Таблиця 6.4

Дані характеристики захисту 4

К, відн.од.	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4
t_p , с	9	4	2	1,5	1,2	1	1
$I_{K,4}$, А	420	630	840	1050	1260	1470	1680

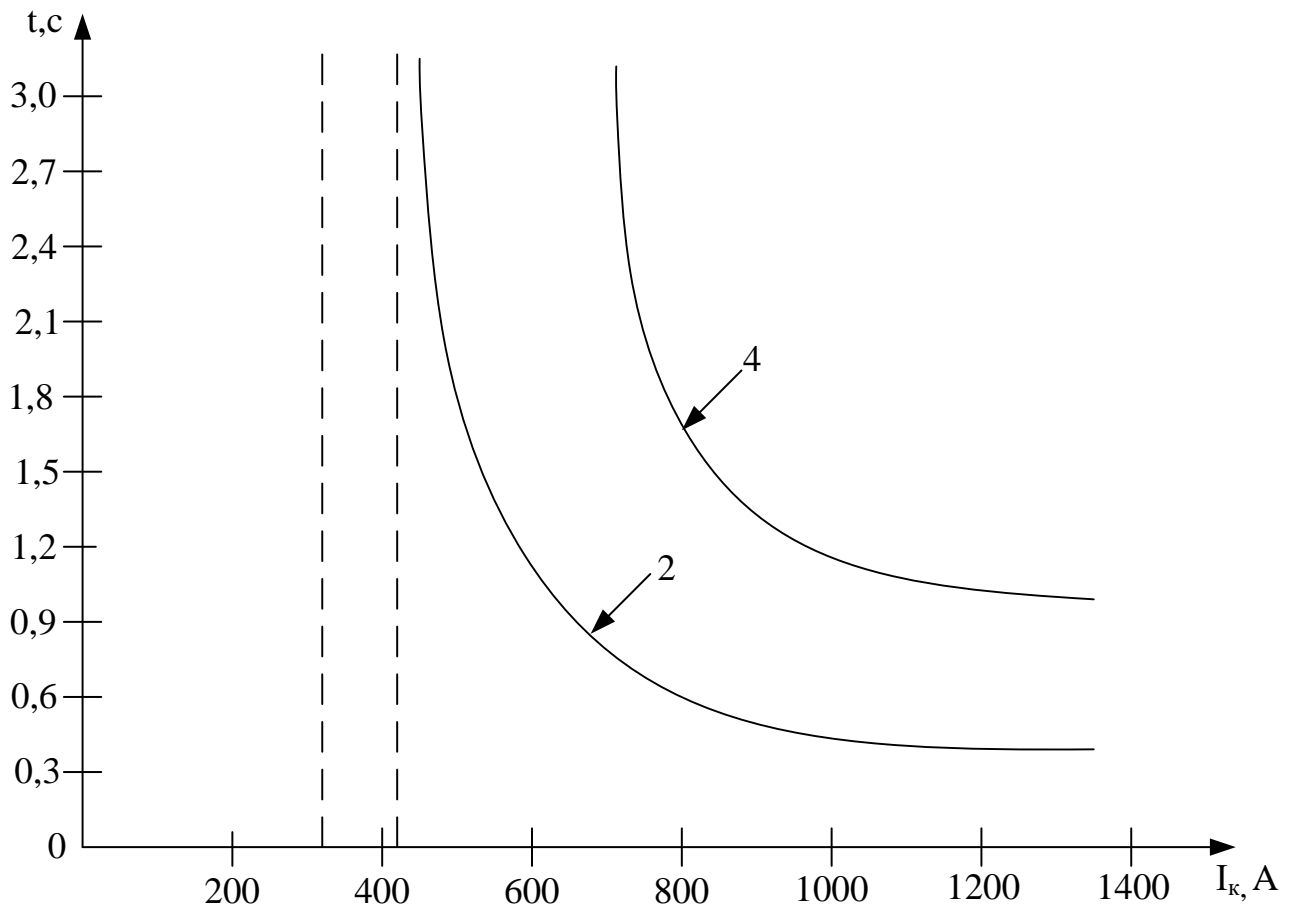


Рис. 6.5. Характеристики захистів 2 і 4

6.6. Узгодження характеристик захистів

Узгодження спільної роботи захистів електрично пов'язаної системи електропостачання визначається вищою вимогою – селективністю. Селективність – це властивість релейного захисту визначати місце пошкодження (пошкоджену електроустановку) і вимкати в першу чергу тільки пошкоджену ЕУ від решти непошкоджених частин електричної мережі. Ознаки, за якими визначається пошкоджена електроустановка (місце пошкодження): значення струму, напруги, опору, потужності і тривалості пошкодження; порівняння значень зазначених параметрів, логічне порівняння сигналів від взаємопов'язаних електроустановок та ін.

Приклад 6.7. Узгодження характеристик захистів елементів системи електропостачання.

Вихідні дані. У табл. 6.5 наведені характеристики захистів, де $K = I_P / I_{CP}$; $I_K = K \cdot I_{CP} \cdot K_I / K_{CX}$, при $K_{CX} = 1$ $I_K = K \cdot I_{CЗ}$.

Таблиця 6.5

Дані характеристик реле і захистів

К	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	6
Реле РТ-80 з часом 0,5 с у незалежній частині										
t_P, c	6	2,5	1,2	0,8	0,7	0,6	0,55	0,5	0,5	0,5
Реле РТ-80 з часом 1,0 с у незалежній частині										
t_P, c	9	4	2	1,5	1,2	1	1	1	1	1
Захист Т1 (РЗ-1)										
I_K, A	90	135	180	225	270	315	360	405	450	540
Захист КЛ (РЗ-2)										
I_K, A	320	480	640	800	960	1120	1280	1440	1600	1920
Захист Т3 (РЗ-3)										
I_K, A	150	225	300	375	450	525	600	675	750	900
Захист СВ (РЗ-4)										
I_K, A	420	630	840	1050	1260	1470	1680	1890	2100	2520

Розв'язання. На рис. 6.6 подано карту селективності обраних захистів, з якої видно, як узгоджуються за струмом і часом спрацьовування захисти:

- характеристика 1 – захист Т1, виконаний на реле РТ-85;
- характеристика 2 – захист кабельної лінії ЦРП – РП1 (реле РТ-85);
- характеристика 3 – захист Т3 (реле РТ-85);
- характеристика 4 – захист на секційному вимикачі ЦРП (реле РТ-85);
- характеристика 5 – захист кабельної лінії ЦП1 – ЦРП (реле ЯРЕ-85).

Як видно, селективність, яка вимагається правилами (ПУЕ), забезпечується в усіх аварійних і післяаварійних режимах.

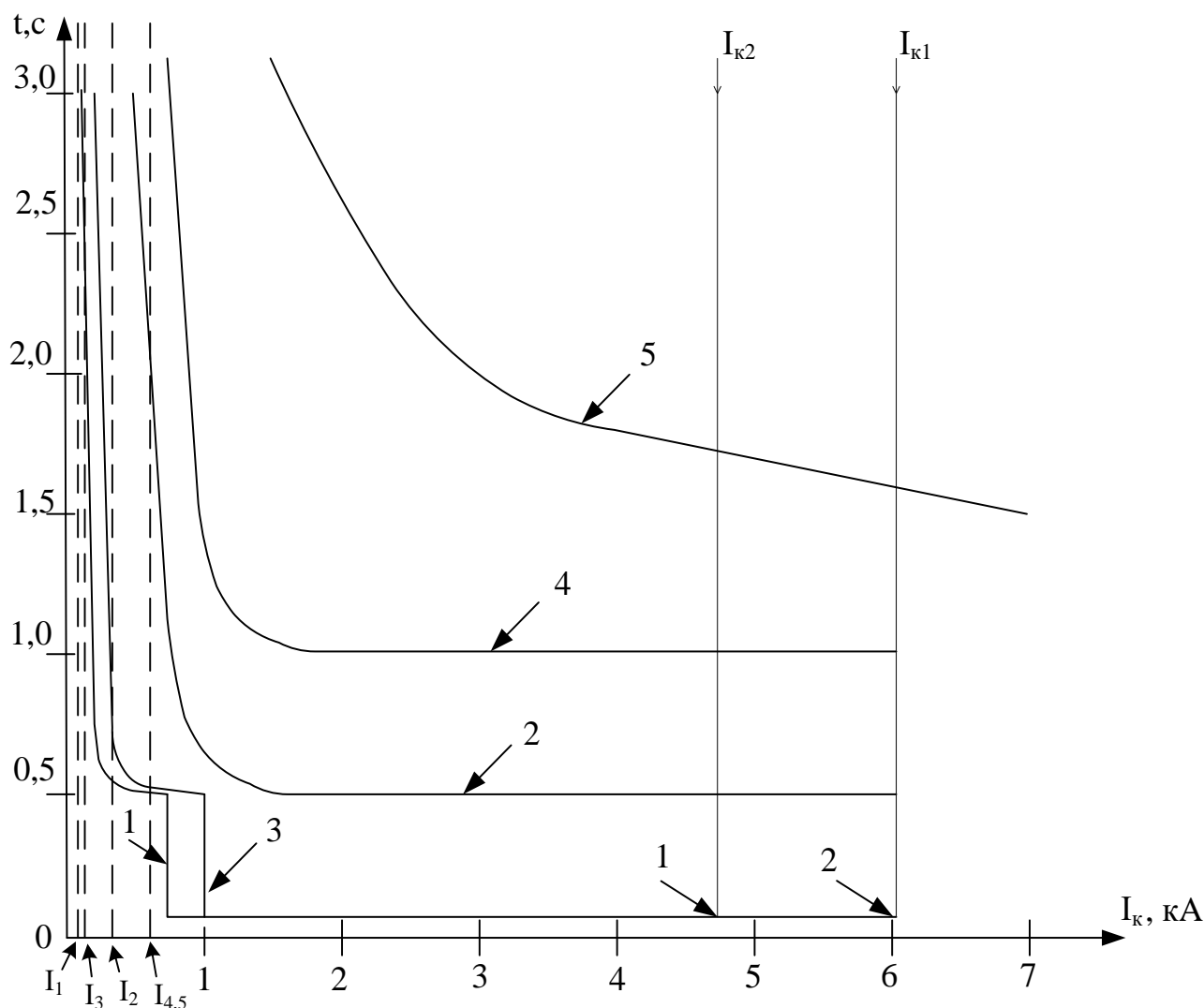


Рис. 6.6. Карта селективності захистів

6.7. Захист дизель-генераторів

Розглядається дизель-генератор напругою 6 кВ і потужністю 5600 кВт. Синхронний генератор типу СБГД 6300-У3 із безщітковою системою збудження й автоматичним регулюванням напруги. Генератор складається з власне генератора зі збуджувачем і підзбуджувачем на одному загальному валу, системи збудження генератора та комплектуючих пристроїв. Генератор збуджується в процесі розгону за час не

більше 8 с. При досягненні номінальної частоти обертання його напруга складає не менше 95 % $U_{\text{ном}}$. Генератор при одиничній і паралельній роботі забезпечує:

1) регулювання напруги за астатичною характеристикою і статичною з нахилом від 0 до 3 % номінальної;

2) плавне вимірювання вставки напруги в межах $\pm 5\%$ номінального значення з відхиленням 0,5 % на будь-якому навантаженні;

3) відхилення напруги від номінальної $\pm 2\%$ при зміні струму навантаження від 0 до 100 %;

4) відхилення напруги, що встановилося, при будь-якому навантаженні, яке встановилося, з точністю $\pm 1\%$; допускається перехідне відхилення напруги до 40 % номінальної протягом 0,1 с при пусках асинхронних двигунів, що викликають раптове збільшення струму генератора до 150 % номінальної з $\cos \varphi = 0,3 \div 0,4$;

5) тривалу роботу при небалансі струму у фазах до 20 % за умови, що в жодній із фаз генератора струм не перебільшить номінальне значення; коефіцієнт небалансу лінійних напруг при цьому не перевищує 5 % устанавленого значення;

б) роботу при будь-яких пошкодженнях дво- і трифазні замикання в режимі будь-якого навантаження протягом 5 с. Після вимкнення короткого замикання напруга генератора відновлюється з точністю $\pm 2\% U_{\text{ном}}$ за час не більше 2 с;

7) запуск асинхронного короткозамкненого двигуна з потужністю до 30 % номінальної потужності генератора;

8) роботу при номінальних значеннях напруги й частоти при будь-якому тепловому стані і витримує вказані нижче перевантаження за струмом, залишаючись після цього придатним для подальшої роботи в номінальному і перевантажувальних режимах протягом ресурсу, що залишився:

- 10 % – протягом 60 хв (при $\cos \varphi = 0,8$);
- 25 % – протягом 15 хв (при $\cos \varphi = 0,8$);
- 50 % – протягом 2 хв (при $\cos \varphi = 0,8$).

Схеми захистів зображені на рис. 6.7 і 6.8.

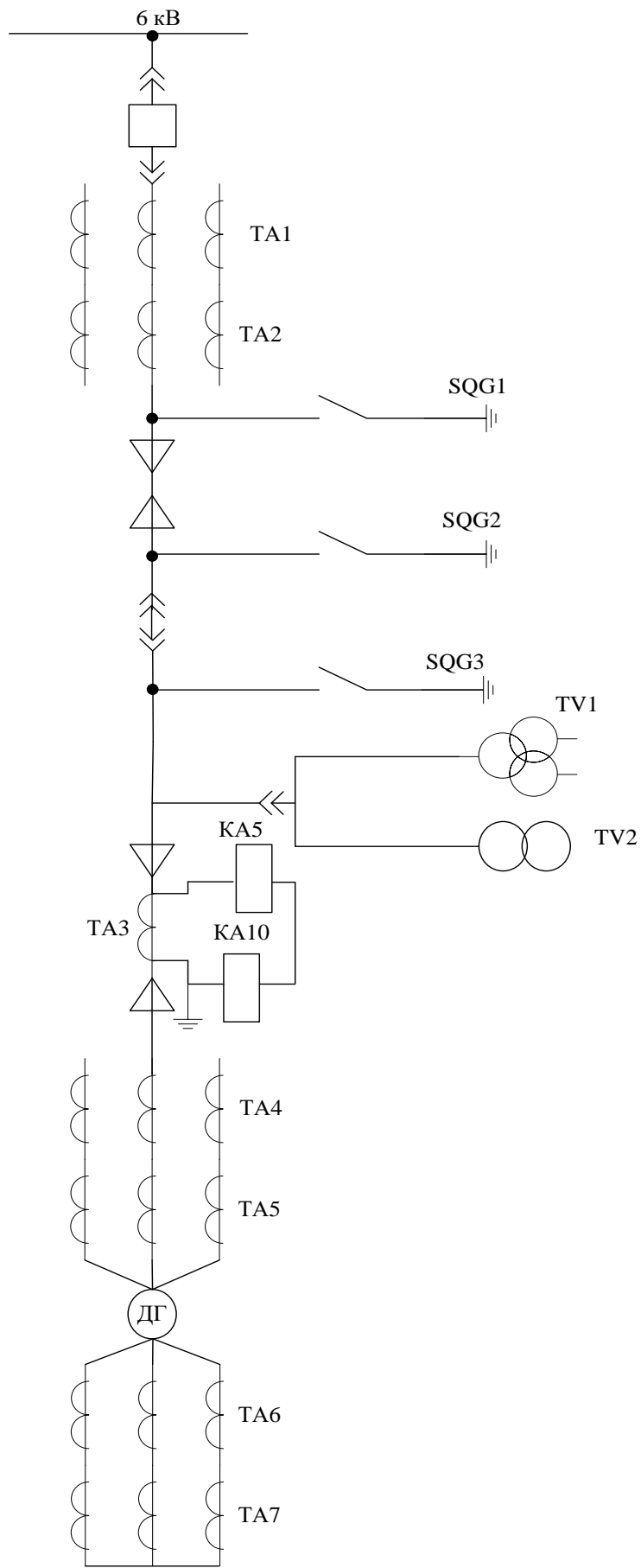


Рис. 6.7. Захист дизель-генератора (пояснювальна схема)

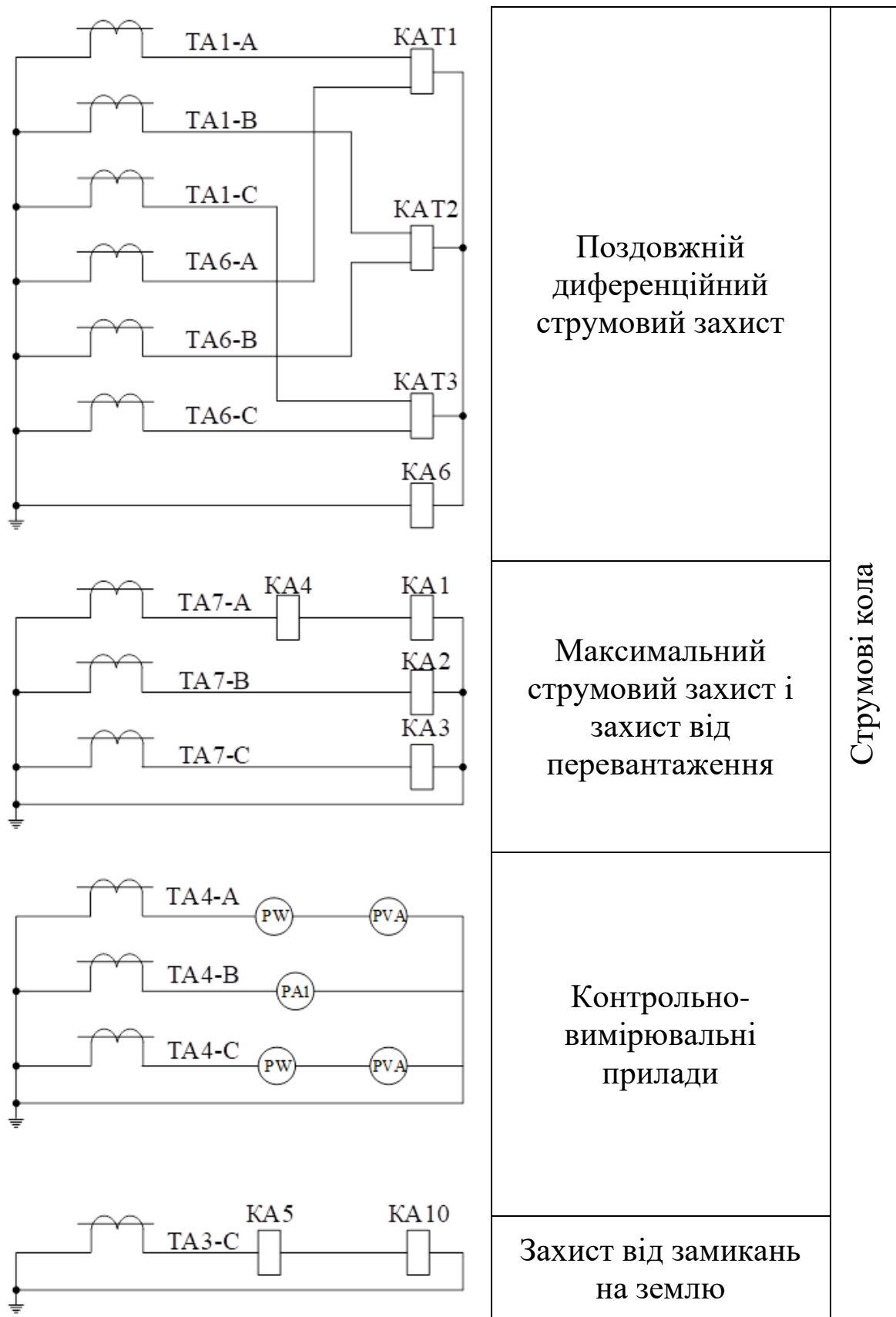


Рис. 6.8. Захист дизель-генератора
(кола змінного струму)

Згідно з Правилами улаштування електроустановок для дизель-генераторів високовольтної мережі електропостачання необхідні такі захисти:

- 1) поздовжній диференційний;
- 2) максимальний струмовий;
- 3) від симетричних перевантажень;
- 4) однофазних замикань на землю в мережі генераторної напруги;
- 5) контроль ізоляції мережі 6 кВ (діє на сигнал);
- 6) контроль напруги в колах оперативного струму (діє на сигнал);
- 7) контроль напруги вторинних кіл трансформатора напруги ТН 6 кВ (діє на сигнал).

Поздовжній диференційний захист, виконаний на реле *КАТ1 – КАТ3* типу РНТ-565, призначений для захисту від багатофазних замикань у зоні дії захисту. Зона дії захисту обмежена трансформаторами струму *ТА1*, установленими в «нулі» генератора й *ТА6*, установлених на виводах генератора.

Захист діє на вимикання вимикача генератора й зупинку дизель-генератора без витримки часу. Контроль цілісності струмових кіл диференційного захисту здійснюється за допомогою струмового реле *КА6*, ввімкненого в нульовий провід. При спрацьовуванні захисту загорається світлодіод «Диф. захист» на щиті керування генератором (ЩКГ). При обриві струмових кіл – світлодіод «Обрив кіл диф. захисту» на ЩКГ.

Максимальний струмовий захист із комбінованим пуском за напругою призначений для захисту від понадструмів при зовнішніх коротких замиканнях, а також для резервування диференційного захисту генератора.

Захист виконаний на реле струму типу РТ-40 (*КА1 – КА3*) і приєднується до трансформатора струму *ТА7*, установленого в «нулі» генератора.

При перевантаженнях, які не супроводжуються значним зниженням напруги, робота захисту блокується за допомогою реле напруги (*KV2*).

При роботі максимального струмового захисту на ЩКГ загорається світлодіод «Максимальний струмовий захист».

Максимальний струмовий захист із використанням струму однієї фази генератора призначений для захисту від симетричних перевантажень. Виконаний на струмовому реле *КА4*. Діє на сигнал із витримкою часу.

При спрацьовуванні захисту загоряється світлодіод «Перевантаження пристрою».

Захист від однофазних замикань на «землю» в мережі генераторної напруги, виконаний на реле струму РТ-40 і приєднаний до трансформатора струму нульової послідовності *ТАЗ*, установлений на кабельній зв'язці від виводів генератора до комірок КРП.

Захист вводиться до роботи в тому випадку, якщо ємнісний струм замикання на землю більше 5 А. Діє з витримкою на вимикання вимикача генератора й на зупинку дизель-генератора.

Захист від однофазних замикань на землю в мережі 6 кВ (пристрій контролю ізоляції) діє на сигнал. При струмах замикання на землю менше 5 А спрацьовує пристрій контролю ізоляції, приєднаний до трансформатора напруги *ТІ1*.

При появі *3U*-нульової послідовності спрацьовує реле *KV* і видає сигнал на ЩКГ.

Приклад 6.8. Розрахунок захистів дизель-генератора.

Вихідні дані. Номінальний струм дизель-генератора $I_{\text{ном,ДГ}} = 723$ А. Струм самозапуску двигунів секцій навантаження $I_{\text{самоз}} = 739$ А.

Розв'язання. Струм спрацьовування максимального струмового захисту з блокуванням за напругою обирається за умовою налаштування від максимального струму самозапуску двигунів секцій навантаження чи номінального струму дизель-генератора.

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{отс.}}}{K_{\text{в.}}} \cdot I_{\text{самоз}},$$
$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,2 \cdot 739}{0,8} = 1108 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту за струмом в основній зоні

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}},$$

де

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2(X_{дг}(0,4) + X_K)}$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{6300}{2(1,2 + 0,0028)} = 2625 \text{ А.}$$

$$K_{ч} = \frac{2625}{1108} = 2,4 > 1,5.$$

Коефіцієнт чутливості захисту за струмом у зоні резервування

$$K_{ч} = \frac{I_{к.присд}^{(3)}}{I_{с.з.}}$$

де

$$I_{присд}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(X_{дг}(0,4) + X_K + X_{K(присд)})}$$

$$I_{присд}^{(3)} = \frac{6300}{\sqrt{3}(1,2 + 0,0028 + 0,016)} = 2981 \text{ А.}$$

$$K_{ч} = \frac{2981}{1108} = 2,75 > 1,2.$$

Напряга спрацьовування реле мінімальної напруги

$$U_{с.з.} = (0,5 \div 0,6 U_{ном.}) = 0,55 \div 6300 = 3465 \text{ В.}$$

$$U_{р.} = \frac{3465}{\frac{6300}{100}} = 55 \text{ В.}$$

Витримка часу за умовою селективності

$$t_{с.з.} = t_{присд} + \Delta t = 0,17 + 0,5 = 0,67 \text{ с.}$$

Струм спрацьовування захисту від перевантаження обирається за умовою налаштування від номінального струму

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс.} \cdot I_{ном.}}{K_{в.}}$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,05 \cdot 723}{0,8} = 949 \text{ А.}$$

Захист діє на сигнал із витримкою часу 2 с.

Розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту дизель-генератора. Струм трифазного короткого замикання

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3}(X_{дг(0)} + X_k)}$$
$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{6300}{\sqrt{3}(0,556 + 0,0028)} = 6495 \text{ А.}$$

Струм двофазного короткого замикання

$$I_{к.з.}^{(2)} = \frac{U_{ном.}}{2(X_{дг(0)} + X_k)}$$
$$I_{к.з.}^{(2)} = \frac{6300}{2(0,556 + 0,0028)} = 5625 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацьовування захисту

$$I_{с.з.} = K_{отс.} \cdot I'_{н.б.расч.}$$
$$I'_{н.б.расч.} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{к.макс.}$$
$$I'_{н.б.расч.} = 1,1 \dots 0,1 \cdot 6500 = 650 \text{ А.}$$
$$I_{с.з.} = 1,3 \cdot 650 = 845 \text{ А.}$$

Розрахункова величина вторинного струму спрацьовування реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{K_{тт}}$$
$$I_{с.р.} = \frac{845}{\frac{1000}{5}} = 4,225 \text{ А.}$$

Розрахункова кількість витків обмотки трансформатора диференційного реле

$$W_{расч.} = \frac{F_{с.р.}}{W_{пр.}} \cdot K_{тт}$$
$$W_{расч.} = \frac{100}{4,225} = 23,66 .$$

Уточнений струм спрацьовування захисту

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{F_{\text{с.р.}}}{W_{\text{пр.}}} \cdot K_{\text{тт}} .$$
$$I_{\text{с.з.}} = \frac{100}{24} \cdot \frac{1000}{5} = 833 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту

$$K_{\text{ч.}} = \frac{I_{\text{к.з.}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} .$$
$$K_{\text{ч.}} = \frac{5625}{833} = 6,76 > 2 .$$

6.8. Захист електродвигунів

Для високовольтних електродвигунів необхідні такі види захистів залежно від призначення й потужності електродвигунів [66]:

- ✓ максимальний струмовий захист від багатofазних коротких замикань (без витримки часу), струмове відсічення (СВ);
- ✓ диференційний струмовий захист від коротких замикань (без витримки часу), диференційне відсічення (ДфВ);
- ✓ максимальний струмовий захист від виткових замикань в обмотці статора;
- ✓ захист від замикань на землю в обмотці статора й живильної мережі (ЗНЗ);
- ✓ максимальний струмовий захист від подвійних замикань на землю (одна точка в обмотці статора, а інша – в іншій фазі мережі, що прилягає);
- ✓ максимальний струмовий захист із витримкою часу від перевантаження (ЗП);
- ✓ максимальний струмовий захист із залежною витримкою часу (за принципом теплової моделі електродвигуна);
- ✓ захист від несиметричних режимів живлення електродвигуна (ЗНР);
- ✓ захист мінімальної напруги;

✓ максимальний струмовий захист із витримкою часу від блокування ротора електродвигуна. Завданням захисту є забезпечення двигуна від перевантаження з боку робочого механізму, що може викликати зупинку електродвигуна;

✓ максимальний струмовий захист від неприпустимо тривалого пуску, завданням якого є забезпечення двигуна від наслідків пуску, що затягнувся;

✓ захист від багатократного пуску, що забезпечує двигун від наслідків багатократних пусків, що наступають у коротких відрізках часу.

Для синхронних електродвигунів додатково передбачаються захист від асинхронного режиму, від втрати живлення й несинхронного вимикання. У синхронному режимі ротор електродвигуна обертається синхронно з магнітним полем статора. При випаданні електродвигуна з синхронізму виникає режим з асинхронним обертанням ротора з кутовою частотою. Недоліки: ковзання ротора створює вихрові струми в бочці ротора та, як наслідок, місцеві нагрівання бандажних кілець, зубців ротора і сталі статора, тобто перегрівання обмоток ротора й статора; коливання струму обмотки статора й появу змінної складової у струмі ротора; виникнення вібрації електричної машини; асинхронний режим синхронного електродвигуна потужністю 10–20 МВт може призвести до коливань у живильній електричній мережі. Асинхронний режим виникає при значному зменшенні електричного моменту обертання електродвигуна. Наприклад, при порушенні стійкої роботи живильної електричної системи, близьких зовнішніх коротких замиканнях через зниження напруги, втрату живлення синхронного електродвигуна (напруга стає нижче $U_{кр} = 0,5-0,6 U_H$), втрату збудження ротора, значні механічні перевантаження на валу синхронного електродвигуна, що викликає проковзування ротора відносно поля статора, а тоді синхронний електродвигун виходить із синхронізму. Для захисту синхронного електродвигуна від асинхронного режиму застосовуються дві групи захистів.

Перша група – фіксація асинхронного режиму за виходом внутрішнього кута (кута вильоту) за граничне значення чи його періодичною зміною.

Друга група (непряма інформація):

- збільшення струму статора;

- поява змінної складової у струмі ротора;
- зміна знака реактивної потужності синхронного електродвигуна;
- зміна фазового кута (кута навантаження);
- зміна опору синхронного електродвигуна.

Несинхронне вмикання синхронного електродвигуна можливе при короткочасній втраті живлення після дії автоматичного повторного вмикання чи автоматичного вмикання резерву. Цей режим небажаний для збудженого синхронного електродвигуна, оскільки зменшується успішна ресинхронізація (втягування в синхронізм).

Приклад 6.9. Традиційна схема керування й захисту асинхронного електродвигуна.

Розв'язання. Термін «традиційна» означає використання звичайних електромеханічних технічних засобів, реле захистів. На рис. 6.9 подана пояснювальна схема приєднання захистів електродвигуна 6 кВ до кіл змінного струму.

Максимальний струмовий захист від багатофазних коротких замикань без витримки часу, струмове відсічення (СВ) з вимірювальними струмовими органами $KA1$ і $KA2$ приєднано до трансформаторів струму двох фаз $TA1A$ і $TA1C$ за двофазною, дворелейною схемою (схемою неповної зірки).

Максимальний струмовий захист із витримкою часу від перевантаження (ЗП) з вимірювальним струмовим органом $KA3$ ввімкнений у зворотний провід схеми неповної зірки з трансформаторами струму $TA2A$ й $TA2C$.

Захист від замикань на землю в обмотці статора й кабельної мережі (ЗЗНЗ) з вимірювальним струмовим органом $KA4$ підключений до кабельного трансформатора струму нульової послідовності (ТСНП) – $TA3$.

У схемі керування й захистів електродвигуна (кола оперативного струму) на рис. 6.10 наведені контакти вказаних захистів, що діють на вимикання вимикача $Q1$ електродвигуна за допомогою електромагніту вимикання $YAT1$.

При спрацьовуванні струмового реле захисту СВ замикається контакт реле $KA1$ чи $KA2$ (чи обидва разом залежно від виду міжфазного короткого замикання) і через вказівне реле $KN2$ живиться від «+» шини керування EC оперативного струму (табл. 6.6) вихідне проміжне реле $KL1$.

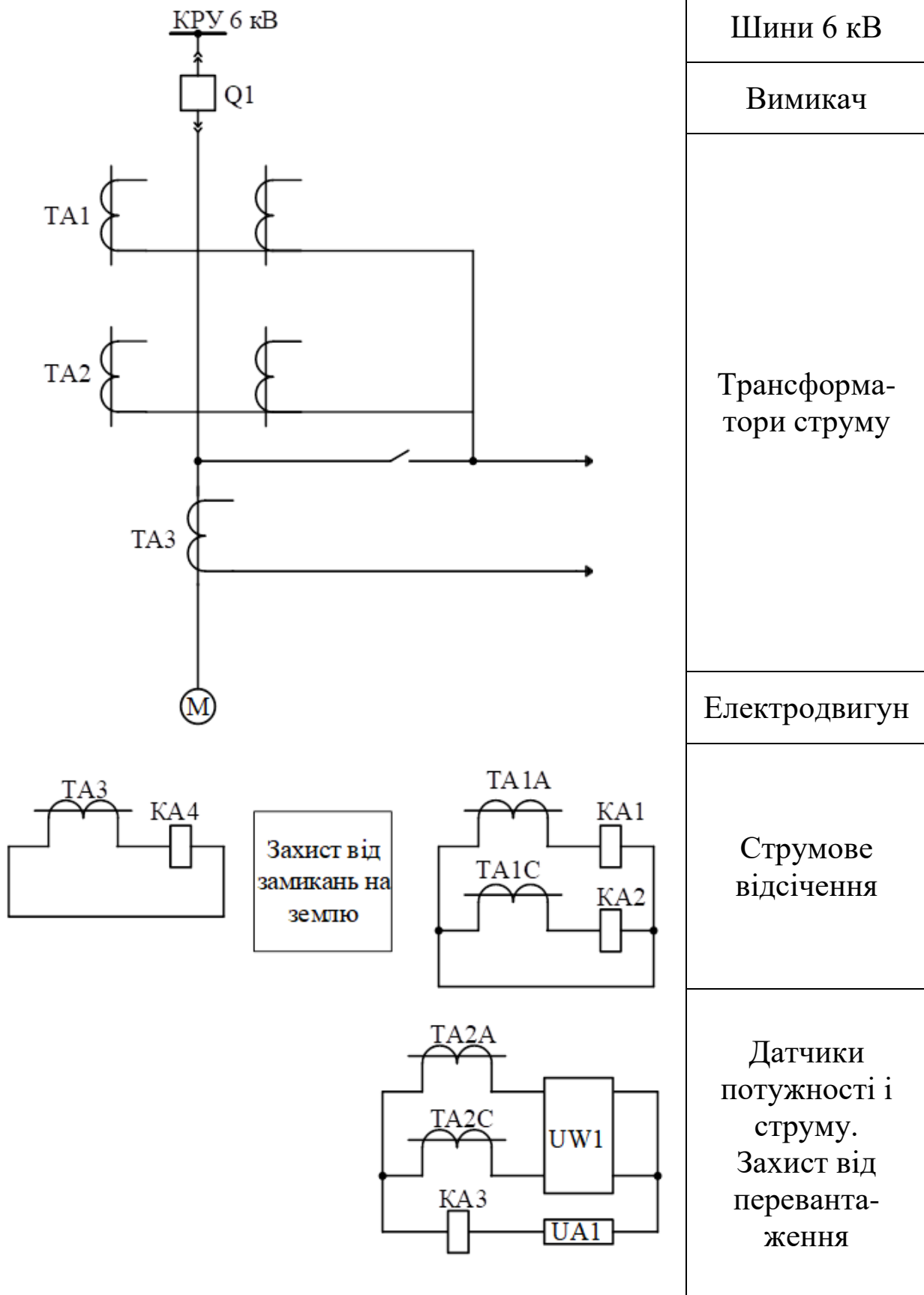
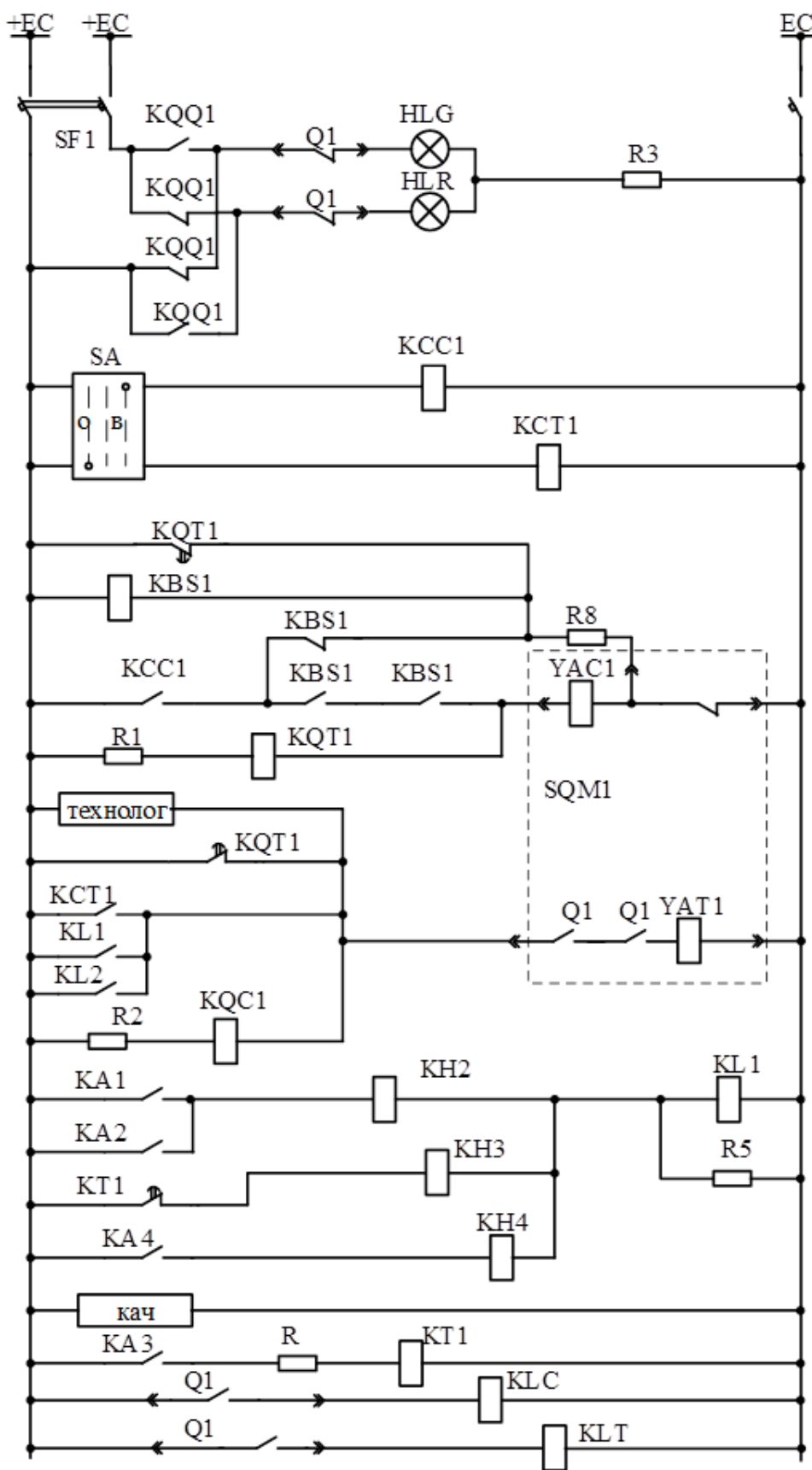


Рис. 6.9. Пояснювальна схема приєднання захистів електродвигуна 6 кВ (кола змінного струму)



Автомат захисту
Кола сигналізації положення вимикача
Реле команд
Кола вмикання і реле положення «Вимкнено»
Кола вимикання і реле положення «Ввмкнено»
Струмове відсічення
Захист від перевантаження
Захист від ЗНЗ
Захист від пеервантаження
Проміжне реле вимикача

Рис. 6.10. Схема керування й захистів електродвигуна (кола оперативного струму)

Умовні позначки. Шини керування й сигналізації

<i>EU</i>	Шини живлення приводів вимикача
<i>EC</i>	Шини керування
<i>+EP</i>	Шина «миготіння» ламп сигналізації положення вимикачів
<i>+EPД</i>	Шина знімання «миготіння»
<i>EH</i>	Шини сигналізації
<i>EA</i>	Допоміжні шини сигналізації
<i>ЕНА</i>	Шини звукової сигналізації аварійного вимикання
<i>ЕНР</i>	Шини звукової попереджувальної сигналізації
<i>ЕНТ</i>	Шина сигналізації – технологічна
<i>EVM2</i>	Шина захисту мінімальної напруги
<i>ЕАF</i>	Шина допоміжна – напруги
<i>EEL</i>	Шини освітлення
<i>ES</i>	Шини синхронізації
<i>EB</i>	Шини блокування (роз'єднувачів)
<i>EV</i>	Шини напруги (ТН, нейтралі)

При спрацьовуванні вихідного проміжного реле *KL1* замикається його контакт і тим самим створюється коло живлення від «+» шини керування *EC* оперативного струму на обмотку електромагніту вимикання *УАТ1*.

Так само працює максимальний струмовий захист із витримкою часу від перевантаження. Витримка часу створюється за допомогою реле часу *KT1*.

До складу захисту від замикань на землю в обмотці статора й кабельної мережі (ЗЗНЗ) входять напівпровідникове чутливе струмове реле *KA4* типу РТЗ-51 і вказівне реле *KN4* в мережі вихідного проміжного реле *KL1*.

Схеми керування й захисту електроустановки мають передбачати постійний контроль справності кола наступної операції. Контроль справності кола вимикання має бути виконаний для вимикачів 6 кВ і вище, кола вимикання – для 110 кВ і вище ліній і трансформаторів, а також для всіх вимикачів, що вимикаються за дією пристроїв АВР. У табл. 6.7 подано умовні позиційні позначення основних комутаційних елементів схеми керування й захисту електровстановлення.

Умовні позначення основних комутаційних елементів

<i>SA</i>	Ключ, перемикач кіл керування
<i>SB</i>	Кнопка керування
<i>KM</i>	Контактор, пускач
<i>KCC</i>	Реле команди «ввімкнути»
<i>KCT</i>	Реле команди «вимкнути»
<i>KQC</i>	Реле положення «ввімкнено»
<i>KQT</i>	Реле положення «вимкнено»
<i>KQQ</i>	Реле фіксації команди ввімкнення
<i>KSB</i>	Реле блокування від багаторазового ввімкнення

Контроль кіл вимикання здійснюється за допомогою реле положення «Ввімкнено» $KQC1$, що ввімкнено послідовно з електромагнітом вимикання $UAT1$ (реле положення «Ввімкнено» й кола вимикання).

Контроль кіл вмикання виконується за допомогою реле положення «Вимкнено» $KQT1$, що ввімкнено послідовно з електромагнітом вмикання $UAC1$ (кола вмикання й реле положення «Вимкнено») чи проміжним контактором $KM1$. Електромагніт (ЕМ) не може хибно спрацювати по цьому колу внаслідок великого опору котушок проміжних реле KQT і $KQC1$. Додаткові опори (резистори) $R1$, $R2$ в колах цих реле встановлюються з метою запобігання можливому спрацьовуванню привода при закорочуванні котушки реле $KQT1$ і $KQC1$.

Нормально через блок-контакти $Q1$ вимикача підготовлені до дії тільки одного кола – кола вмикання чи вимикання залежно від положення вимикача.

Контроль здійснюється тільки в підготовленому колі, тобто в колі наступної операції.

Наприклад, при ввімкненому вимикачі його допоміжні контакти $Q1$ замкнені в кола наступної операції вмикання, реле $KQC1$ підтягнуте, якщо коло вимикання справне (нема обриву кола); коло котушки реле $KQT1$ при ввімкненому вимикачі розімкнутий, бо розімкнені допоміжні контакти вимикача $Q1$ в колі вмикання.

При ввімкненому вимикачі контролюється коло вмикання. При його справності реле $KQT1$ знаходиться під напругою, а коло котушки реле $KQC1$ розімкнене згідно з рис. 6.11.

При обриві кола вмикання (при ввімкненому вимикачі) чи кола вмикання (при вимкненому Q) обидва реле виявляються знеструмленими. У результаті створюється звуковий і світловий сигнали обриву кола, що поступають у схему попереджувальної сигналізації (EA – допоміжна шина сигналізації) через послідовно з'єднані контакти, що розмикають, обох реле.

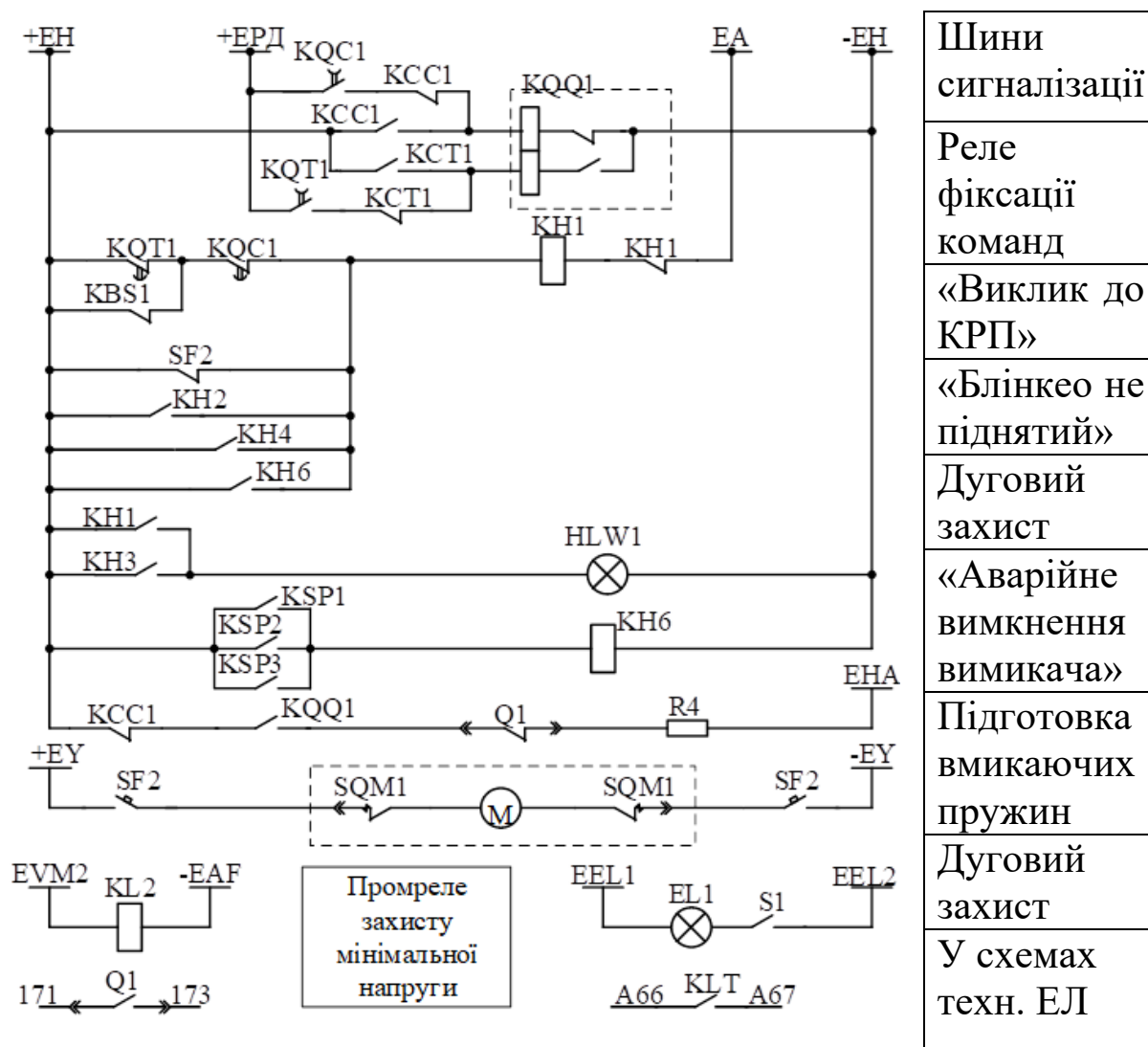


Рис. 6.11. Схема керування й захистів електродвигуна (кола сигналізації)

Коло сигналу обриву кола керування замикається і при зникненні живлення схеми керування, бо при коротких

замиканнях у будь-якому колі схеми керування автоматичний вимикач $SF1$ вимикається своїм максимальним розщеплювачем й обидва реле $KQC1$ і $KQT1$ виявляються знеструмленими. Те саме відбувається і при обриві кіл живлення. Таким чином, цей сигнал контролює не тільки обрив кола наступної операції, але зникнення оперативного струму.

Схеми керування електроустановкою включають також інформацію положення вимикача й реалізації поданої оперативної команди.

Ввімкнене положення вимикача сигналізує рівним світінням червоної лампи HLR , установленної над ключем керування (SA) справа, а вимкнене – зеленої лампи HLG (зліва).

При невідповідності положення вимикача поданій раніше команді відповідна лампа сигналізації положення переводиться на уривчастий режим світіння – «блимання».

Фіксація поданої раніше команди при використанні у схемі ключа SA з самоповерненням здійснюється за допомогою двопозиційного проміжного реле $KQQ1$ типу РП8.

При подачі команди на вмикання реле $KQQ1$ спрацьовує за першою котушкою від реле команди $KCC1$ й залишається в такому положенні до тих пір, поки не буде подана команда на вимикання від реле $KCT1$. Тоді замикається коло другої котушки $KQQ1$, і реле повертається у вихідне положення. Таким чином, реле $KQQ1$ фіксує саме команду оператора, але не положення вимикача.

Якщо сталося аварійне вимикання вимикача від захисту чи з інших причин, то зелена лампа сигналізації положення вимикача блимає.

Блимання відбувається по колу живлення (+) EP – замкнений контакт реле $KQQ1$ (раніше була подана команда на вмикання (вимикач був ввімкнений) – замкнений допоміжний контакт вимикача $Q1$, що сигналізує вимкнений стан вимикача. При цьому червона лампочка погашена.

При автоматичному вмиканні вимикача (без подачі команди оператором, наприклад при АВР) за аналогічним колом невідповідності положення вимикача й останньої поданої команди від шини блимання відбувається блимання червоної лампи при погашеній зеленій.

Квитування – це дії оператора, направлені на приведення реле фіксації команди $KQQ1$ у відповідність із дійсним положенням вимикача.

Наприклад, при аварійному вимиканні вимикача для того, щоб зняти блимання зеленої лампи, слід повернути реле фіксації $KQQ1$ у вихідне положення. Це можна зробити, подавши ручну команду «вимкнути» ключем SA . Тоді спрацює реле команди $KCT1$ й замкне своїм контактом коло зворотної котушки $KQQ1$.

Збирається коло рівного світіння зеленої лампи від шини $+EC$. Але можна перефіксувати реле $KQQ1$ й централізовано з місця оператора, що зручно й необхідно при великій кількості вимикачів, що керуються, із щита керування.

Для цього створюється шина знімання блимання, живлення на яку від шини сигналізації $+EH$ подається кнопкою знімання блимання на пульті оператора. До цієї шини приєднуються кола зворотних котушок реле $KQQ1$ всіх вимикачів, що керуються з одного щита керування.

Кола невідповідності положення вимикача й останньої поданої команди використовується і для звукового сигналу аварійного вимикання вимикача.

Реле фіксації $KQQ1$ не повертається у вихідне положення при аварійному вимиканні вимикача, тому через його контакти, що замикають, відбувається замикання кола звукової аварійної сигналізації (ЗАС).

При аварійному вимиканні вимикача й замиканні кола від шини сигналізації $+EH$ до шини ЗАС (EHA) автоматично формується ЗАС через пристрій центральної сигналізації щита керування (звідки керується вимикач, що вимкнувся).

У сполученні з блиманням зеленої лампи звуковий сигнал привертає увагу чергового оператора саме до того вимикача, який вимкнувся аварійно.

Звукові сигнали аварійної сигналізації, як і попереджувальної сигналізації справності кіл керування, знімаються вручну відповідними кнопками на пульті оператора.

Приклад 6.10. Функції основних органів захисту асинхронного електродвигуна.

Розв'язання. Згідно з рис. 6.12 основними органами захисту асинхронного електродвигуна є вимірювальні трансформатори

струму й напруги; вимірювальні органи, що контролюють стан об'єкта захисту; логічні органи; органи сигналізації й вихідні органи.

Наприклад, захист від міжфазних коротких замикань увікнений до вимірювальних трансформаторів струму 11TA, захист від перевантажень – до 12TA, захист від замикань на землю – до кабельного вимірювального трансформатора струму нульової послідовності 14TA.

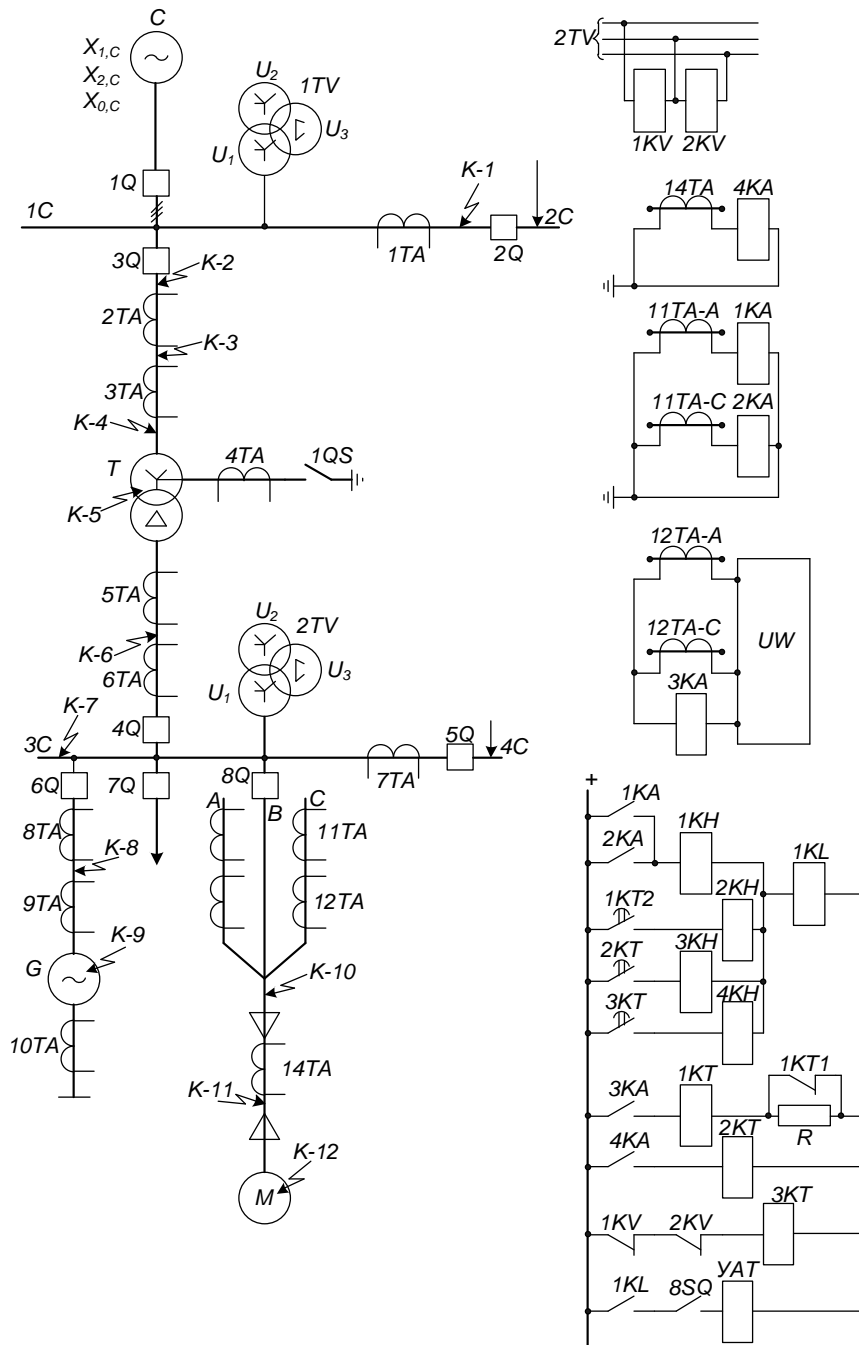


Рис. 6.12. Схема захисту вузла навантаження

Вимірювальний трансформатор напруги $2TV$ призначений для захисту мінімальної напруги. В усіх випадках, коли аварійно вимикається вимикач $4Q$ (наприклад від газового захисту трансформатора), реле напруги $2KV$, під'єднане до вимірювального трансформатора напруги $2TV$, фіксує зниження напруги на секції ЗС і відповідно обертання електродвигуна. Спрацьовування вимірювальних органів $1KV$ і $2KV$ захисту мінімальної напруги сприяє запуску логічного $3KT$ (витримки часу) цього захисту, а реле $4KH$ призначене для сигналізації спрацьовування захисту електродвигуна від зниження напруги джерела живлення.

Вихідним органом усіх захистів є проміжне реле $1KL$, контакти якого знаходяться в колі електромагніту вимикання YAT вимикача $8Q$.

Вимірювальними органами для захисту від міжфазних коротких замикань в обмотці статора електродвигуна й живильному кабелі є реле максимального струму $1KA$ й $2KA$, для захисту від перевантаження – реле $3KA$, захисту від замикань на землю – реле $4KA$ з логічним органом витримки часу $2KT$.

Сигналізація спрацьовування захистів електродвигуна забезпечується вказівними реле: $1KH$ – захист від міжфазних коротких замикань (струмове відсічення); $2KH$ – захист від перевантаження; $3KH$ – захист від замикань на землю; $4KH$ – захист мінімальної напруги.

6.9. Захист електродвигуна насоса

Вихідні дані електродвигуна насоса: $P_H = 2000$ кВт; $U_H = 6,0$ кВ; $\cos \varphi = 0,85$; $\eta = 0,93$; $k_T = 400/5$; кратність пускового струму $k_P = 5,5$; мінімальний струм КЗ на секції 6 кВ дорівнює $I_{\min}^{(3)} = 11800$ А; тривалість пуску з механізмом $t_P = 6,0$ с; параметри кабелю живлення: $s = 240$ мм², $L = 100$ м; мережа 6 кВ має нейтраль, заземлену через активний опір $R = 100$ Ом, ємність обмотки статора електродвигуна $C_{дв} = 0,12$ мкФ.

Приклад 6.11. Реле РТ-40 і РСТ-11 для захисту електродвигуна.

Розв'язання. Вибираємо струм спрацьовування відсічення (захист від багатофазних замикань в обмотці статора і на її виводах, включаючи кабель живлення):

$$I_{C3} = k_H \cdot 1,5 \cdot k_{\Pi} \cdot I_H = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 5,5 \cdot 244 = 2413 \text{ А},$$

де $k_H = 1,2$ – коефіцієнт налаштування; 1,5 – коефіцієнт, що враховує аперіодичну складову пускового струму.

Номинальний струм електродвигуна

$$I_H = P_H / (1,73 \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot \eta) = 2000 / (1,73 \cdot 6,0 \cdot 0,85 \cdot 0,93) = 244 \text{ А}.$$

Чутливість відсічення

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot I_{\text{min}}^{(3)} / I_{C3} = 0,87 \cdot 11800 / 2413 = 4,2.$$

Струм спрацьовування реле захисту

$$I_{\text{ср}} = k_{\text{сх}} \cdot I_{C3} / k_T = 1 \cdot 2413 / 80 = 30,2 \text{ А}.$$

Можна застосувати реле РТ-40/50 на другому діапазоні вставок спрацьовування 25–50 А.

Струм спрацьовування захисту від перевантаження вибираємо за умовою налагодження від номінального струму

$$I_{C3} = k_H \cdot I_H / K_B = 1,2 \cdot 244 / 0,8 = 366 \text{ А},$$

де k_H – коефіцієнт налаштування, що дорівнює 1,05 при дії захисту від перевантаження на сигнал і 1,2 при дії захисту на вимикання;

K_B – коефіцієнт повернення захисту, що дорівнює 0,8 для реле РТ-40 (80) і 0,9 для реле РСТ-11 [13].

Струм спрацьовування реле (вторинний струм) дорівнює

$$I_{\text{ср}} = k_{\text{сх}} \cdot I_{C3} / k_T = 1 \cdot 366 / 80 = 4,6 \text{ А}.$$

Для установлення приймається реле РТ-40/10.

Витримку часу захисту від перевантаження вибираємо за умовою надійного неспрацьовування під час пуску

$$t_{C3} = k_{\text{нс}} \cdot t_{\Pi} = 1,5 \cdot 6,0 = 9 \text{ с}.$$

Приклад 6.12. Реле РНТ-565 для захисту електродвигуна.

Розв'язання. Виконуємо розрахунок диференційного захисту електродвигуна з використанням реле РНТ-565. Трансформатори струму з боку КРП і боку нульових виводів з'єднані за схемою

«повна зірка». Тому відносний струм небалансу зі схемою «зірка-зірка» дорівнює $I_{\text{НБ}^*} = 0,25$. Струм спрацьовування диференційного захисту на реле РНТ-565 дорівнює

$$I_{\text{СЗ}} = I_{\text{НБ}^*} \cdot k_{\text{П}} \cdot I_{\text{Н}} = 0,25 \cdot 5,5 \cdot 244 = 336 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування реле (вторинний струм) дорівнює

$$I_{\text{СР}} = I_{\text{СЗ}} / k_{\text{Т}} = 336 / 80 = 4,2 \text{ А.}$$

Кількість витків диференційної (робочої) обмотки

$$W_{\text{Р}} = F_{\text{СР}} / I_{\text{СР}} = 100 / 4,2 = 23,8 \text{ витка.}$$

Приймаються до встановлення 24 витки, яким відповідає струм спрацьовування захисту

$$I_{\text{СЗ}} = F_{\text{СР}} \cdot K_{\text{Т}} / W_{\text{Р}} = 100 \cdot 80 / 24 = 333 \text{ А.}$$

Чутливість захисту

$$K_{\text{Ч}} = I_{\text{min}}^{(2)} / I_{\text{СЗ}} = 0,87 \cdot 11800 / 333 = 30,8.$$

Приклад 6.13. Реле ДЗТ-11 для захисту електродвигуна.

Розв'язання. Виконуємо розрахунок диференційного захисту електродвигуна з використанням реле ДЗТ-11. Максимальний струм небалансу визначимо з урахуванням схем з'єднання вимірювальних трансформаторів струму, як і для реле РНТ-565:

$$I_{\text{НБ}} = I_{\text{НБ}^*} \cdot k_{\text{П}} \cdot I_{\text{Н}} = 0,25 \cdot 5,5 \cdot 244 = 336 \text{ А.}$$

Гальмівний струм

$$I_{\text{Т}} = k_{\text{П}} \cdot I_{\text{Н}} = 5,5 \cdot 244 = 1342 \text{ А.}$$

Приймаємо щодо встановлення максимальну кількість витків гальмової обмотки $W_{\text{Т}} = 24$ витків.

Визначаємо робочу кількість витків реле за формулою

$$\begin{aligned} W_{\text{Р}} &= K_1 \cdot I_{\text{Т}} \cdot W_{\text{Т}} \cdot \text{tg}\alpha / (K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ}}) = \\ &= 0,8 \cdot 1342 \cdot 24 \cdot 0,75 / (1,5 \cdot 336) = 38,3 \text{ витка,} \end{aligned}$$

де K_1 – коефіцієнт урахування зниження гальмівного струму через насичення трансформаторів струму в нульових виводах електродвигуна;

$\text{tg}\alpha$ – урахування нахилу гальмівної характеристики;

$K_{\text{ОТС}}$ – коефіцієнт налаштування.

Розрахунок за спрощеною формулою

$$W_P = K_1 \cdot W_T \cdot \operatorname{tg} \alpha / (K_{OTC} \cdot I_{НБ*}) = 0,8 \cdot 24 \cdot 0,75 / (1,5 \cdot 0,25) = 38,4 \text{ витка.}$$

Приймаємо щодо встановлення $W_P = 38$ витків.

Визначаємо початковий струм спрацьовування захисту, приведений до вторинної обмотки трансформаторів струму

$$I_{CP, O} = F_{CP, O} / W_P = 100 / 38 = 2,63 \text{ А.}$$

Те саме, але в частках номінального струму електродвигуна

$$I_{CP, O}^* = I_{CP, O} \cdot K_T / I_H = 2,63 \cdot 80 / 244 = 0,86 I_H.$$

Робоча намагнічувальна сила в режимі мінімального струму КЗ

$$F_P = I_P \cdot W_P = I_{\min}^{(2)} \cdot K_{CX} \cdot W_P / K_T = 0,87 \cdot 11800 \cdot 1 \cdot 38 / 80 = \\ = 4876 \text{ А} \cdot \text{виток.}$$

Гальмівна сила, що намагнічує від пускового струму електродвигуна,

$$F_T = I_T \cdot W_T = K_{П} \cdot I_H \cdot K_{CX} \cdot W_T / K_T = \\ = 5,5 \cdot 244 \cdot 1 \cdot 24 / 80 = 403 \text{ А} \cdot \text{виток.}$$

Робоча намагнічувальна сила спрацьовування реле

$$F_{P, CP} = F_{CP} / \{1 - (0,96 \cdot F_T / F_P)\} = \\ = 100 / \{1 - (0,96 \cdot 403 / 4876)\} = 109 \text{ А} \cdot \text{виток.}$$

Коефіцієнт чутливості диференційного захисту з використанням реле ДЗТ-11

$$K_{\text{ч}} = F_P / F_{P, CP} = 4876 / 109 = 44,7.$$

Приклад 6.14. Мікропроцесорний модуль для захисту електродвигуна.

Розв'язання. Виконуємо розрахунок диференційного захисту електродвигуна з використанням мікропроцесорного модуля МП БМ. Захист має гальмівну характеристику пропорційного типу (відсоткове гальмування).

Визначаємо базисний коефіцієнт за струмом – це відношення номінального струму електродвигуна до номінального струму вимірювального трансформатора струму

$$K_6 = I_H / I_{HT} = 244 / 400 = 0,61.$$

Початкова ділянка гальмівної характеристики (перший ступінь захисту) регулюється в межах 0,1...1 номінального струму трансформатора струму I_{HT} та обчислюється за формулою

$$I_{d0} = K_6 \cdot I_{D0},$$

де I_{D0} – струм спрацьовування першого ступеня, приведений до номінального струму електродвигуна.

Вибираємо вставку початкової ділянки гальмівної характеристики $I_{d0} = 0,15$, що становить

$$I_{D0} = 0,15 / 0,61 = 0,24 I_H$$

номінального струму електродвигуна.

Сама гальмівна характеристика оцінюється коефіцієнтом гальмування P (нахил гальмівної характеристики)

$$P = k_3 \cdot k_{АП} \cdot I_{НБ*} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,25 = 0,45,$$

де k_3 – коефіцієнт запасу;

$k_{АП}$ – коефіцієнт, що враховує збільшення помилки за рахунок аперіодичної складової;

$I_{НБ*}$ – відносний струм небалансу, залежний від схеми з'єднання вимірювальних трансформаторів струму для диференційного захисту.

Кінцеву ділянку гальмівної характеристики (другий ступінь захисту) вибираємо за умовою налагодження від максимального струму небалансу при пуску електродвигуна

$$I_{DK} = k_3 \cdot k_{АП}^1 \cdot I_{НБ,*} \cdot I_{П} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,25 \cdot 5,5 \cdot 244 = 1208 \text{ А.}$$

Визначаємо вставку другого ступеня захисту:

$$I_{dK} = I_{DK} / I_{HT} = 1208 / 400 = 3,0.$$

Дана вставка може регулюватися в межах 1...30 I_{dK} .

Чутливість мікропроцесорного захисту електродвигуна

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{min}}^{(2)} / (I_{dK} \cdot I_{HT}) = 0,87 \cdot 11800 / (3,0 \cdot 400) = 8,5.$$

Параметри вставок мікропроцесорного захисту електродвигуна:

- ✓ номінальна напруга $U_H = 6,0$ кВ;
- ✓ коефіцієнт трансформації трансформаторів струму $K_T = 400/5$;
- ✓ початок гальмівної характеристики $I_{d0} = 0,15$;

- ✓ коефіцієнт гальмування $P = 0,45$;
- ✓ кінцева ділянка гальмівної характеристики $I_{дк} = 3,0$.

Приклад 6.15. *Захист електродвигуна від замикання на землю.*

Розв'язання. Для захисту від замикання на землю в обмотці статора електродвигуна і в живильному кабелі використовуємо реле РТЗ-51 (напівпровідникове реле струму підвищеної чутливості).

Розрахунок почнемо з визначення ємнісних струмів у мережі 6 кВ при зовнішньому для електродвигуна замиканні на землю [58]. Цей струм містить дві складові: $I_{с, дв}$ – власний ємнісний струм від двигуна, залежний від потужності електродвигуна; $I_{с, кл}$ – власний ємнісний струм від кабелю, залежний від його параметрів.

Номінальна повна потужність електродвигуна

$$S_H = 1,73 \cdot I_H \cdot U_H = 1,73 \cdot 244 \cdot 6,0 = 2530 \text{ кВА.}$$

Власний ємнісний струм від електродвигуна дорівнює

$$I_{с, дв} = 3 \cdot U_{\phi} \cdot \omega \cdot C_{дв} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 3,81 \cdot 314 \cdot 0,12 \cdot 10^{-3} = 0,43 \text{ А,}$$

де U_{ϕ} – фазна напруга, кВ;

$C_{дв}$ – ємність обмотки статора електродвигуна, мкФ (для 6 кВ вимірюється в межах 0,07–0,17 мкФ).

Власний ємнісний струм від кабелю живлення дорівнює

$$I_{с, кл} = I_{с, уд} \cdot L \cdot m = 1,45 \cdot 0,1 \cdot 2 = 0,29 \text{ А,}$$

де $I_{с, уд}$ – потроєне значення власного ємнісного струму одного кілометра кабельної лінії, в межах 0,37–1,7 Ом/км (залежить від напруги і перерізу кабелю (табл. 6.8)).

Сумарний ємнісний струм зовнішнього замикання дорівнює

$$I_{с} = I_{с, уд} + I_{с, кл} = 0,43 + 0,29 = 0,72 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту двигуна від замикання на землю дорівнює

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot K_{б} \cdot I_{с} = 1,2 \cdot 1,3 \cdot 0,72 = 1,12 \text{ А,}$$

де $K_{отс}$ – коефіцієнт налаштування захисту за селективністю;

$K_{б}$ – коефіцієнт урахування стрибка власного струму в початковий момент зовнішнього замикання на землю, залежить

від типу реле захисту: 2–3 для РТЗ-51; 3–4 для РТ-40/0,2; 1,5–2 для SPAC і МПРЗ; 1,2–1,3 для всіх типів реле, якщо електрична мережа має заземлену нейтраль активним опором. Приймаються до установлення реле РТЗ-51 (табл. 6.9).

Таблиця 6.8

Питомі ємнісні струми кабельних ліній

Переріз кабелю, мм ²	Питомі ємнісні струми кабельних ліній, А/км		
	для мережі 6 кВ	для мережі 10 кВ	для мережі 20 кВ
16	0,37	0,52	1,7
25	0,46	0,62	2,0
35	0,52	0,69	2,2
50	0,59	0,77	2,5
70	0,71	0,90	2,8
95	0,82	1,0	3,1
120	0,89	1,1	3,4
150	1,1	1,3	3,7
185	1,2	1,4	4,0
240	1,45	1,6	4,4
300	1,7	1,8	4,6

Для перевірки чутливості розрахуємо сумарний струм замикання на землю в мережі 6 кВ із встановленим заземлювальним трансформатором типу ТСЗК-63-10/0,4 ($U_K = 5,5\%$). Цей трансформатор має схему з'єднання обмоток «зірка-трикутник» із включеними між нульовим проводом обмотки ВН і контуром заземлення двома паралельно з'єднаними резисторами опором 200 Ом кожний. Заземлення нейтралі мережі 6 кВ через активний опір величиною 100 Ом дозволяє знизити перенапруги при першому пробіі ізоляції на землю до величин не вище $2,4 U_{\phi}$, при подальших пробоях – що не перевищують $1,8 U_{\phi}$, а також забезпечити надійну і селективну роботу захисту від замикань на землю всіх приєднань 6 кВ. При цьому в мережі 6 кВ різко знижується ймовірність виникнення дугових замикань на землю і переходу однофазних замикань у двофазні КЗ, і, як наслідок, зменшується кількість і розміри пошкоджень.

Таблиця 6.9

Основні параметри захистів від замикань на землю

Тип ТНП	Тип реле	Вставка реле, мА	Мінімальні значення первинного струму спрацьовування захисту, А		
			З'єднання вторинних обмоток		
			один ТНП	послідовне (два ТНП)	паралельне (два ТНП)
ТЗЛМ	РТ40/0,2	100	8,6	11,6	12,5
	РТ3-50	30	2,6	3,9	5,2
ТЗРЛ	РТ3-51	20	0,68	1,25	0,97
	РТ40/0,2	100	20	25	33
ТЗЛ	РТ40/0,2	100	7,0	9,0	11,1
	РТ3-51	20	0,68	1,25	0,97
ТЗЛМ-1	РТ3-51	20	0,60	1,07	0,68

Індуктивний опір трансформатора

$$X_T = U_K \cdot U_N^2 / (100 \cdot S_T) = 5,5 \cdot 6,3^2 / (100 \cdot 0,063) = 35 \text{ Ом.}$$

Мінімальний сумарний струм замикання на землю для мережі 6 кВ з заземленою нейтраллю через активний опір ($R = 100 \text{ Ом}$) дорівнює

$$\begin{aligned} I_{\text{ЗНЗ}} &= 3 I_0 = 3 U_{\Phi} / (3R^2 + 3 X_T^2)^{1/2} = \\ &= 3 \cdot 3640 / \{(3 \cdot 100)^2 + (3 \cdot 35)^2\}^{1/2} = 34 \text{ А.} \end{aligned}$$

Чутливість захисту від замикання на землю дорівнює

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{ЗНЗ}} / I_{\text{СЗ}} = 34 / 1,12 = 30,3.$$

Частка обмотки статора електродвигуна, що захищається, рахуючи від фазних вводів, дорівнює

$$\alpha = 1 - (K_{\text{чН}} \cdot I_{\text{СЗ}} / I_{\text{ЗНЗ}}) = 1 - (1,2 \cdot 1,12 / 34) = 0,96 \text{ відн. од.,}$$

де $K_{\text{чН}}$ – нормований коефіцієнт чутливості.

Приклад 6.16. Розрахунок збитків від відмови в спрацьовуванні захисту електродвигуна на вимогу.

Розв'язання. Методика визначення техніко-економічної ефективності захистів розглядає використання нової техніки,

методів економічного оцінювання в енергетиці та особливостей функціонування релейного захисту електроустановок електростанцій, підстанцій і систем електропостачання. Під електроустановкою будемо розглядати електрообладнання відповідального електродвигуна потужністю 2000 кВт. За Правилами улаштування електроустановок, основним призначенням релейного захисту є забезпечення безперебійної роботи технологічного процесу виробництва шляхом виявлення і вимикання (бажано без затримки) пошкодження в електродвигуні від решти неушкодженої частини електричної мережі. Повноцінне функціонування релейного захисту електровстановлення має бути забезпечено виконанням спеціальних вимог: селективності, чутливості, швидкодії, стійкості і надійності дії. Остання вимога визначається надійністю спрацьовування при внутрішніх пошкодженнях, надійністю неспрацьовування при зовнішніх пошкодженнях і надійністю неспрацьовування без пошкоджень. Для підвищення надійності дії релейного захисту електродвигуна на вимогу спрацьовування рекомендуємо установлення другого основного захисту від міжфазних КЗ – поздовжнього диференційного струмового захисту. Відмова спрацьовування захисту є випадковою подією, що виявляється в результаті збігу кількох інших подій. За базу для порівняння прийнято струмове відсічення для захисту від внутрішніх пошкоджень електродвигуна.

Як нова техніка пропонується додатковий основний захист електродвигуна – поздовжній диференційний струмовий захист на цифровому реле типу SPAM 150C. Мікропроцесорний захист дає нові якості: самодіагностику та адаптацію до зміни режимів; сумісність з існуючими захистами і можливість розширення функцій; швидке перенастроювання параметрів спрацьовування; зменшення обсягів монтажних і налагоджувальних робіт; дистанційний зв'язок для організації контролю з боку систем верхнього рівня та ін.

Вартість додаткового захисту – 3000 умов. од.

Економічна ефективність нової техніки є сумарною економією всіх виробничих ресурсів (живої праці, матеріальних ресурсів, капітальних вкладень та ін.), яку отримує підприємство в результаті використання нової техніки.

Визначення річного економічного ефекту ґрунтується на порівнянні приведених річних витрат по базовій і новій техніці:

$$Z = P_n \cdot K + U + Y,$$

де P_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, приймається рівним 0,1;

K – сумарні капіталовкладення на спорудження релейного захисту, умов. од.;

U – річні експлуатаційні витрати, умов. од.;

Y – імовірні річні збитки, умов. од./р.

Сумарні капіталовкладення на спорудження додаткового основного захисту електродвигуна

$$K = K_C + K_M + K_H = 3000 + 20 + 50 = 3070 \text{ умов. од.},$$

де K_C – вартість пристрою релейного захисту, умов.од.;

K_M – витрати на монтаж пристрою, умов. од.;

K_H – витрати на налагодження пристрою, умов. од.

Річні експлуатаційні витрати

$$U = U_A + U_O,$$

де U_A – річні амортизаційні відрахування, умов. од./р.;

U_O – річні витрати на обслуговування (поточний ремонт і заробітну плату), умов. од./р.

Річні амортизаційні відрахування

$$U_A = P_A \cdot K = 0,15 \cdot 3070 = 460 \text{ умов. од./р.},$$

де P_A – коефіцієнт амортизаційних відрахувань, $P_A = 0,15$.

Річні витрати на обслуговування

$$U_O = P_O \cdot K = 0,025 \cdot 3070 = 77 \text{ умов. од./р.}$$

Річні експлуатаційні витрати

$$U = U_A + U_O = 460 + 77 = 537 \text{ умов. од./р.}$$

Імовірність відмови існуючого (базового) захисту

$$q_B = W_{OC} / W_{TC} = 0,0002 / 0,045 = 0,0044,$$

де W_{OC} – параметр потоків (частоти) відмов спрацьовування, 1/р.;

W_{TC} – параметр потоку (частоти) необхідних спрацьовувань, 1/р.

Імовірність відмови додаткового (нового) захисту

$$q_H = W_{OC} / W_{TC} = 0,0003 / 0,045 = 0,0067.$$

Імовірність відмови спрацьовування базового і нового захисту при пошкодженнях електродвигуна

$$q_{Б,Н} = 2 \cdot q_{Б} \cdot q_{Н} = 2 \cdot 4,4 \cdot 10^{-3} \cdot 6,7 \cdot 10^{-3} = 5,9 \cdot 10^{-5}.$$

Збитки від відмови базового захисту

$$U_{Б} = C_{ЕУ} \cdot q_{Б} = 500 \cdot 10^3 \cdot 4,4 \cdot 10^{-3} = 2200 \text{ умов. од./р.},$$

де $C_{ЕУ}$ – приведена вартість електровстановлення з урахуванням імовірної річної шкоди від недовідпускання електроенергії, умов. од./р.

Збитки від відмови двох основних захистів (базового і нового)

$$U_{Б,Н} = C_{ЕУ} \cdot q_{Б,Н} = 500 \cdot 10^3 \cdot 5,9 \cdot 10^{-5} = 29,5 \text{ умов. од./р.}$$

Річна ефективність застосування додаткового захисту електродвигуна

$$E = Z_1 - Z_2 = Y_1 - (P_H \cdot K_2 + U_2 + Y_2) = \\ = 2200 - (0,1 \cdot 3070 + 537 + 29,5) = 1326,5 \text{ умов. од./р.}$$

Аналіз розрахунків техніко-економічної ефективності застосування поздовжнього диференційного струмового захисту електродвигуна насоса від міжфазних КЗ у живильному кабелі, на вводах і в обмотці статора показує, що додаткові витрати на придбання, монтаж і налагодження в сумі 3070 умов. од. можуть окупитися за три роки експлуатації за рахунок високої надійності спільної дії основних захистів.

Імовірність безаварійної роботи захистів

$$P = 1 - q_{Б,Н} = 1 - 0,000059 = 0,999941.$$

Річна ефективність 1326,5 умов. од.

Підсумкові результати подані в табл. 6.10.

Таблиця 6.10

Ефективність додаткового захисту

Показник	Одиниця вимірювання	Струмове відсічення	Додатковий захист
1	2	3	4
1. Вартість додаткового захисту	умов. од.	—	3000
2. Витрати на монтаж	умов. од.		20

1	2	3	4
3. Витрати на наладження	умов. од.		50
4. Експлуатаційні витрати	умов. од./р.		537
5. Імовірність відмови захисту	10^{-3} відн. од.	4,4	0,06
6. Імовірні збитки від відмови захисту	умов. од./р.	2200	29,5
7. Імовірність спрацьовування захисту на вимогу	відн. од.	0,9956	0,99994
8. Економічний ефект	умов. од./р.		1326,5

Приклад 6.17. Розрахунок збитків від раптового вимикання електроустановки.

Розв'язання. Розраховуємо шкоду від раптового вимикання електроустановки (що захищається) внаслідок зайвих ($\omega_{ЗС}$) і помилкових ($\omega_{ПС}$) спрацьовувань пристрою релейного захисту. За базу для порівняння прийнято електромагнітне реле, яке в подальшому буде називатися КРЗ. За даними виробника АО «ЧЕАЗ», вартість комплексу складає 100 тис. грн.

Як нова техніка використовується нова розробка фірми АВВ Relays – мікропроцесорний модуль релейного захисту та автоматики Numerical Generator Protection REM 30. Вартість пристрою становить 240 тис. грн. Постійний самоконтроль, самодіагностика і висока надійність пристрою знижує ризик неправильної роботи РЗА. Вихідні дані для розрахунку економічного ефекту подані в табл. 6.11.

Таблиця 6.11

Вихідні дані для розрахунку

Параметр	Позначення	Базова техніка	Нова техніка
1	2	3	4
Тип пристрою	T	КРЗ	NGP REM 30
Вартість, грн	Kc	100000	240000
Витрати на монтаж, грн	Kм	3200	3200

Продовження табл. 6.11

1	2	3	4
Витрати на налагодження, грн	K_n	11000	2240
Частота відмов, відмова/р.	$\omega_{зс} + \omega_{пс}$	0,15	0,1
Тривалість аварійного ремонту, р.	t_a	10	2
Корисна потужність 10^3 грн/кВт	P	800	800
Питомі збитки, 10^3 грн/кВт·р.	L	30	30

Нижче наведено розрахунок числових значень основних показників техніко-економічної ефективності захистів за базовим і новим варіантами.

Сумарні капіталовкладення на спорудження релейного захисту розраховуються за формулою

$$K = K_c + K_m + K_n,$$

де K_c – вартість пристрою релейного захисту, грн;

K_m – витрати на транспортування і монтаж, грн;

K_n – витрати на налагодження, грн.

$$K_{б.т} = 100000 + 3200 + 11000 = 114200 \text{ грн};$$

$$K_{н.т} = 240000 + 3200 + 2240 = 245440 \text{ грн}.$$

Річні амортизаційні відрахування

$$U_a = P_a \cdot K,$$

де P_a – коефіцієнт амортизації, що дорівнює 0,15.

$$U_{а.б.т} = 0,15 \cdot 114200 = 17130 \text{ грн};$$

$$U_{а.н.т} = 0,15 \cdot 245440 = 36816 \text{ грн}.$$

Річні витрати на обслуговування

$$U_o = P_o \cdot K,$$

де P_o – коефіцієнт витрат на обслуговування, що дорівнює 0,25.

$$U_{о.б.т} = 0,025 \cdot 114200 = 2855 \text{ грн};$$

$$U_{о.н.т} = 0,025 \cdot 245440 = 6136 \text{ грн}.$$

Річні експлуатаційні витрати становлять

$$U_{г} = U_a + U_o.$$

$$U_{ГБ.Т} = 17130 + 2855 = 19985 \text{ грн};$$

$$U_{ГН.Т} = 36816 + 6138 = 42952 \text{ грн.}$$

Тривалість ремонту

$$T_{a.p} = t_a / T,$$

де T – кількість годин в одному році, що дорівнює 8760 год.

$$T_{авб.т} = 10/8760 = 1,14 \cdot 10^{-3} \text{ год/відмова.р.};$$

$$T_{авн.т} = 2/8760 = 0,23 \cdot 10^{-3} \text{ год/відмова.р.}$$

Імовірні річні збитки

$$Y = L \cdot \omega \cdot T_{ав} \cdot P,$$

де L – питомі збитки;

ω – частота відмов ($\omega_{ЗС} + \omega_{ПС}$);

t_a – тривалість аварійного ремонту;

P – корисна потужність.

$$Y_{Б.Т} = 30 \cdot 10^3 \cdot 0,15 \cdot 1,14 \cdot 10^{-3} \cdot 800 \cdot 10^3 = 4104000 \text{ грн};$$

$$Y_{Н.Т} = 30 \cdot 10^3 \cdot 0,1 \cdot 0,23 \cdot 10^{-3} \cdot 800 \cdot 10^3 = 552000 \text{ грн.}$$

Приведені річні витрати складають

$$Z = 0,1 \cdot K + H_T + Y.$$

$$Z_{Б.Т} = 0,1 \cdot 114200 + 19985 + 4104000 = 4135405 \text{ грн/р.};$$

$$Z_{Н.Т} = 0,1 \cdot 245440 + 42952 + 552000 = 619492 \text{ грн/р.}$$

Річний економічний ефект

$$E = Z_{Б.Т} - Z_{Н.Т}.$$

$$E = 4135405 - 619492 = 3515913 \text{ грн/р.}$$

Розрахунок техніко-економічної ефективності показав, що застосування технічно більш сучасного мікропроцесорного модуля РЗА Numerical Generator Protection REM 30 хоч і перевищує за вартістю реле КРЗ, але приносить річний економічний ефект близько 3,5 млн грн.

Такий результат досягається за рахунок більш низьких витрат на налагодження і кращих технічних показників, таких як параметр потоку відмов і середня тривалість аварійного

відновлення. У табл. 6.12 подані основні техніко-економічні показники порівнюваних пристроїв.

Таблиця 6.12

Техніко-економічні показники

Параметр	Тип пристрою	
	Базова техніка КРЗ	Нова техніка NGP REM 30
1	2	3
Капіталовкладення, грн	114200	245440
Корисна потужність, МВт	800	800
Частота відмов, $\omega_{ЗС} + \omega_{ПС}$, відмова/р.	0,15	0,1
Тривалість аварійного ремонт, год	10	2
Питомі збитки, 10^3 грн/кВтр.	30	30
Річні експлуатаційні витрати, грн	19958	42952
Імовірні річні збитки, грн	4104000	552000
Приведені річні витрати, грн/р.	4135405	619492
Річний економічний ефект, грн/р.	3515913	

Питання для самоконтролю

1. Охарактеризуйте види захистів елементів системи електропостачання з напругою 6–10 кВ.

2. На прикладі системи електропостачання з напругою 6-10 кВ поясніть розрахунки струмів міжфазних коротких замикань.

3. Поясніть умови вибору параметрів максимального струмового захисту з обмеженою та залежною витримкою часу.

4. Як обираються параметри струмових відсічень? Складіть принципову електричну схему захисту.

5. Напишіть і поясніть формули розрахунку вставок максимального струмового захисту елементів розподільної мережі системи електропостачання.

6. Як перевіряється чутливість максимального струмового захисту елементів розподільної мережі системи електропостачання?

7. Поясніть будову струмових характеристик максимального струмового захисту елементів розподільної мережі системи електропостачання.

8. Від яких пошкоджень і ненормальних режимів захищається електродвигун? Перерахуйте основні види захистів і висуніть до них вимоги.

9. Напишіть і поясніть формулу розрахунку сумарного струму секції навантаження при пусках найпотужнішого електродвигуна.

10. Як виконується узгодження характеристик захистів елементів розподільної мережі системи електропостачання за селективністю?

11. Як впливає пуск чи самозапуск електродвигуна на чутливість його захистів?

12. У чому особливість захистів дизель-генераторів? Напишіть і поясніть розрахункові формули вибору параметрів спрацьовування захистів.

13. На прикладі схеми захисту електродвигуна поясніть функції основних органів.

Розділ 7

ЗАХИСТ ТЯГОВОЇ МЕРЕЖІ ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

7.1. Захист тягових підстанцій

У цьому розділі розглядається система електропостачання залізничного транспорту [32–34]. Система складається з зовнішньої частини системи електропостачання, що включає пристрої вироблення, розподілу й передачі електричної енергії до тягових підстанцій і тягової частини системи електропостачання, яка складається з тягових підстанцій лінійних пристроїв і тягової мережі. Тягова мережа складається з контактної мережі, рейкової колії, ліній (фідерів), що живлять і відсисають, а також інших проводів і пристроїв, які приєднують по довжині лінії й контактної підвіски безпосередньо або через спеціальні автотрансформатори.

Основним споживачем електричної енергії в тяговій мережі є електричний рухомий склад.

На залізницях, електрифікованих на змінному струмі, застосовується система тягового електропостачання однофазного змінного струму напругою 27,5 кВ, частотою 50 Гц. Тягова частина системи електропостачання показана на рис. 7.1.

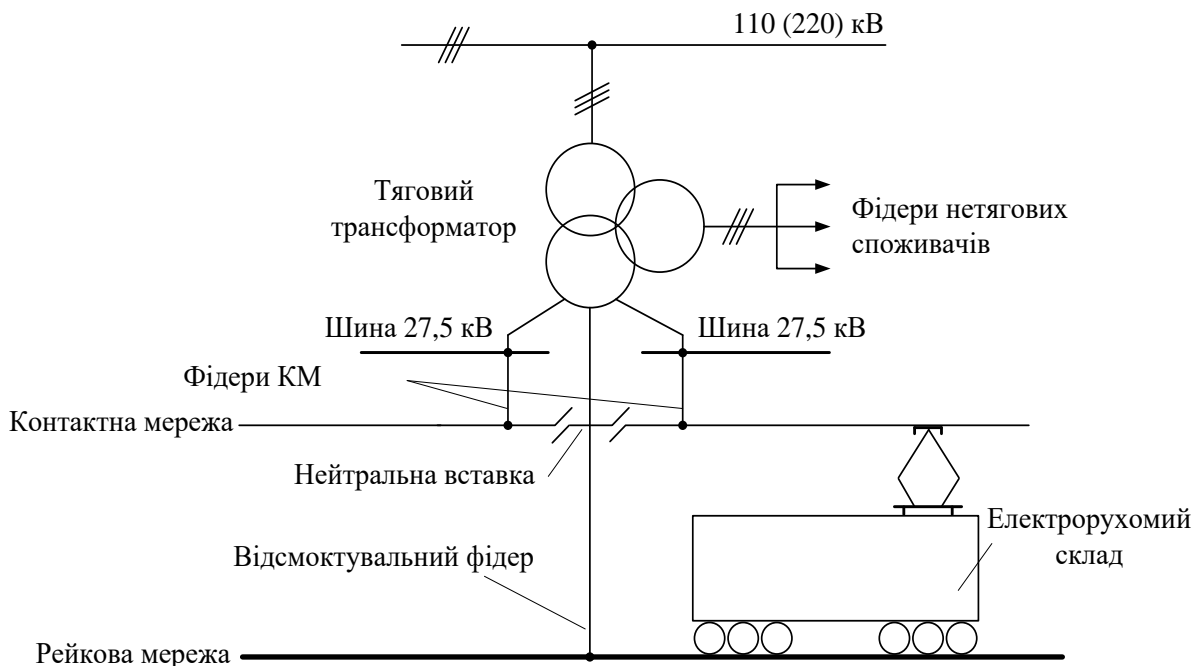


Рис. 7.1. Схема живлення тягової мережі змінного струму

Живлення тягової мережі змінного струму здійснюється від районної електричної мережі трифазної напруги 110 або 220 кВ через знижувальний (тяговий) трансформатор. На рис. 7.1 показаний триобмотковий тяговий трансформатор: обмотка вищої напруги 110 (220) кВ; тягова обмотка з напругою 27,5 кВ для живлення контактної мережі змінного струму й обмотка середньої (нижчої) напруги 35, 10 кВ для живлення нетягових споживачів.

До шин 27,5 кВ триобмоткового тягового трансформатора приєднані фідери контактної мережі змінного струму.

За рис. 7.2, фази А і В шин 27,5 кВ трансформаторів Т1, Т2 і Т3 живлять різні плечі тягових підстанцій. Для розподілу фаз на контактній мережі застосовується нейтральна вставка, а фаза С під'єднується до рейок.

Електромагнітний зв'язок тягового двигуна локомотива (електровоза) з контактною мережею забезпечується за допомогою трансформатора електровоза. Структурна схема тягового електропостачання на постійному струмі 3,3 кВ показана на рис. 7.3. Живлення тягової мережі постійного струму також здійснюється від районної електричної мережі трифазної напруги 110 або 220 кВ через трансформатор (тяговий), що забезпечує зниження напруги до 10 кВ. На рис. 7.3 показано двообмотковий тяговий трансформатор, до обмотки нижчої напруги 10 кВ якого під'єднаний перетворювальний агрегат, який складається з перетворювального трансформатора 10/3 кВ і випрямляча змінного струму в постійний струм напругою контактної мережі 3,3 кВ. Контактна мережа під'єднується до «плюс шини», а рейки – до «мінус шини». Приклади розміщення захистів тягових підстанцій змінного і постійного струмів показані на рис. 7.4 і 7.5, де позначено: РЗ W – релейний захист високовольтних ліній 110 (220) кВ, РЗ Т – релейний захист тягових трансформаторів, РЗ СВ – релейний захист на секційному вимикачі, РЗ СШ – релейний захист системи шин, РЗ ВВ – релейний захист на ввідному вимикачі, РЗ ПА – релейний захист перетворювального агрегату, РЗ Ф – релейний захист фідера, РЗ КС – релейний захист контактної мережі.

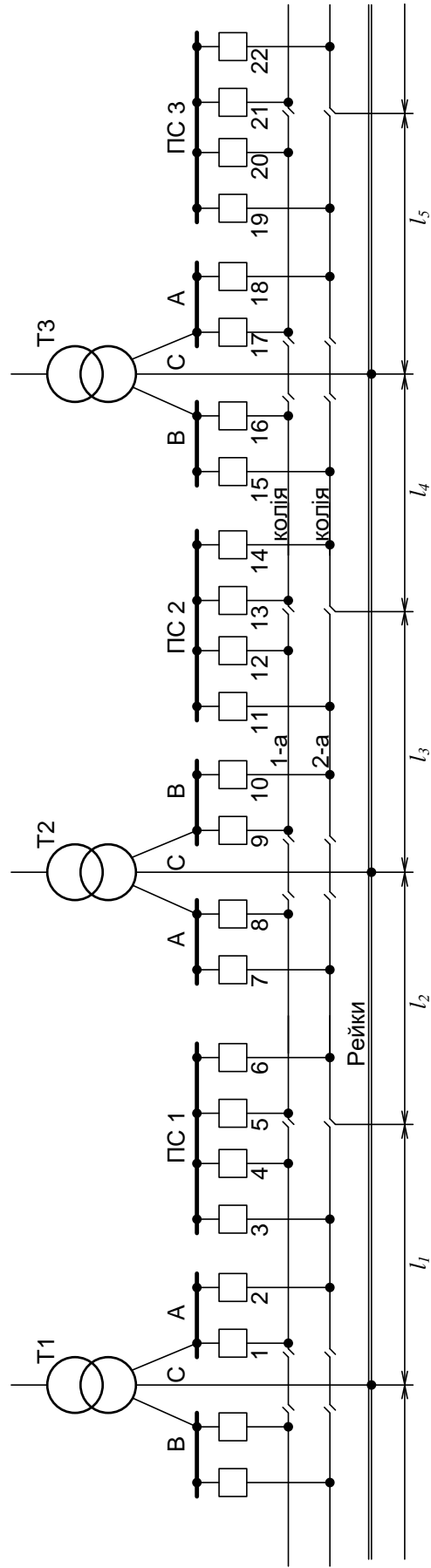


Рис. 7.2. Схема живлення двоколіїної ділянки тягової мережі

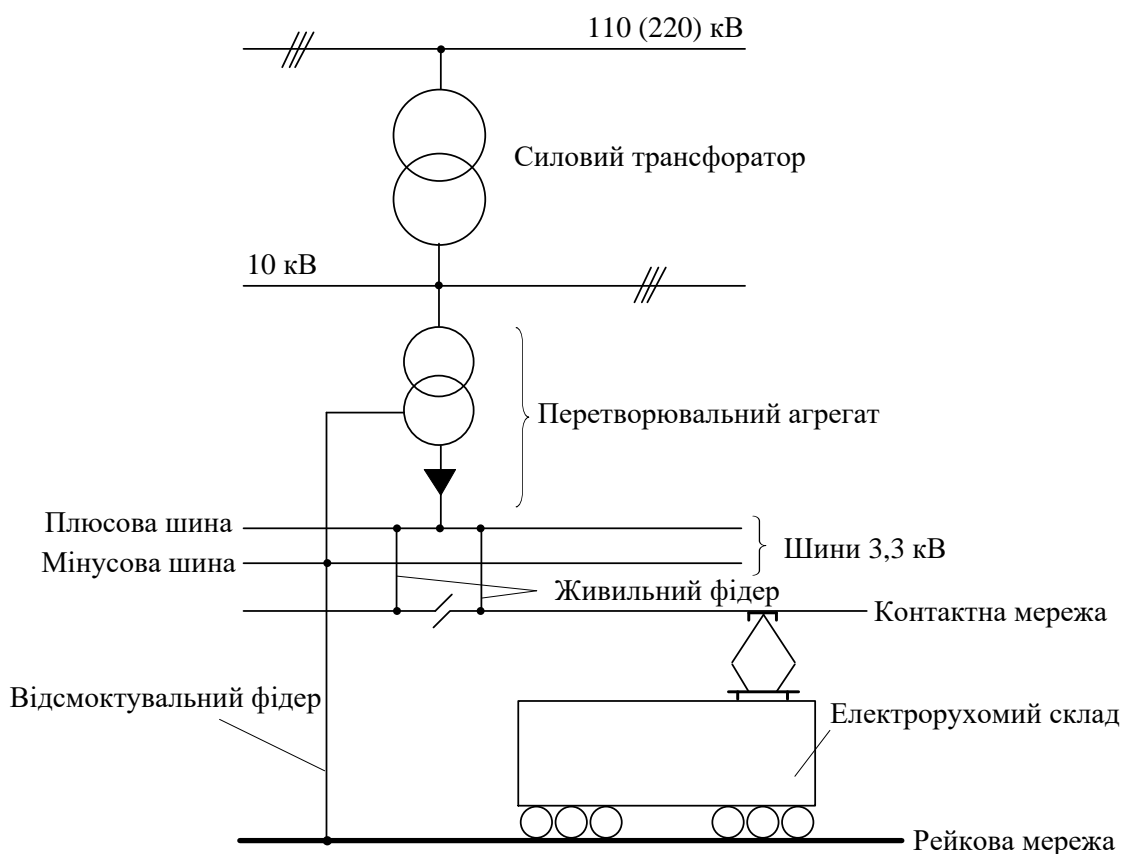


Рис. 7.3. Схема живлення тягової мережі постійного струму

Нижче наведена коротка характеристика основних функцій захисту [73] ліній 110 і 220 кВ (РЗ W), що живлять тягові підстанції, захисту системи шин (РЗ СШ), захисту на секційному вимикачі (РЗ СВ), захисту тягових трансформаторів (РЗТ), захисту агрегатів (ПА), що перетворюють, і захисту фідерів навантаження (РЗФ).

Для захисту ліній (РЗ W) від міжфазних коротких замикань застосовується триступінчастий дистанційний захист і струмове відсічення, а від коротких замикань на землю – чотириступінчастий направлений струмовий захист нульової послідовності.

Перший ступінь дистанційного захисту без витримки часу (дистанційне відсічення) захищає 85 % лінії, другий ступінь із витримкою часу ступеня селективності (дистанційне відсічення з витримкою часу) захищає всю свою лінію і шини суміжної підстанції.

Третій ступінь із витримкою часу (функція ближнього і далекого резервування) – усю свою і суміжні лінії.

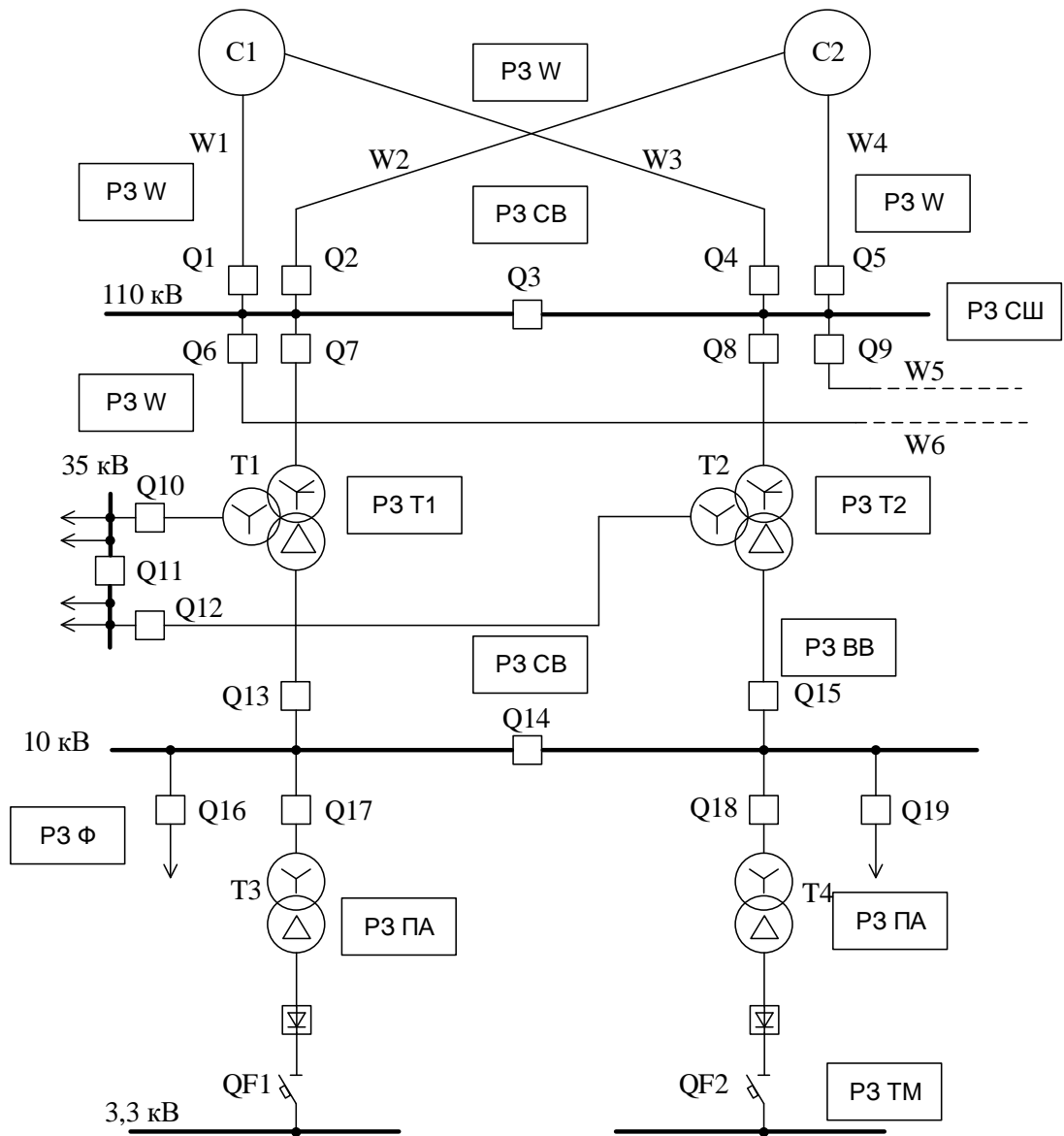


Рис. 7.5. Схема живлення тягової підстанції постійного струму

Другий ступінь (відсічення нульової послідовності з витримкою часу) узгоджується з першим ступенем направлених струмових захистів нульової послідовності суміжних ліній.

Третій ступінь захисту узгоджується з другим ступенем направлених струмових захистів нульової послідовності суміжних ліній.

Четвертий ступінь налаштовується від струму небалансу в нульовому проводі трансформаторів струму при максимальному наскрізному (зовнішньому) трифазному струмі короткого замикання і є резервним, чутливим захистом із витримкою часу, що обирається за зустрічно-ступінчастим принципом.

Для збірних шин (РЗ СШ) на опорних тягових підстанціях застосовується диференційний струмовий захист шин від усіх видів коротких замикань.

Для захисту на секційному вимикачі (РЗ СВ) збірних шин 110 (220) кВ від міжфазних коротких замикань використовується двоступінчасте струмове відсічення, яке резервує диференційний струмовий захист шин і захисти приєднань, що відходять від шин. Для захисту від коротких замикань на землю рекомендується триступінчастий струмовий направлений захист нульової послідовності, який резервує при однофазних пошкодженнях диференційний струмовий захист шин і захисти приєднань, що відходять від шин.

На всіх приєднаннях системи шин встановлюються пристрої резервування вимикання вимикачів (ПРВВ).

Для захисту агрегатів (РЗ ПА), що перетворюють, застосовують такі види: максимальний струмовий захист від міжфазних коротких замикань у трансформаторі і коротких замикань на боці випрямленого струму; газовий захист від пошкоджень усередині бака трансформатора; максимальний струмовий захист зворотної послідовності від замикань анодного виводу на землю і спеціальний захист від пробою вентилів.

Для захисту фідерів (РЗ Ф) 6–35 кВ використовуються поперечний струмовий направлений захист (паралельних ліній) від міжфазних коротких замикань; двоступінчастий максимальний струмовий захист від міжфазних коротких замикань, направлений захист нульової послідовності від однофазних замикань на землю.

Для захисту трансформаторів (РЗ Т) тягових підстанцій застосовуються поздовжній диференційний струмовий захист від коротких замикань в обмотках трансформатора і на його виводах; газовий захист з окремими реле на баку трансформатора (вбудованого в маслопровід до розширювача) і в пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН) – від пошкоджень усередині баків; двоступінчасті максимальні струмову захисти з блокуванням мінімальної напруги на всіх боках тягового трансформатора – від міжфазних коротких замикань у зоні тягового трансформатора (резервує диференційний і газовий захисти) і наскрізних, зовнішніх коротких замикань (функція далекого резервування).

Приклад фрагмента схеми розміщення захисту знижувального трансформатора для тягової мережі 27,5 кВ показано на рис. 7.6 з такими позначеннями:

- СВ – струмове відсічення;
- ПРВВ – пристрій резервування вимикання вимикача;
- МСЗ НП – максимальний струмовий захист нульової послідовності;
- МСЗ ВН – максимальний струмовий захист на боці найвищої напруги;
- ДфЗ – поздовжній диференційний струмовий захист;
- ГЗ Т1 – газовий захист трансформатора, ГЗ РПН – газовий захист пристрою регулювання напруги під навантаженням;
- МСЗ СН – максимальний струмовий захист на боці середньої напруги;
- ДгЗ – дуговий захист.

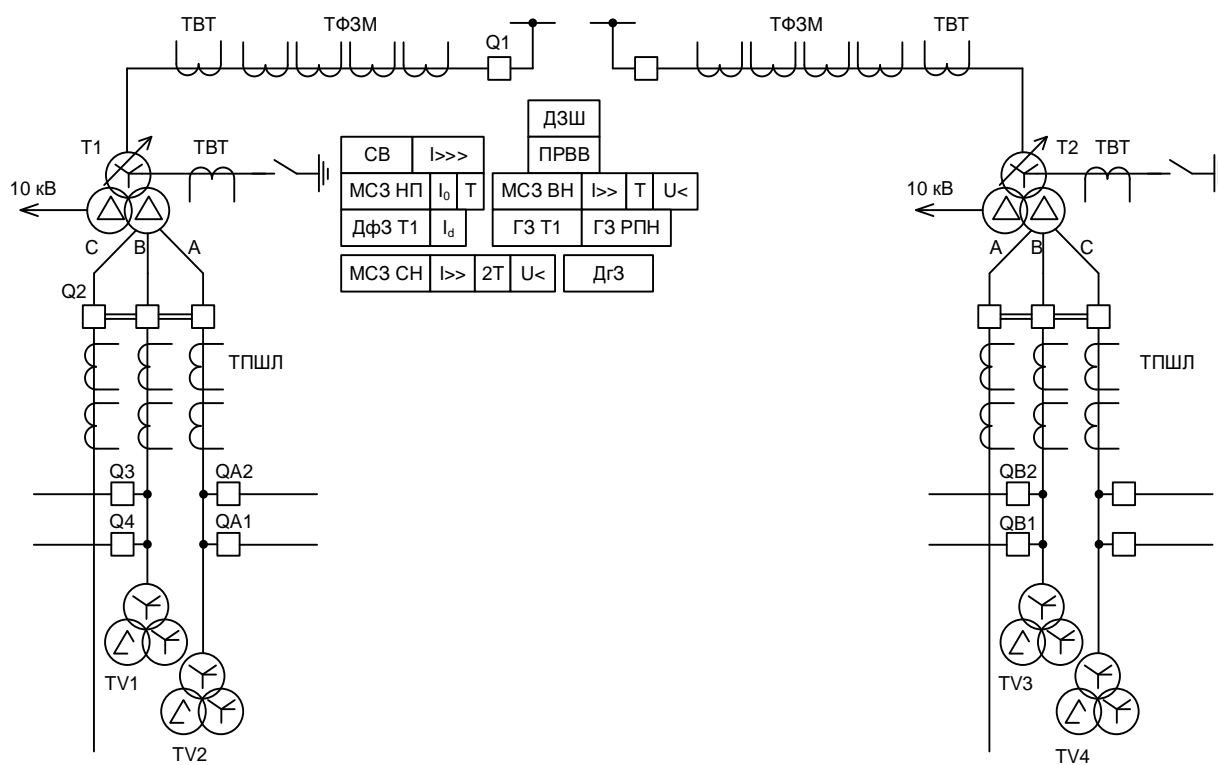


Рис. 7.6. Схема розміщення захисту тягового трансформатора

7.2. Захист тягової мережі змінного струму

Розглядається тягова мережа змінного струму напругою 27,5 кВ (рис. 7.2), міжпідстанційна зона якої (від Т1 до Т2 і від Т2 до Т3) отримує живлення з двох боків. Посередині встановлюється пост секціонування (ПС). На рис. 7.7 показана схема живлення тягової мережі 27,5 кВ. Між тяговими підстанціями ТПС-А, ТПС-В (від 30 до 100 км) і постом секціонування ПС розміщуються за необхідності пункти паралельного з'єднання ППЗ1 і ППЗ2 з метою стабілізації рівня напруги в контактній мережі при великих розмірах руху і зниження втрат електроенергії. Паралельна схема живлення міжпідстанційної зони – це працюючі пости ПС, а також пункти ППЗ1 і ППЗ2. Вузлова схема живлення – це відсутність пунктів ППЗ1, ППЗ2 або їх вимикання. Роздільна схема живлення – вимкнені вимикачі поста ПС і пунктів ППЗ1, 2, але ввімкнені поздовжні роз'єднувачі $QS1$, $QS2$. Одностороння петельна схема живлення – вимкнені вимикачі $QPВ1$, $QPВ2$ чи шиноз'єднувальний вимикач $QPш$, який встановлюють із метою зменшення зрівнювальних струмів у контактній мережі (на рис. 7.7 не показано).

Основні особливості і вимоги до релейного захисту тягової мережі змінного струму напругою 27,5 кВ:

- навантаження різко змінне і постійно переміщується (локомотиви) уздовж живильної тягової мережі;
- небажана зміна напруги в силовому колі локомотива після успішного автоматичного повторного вмикання вимикача фідера контактної мережі, що є причиною кругового вогню по колектору тягових двигунів і зниження потужності;
- схема живлення контактної мережі в процесі експлуатації може змінюватися: вимикаються які-небудь секції контактної мережі; виводяться на ревізію пости секціонування і пункти паралельного з'єднання; на вимогу диспетчера в аварійних умовах двостороннє живлення може бути замінене одностороннім;

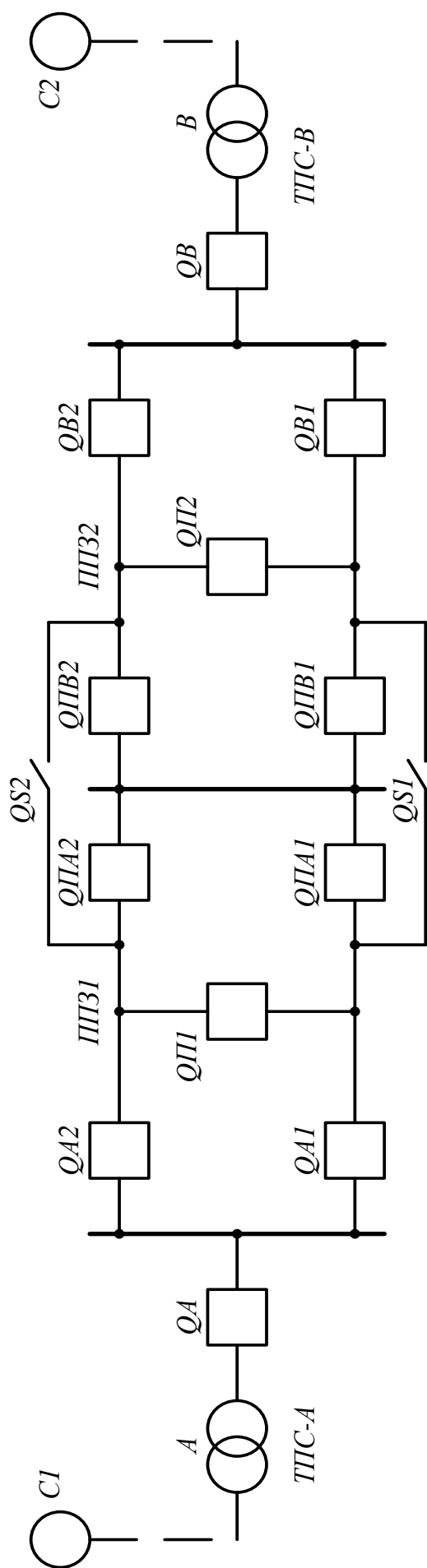


Рис. 7.7. Схема живлення тягової мережі 27,5 кВ

- при значних струмах короткого замикання в контактній мережі й уповільненні у вимиканні виникає відпал і перепал проводів. З метою запобігання перепалу контактних проводів у точці контакту проводу з полозом струмоприймача тривалість аварійного режиму короткого замикання (час спрацьовування релейного захисту плюс власний час вимикання вимикача) має бути мінімальною, у межах 0,1–0,17 с;

- при пошкодженнях на локомотиві струм короткого замикання протікає через тягову мережу і струмоприймач, тому в місці торкання проводу і струмоприймача виділяється тепло і провід нагрівається. При нагріванні контактного проводу до 200 °С і більше його механічна міцність знижується, і провід може розірватися. Температура нагрівання проводу залежить від значення струму, що протікає через місце контакту, і тривалості його протікання. Наприклад, перепал проводу МФ-100 струмами 3 кА і більше може настати при часі більше, ніж 0,4 с. При коротких замиканнях може виникнути відкрита електрична дуга, яка має сильну термічну дію і пошкоджує поверхню проводу, виплавляє в ньому кратери. Руйнівна дія дуги характеризується струмом у дузі і тривалістю її існування (А·с). Чим більше ця складова, тим вірогіднішим є розрив проводу. При струмах 500–2000 А перепал мідного контактного проводу стає можливим, якщо дія дуги перевершує 280–350 А·с. Електрична дуга із струмом понад 2000 А може перепалити провід через 0,15–0,17 с. Для запобігання перепалів проводів необхідно швидко вимикати коротке замикання і не допускати автоматичного повторного вмикання (АПВ) на стійке коротке замикання. З цією метою застосовуються спеціальні випробувачі коротких замикань для перевірки стану ізоляції контактної мережі;

- у нормальному режимі контактної мережі струм навантаження змінюється в широких межах. Наприклад, для двоколіїної ділянки з зоною між підстанціями в 50 км струм нормального режиму коливається від мінімального до максимального 850 А. При пусках електродвигуна електровоза – 300 А, збільшення струму намагнічення при вимиканні трансформатора електровоза 1200 А, а після раптового вимикання фідера і АПВ збільшення струму в міжпідстанційній зоні досягають 2500 А;

- у режимі тяги фазовий кут основної гармоніки струму потяга складає 40° . У режимі пуску і при рекуперації кут істотно збільшується. Але якщо струм фідера вище 250–300 А, то і вплив струмів рекуперації і зрівнювальних струмів на кути дещо менше, і кут навантаження не перевищує 40° ;

- випрямні встановлення електровозів викликають вищі гармоніки в струмах і напрузі фідера. Переважання третіх гармонік у струмі 3–7 % і напрузі 3 %. При проходженні струму короткого замикання виникає іскріння, що перемежається (вищі гармоніки і гармоніки з частотою 25 Гц (15–20 %)), а кут мережі наближається до 50° , що ускладнює вибір характеристик дистанційного захисту. На вимогу селективності (вибірковості) при коротких замиканнях у першу чергу мають вимикатися найближчі до місця пошкодження вимикачі. Наприклад, якщо пошкодження станеться в зоні між підстанцією ТПС-А і постом секціонування ПС двоколіїної ділянки з вузловою схемою живлення, у точці К-1, за рис. 7.8, то необхідно, щоб вимкнулись основними захистами без витримки часу вимикачі з боку підстанції $QA1$ і з боку поста секціонування $QPA1$. Вимикачі $QA2$, $QPA2$, $QPB1$, $QPB2$ при цьому вимикатися не повинні, хоча при пошкодженні в точці К-1 через них протікає струм короткого замикання. Також при короткому замиканні в точці К-2 мають вимикатися вимикачі з боку підстанції $QB1$ і з боку поста секціонування $QPB1$, а інші вимикачі поста секціонування ПС вимикатися не повинні. При пошкодженні в точці К-3 (біля вимикача $QA2$) мають вимкнутися вимикачі з боку підстанції $QA2$ і з боку поста секціонування $QPA2$. У той же час при цих пошкодженнях резервні захисти на ввімкнених вимикачах мають їх вимкнути, якщо коротке замикання не вимкнулось найближчими вимикачами.

Селективність не повинна протирічити чутливості захистів, яка нормується відповідними Правилами. Усі захисти тягової мережі змінного струму напругою 27,5 кВ мають бути надійними у спрацьовуванні за вимогою і надійними в неспрацьовуванні за відсутності пошкоджень чи при зовнішніх пошкодженнях (для основних захистів).

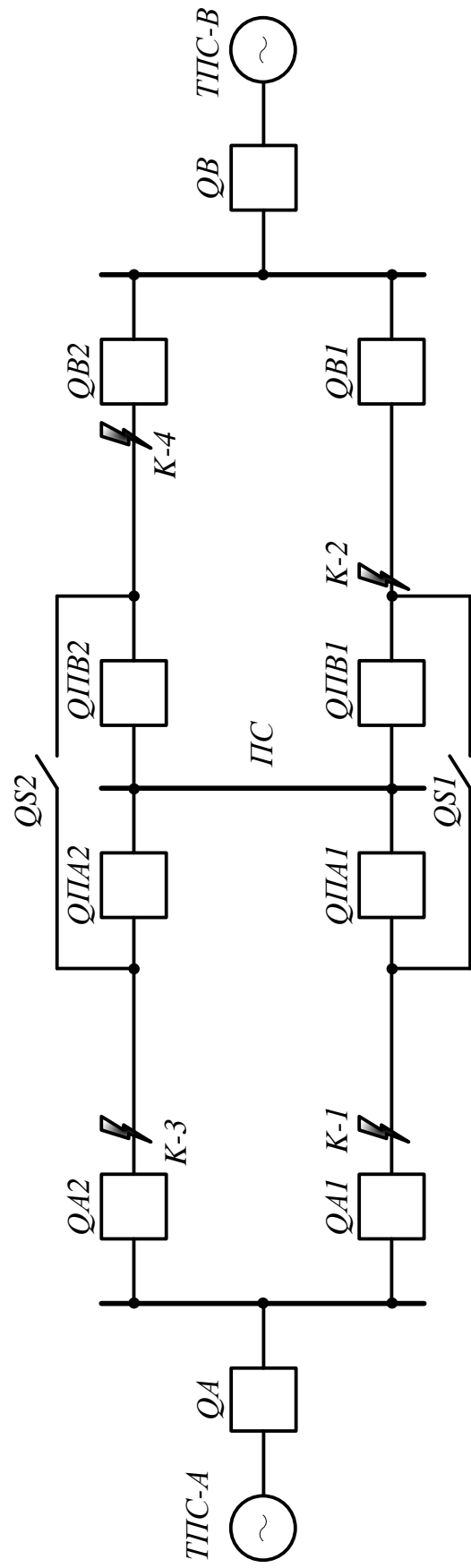


Рис. 7.8. Вузлова схема живлення тягової мережі 27,5 кВ

Таким чином, коротке замикання в будь-якому місці міжпідстанційної зони має виявлятися не менше, ніж двома захистами на найближчому до місця короткого замикання вимикачі, одним захистом – на суміжних вимикачах.

На рис. 7.9 показано фрагмент схеми розміщення захистів тягової мережі з такими позначеннями:

ЛЗШ – логічний захист шин, діє за ознаками пошкодження на шинах, реагуючи на струми, напругу й напрямок потужності;

ЗЗ – земляний захист, реагує на появу струму між внутрішнім і зовнішнім контурами заземлення розподільного пристрою 27,5 кВ;

ПРЗ (УРЗ) – прискорення релейного захисту при оперативному вмиканні вимикача і після дії автоматичного повторного вмикання;

ДГЗ – дуговий захист, діє при появі дуги в комплектних розподільних пристроях;

Блок ВВ – блокування вмикання вимикача;

СВ – струмове відсічення, абсолютно селективний максимальний струмовий захист без витримки часу для прискорення вимикання близьких коротких замикань і перекриття мертвих зон направлених захистів;

ПРВВ – пристрій резервування вимикання вимикача;

ЗЗ – триступінчастий направлений дистанційний захист;

ШПЗ – швидкодіючий завадостійкий захист на герконах;

КТЗ – квазітепловий захист від перегрівання проводів контактної мережі;

СВП – струмове відсічення прискорене;

ДЗ4 – дистанційний захист, четвертий ступінь;

ЗМН – захист мінімальної напруги;

РС31 – резервний струмовий захист;

РС32 – резервний струмовий захист, другий ступінь;

РС33 – резервний струмовий захист, третій ступінь;

АПВ 2кр. – автоматичне повторне вмикання двократної дії;

ТБ – телеблокування;

ПЗ – потенційний захист.

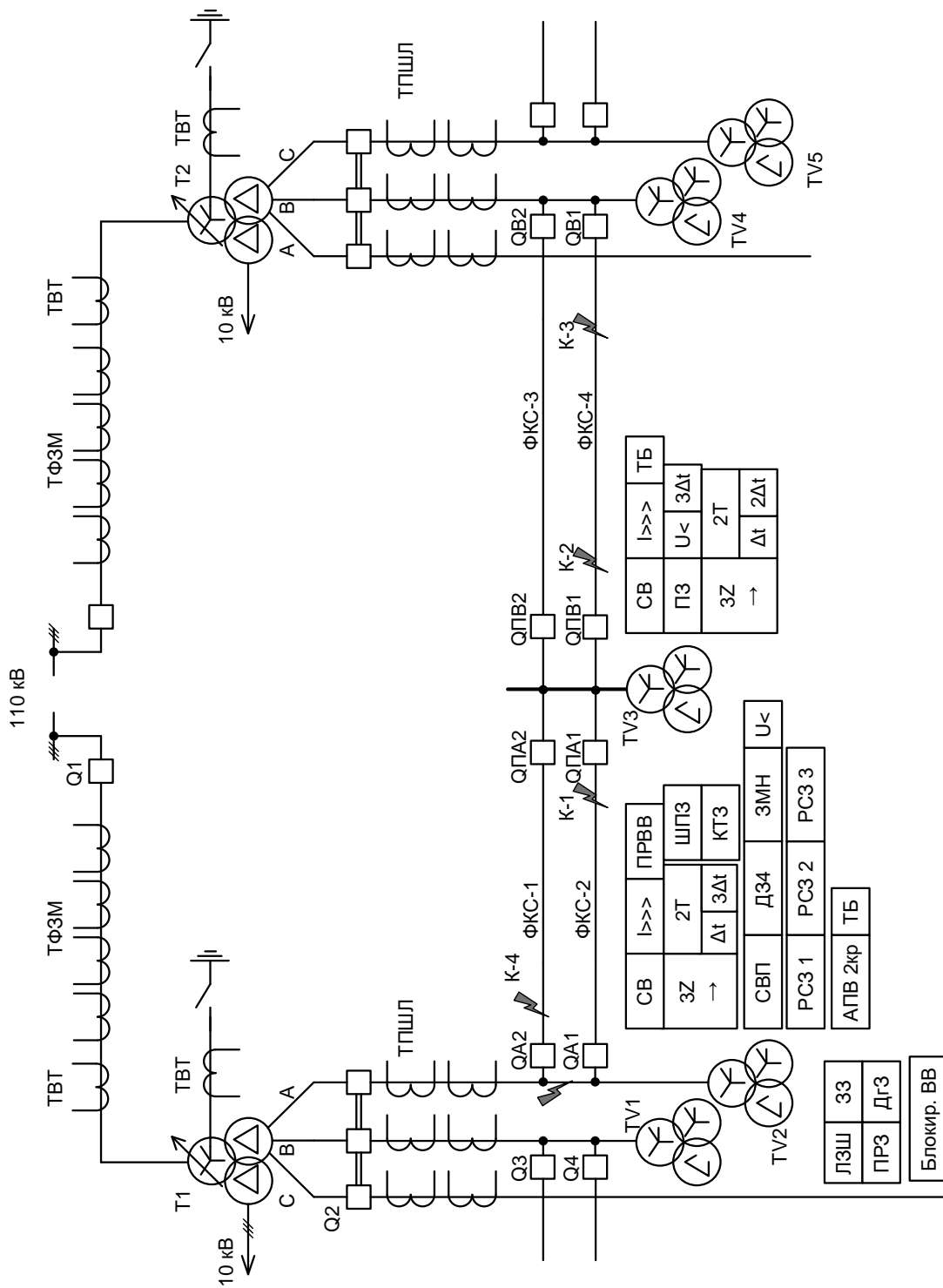


Рис. 7.9. Схема розміщення захистів тягової мережі

Приклад 7.1. Селективність мікропроцесорного захисту контактної мережі.

Розв'язання. Наведено приклад забезпечення однієї з основних вимог до релейного захисту – селективності мікропроцесорного захисту двоколіїної вузлової схеми контактної мережі напругою 27,5 кВ згідно з рис. 7.10.

Кожен із вимикачів підстанційних фідерів $QA1$ і $QA2$ з боку тягової підстанції ТПС-А і $QB1$, $QB2$ з боку тягової підстанції ТПС-В має чотири захисти (на рис. 7.10 показано тільки для вимикача $QA1$): направлене струмове відсічення (СВ) і направлені три ступені дистанційного захисту ($3Z$) з двома витримками часу ($2T$).

На графіку селективності (залежності витримки часу захистів t_{QA1} від віддаленості місця пошкодження в міжпідстанційній зоні l) зона дії першого захисту – струмового відсічення 1 (СВ) – заштрихована.

Зона дії другого захисту, першого ступеня дистанційного захисту 2 ($Z^1(t=0)$) – між підстанцією ТПС-А і постом секціонування ПС.

Зона дії третього захисту, другого ступеня дистанційного захисту 3 ($Z^{11}(\Delta t)$) – від підстанції ТПС-А до першого ступеня попереднього дистанційного захисту 2 ($Z^1(t=0)$) на вимикачі поста секціонування $QPВ1$.

Захисна здатність четвертого захисту, третього ступеня дистанційного захисту 4 ($Z^{111}(3\Delta t)$) – від підстанції ТПС-А до підстанції ТПС-В.

На кожному вимикачі поста секціонування $QPA1$, $QPA2$, $QPВ1$ і $QPВ2$ встановлено п'ять захистів (на рис. 7.10 карта селективності показана для вимикача $QPВ1 - t_{QPВ1}$).

Перший захист 1 (СВ) – направлене струмове відсічення.

Другий захист 2 ($Z^1(t=0)$) – направлене дистанційне відсічення.

Третій захист 3 ($Z^{11}(\Delta t)$) – направлене дистанційне відсічення з витримкою часу, що дорівнює ступеню селективності.

Четвертий захист 4 ($Z^{111}(2\Delta t)$) – спрямований третій ступінь дистанційного захисту з витримкою часу, що дорівнює двом ступеням селективності.

П'ятий захист 5 ($U < (3\Delta t)$) – потенційний захист із зоною дії поблизу поста секціонування ПС.

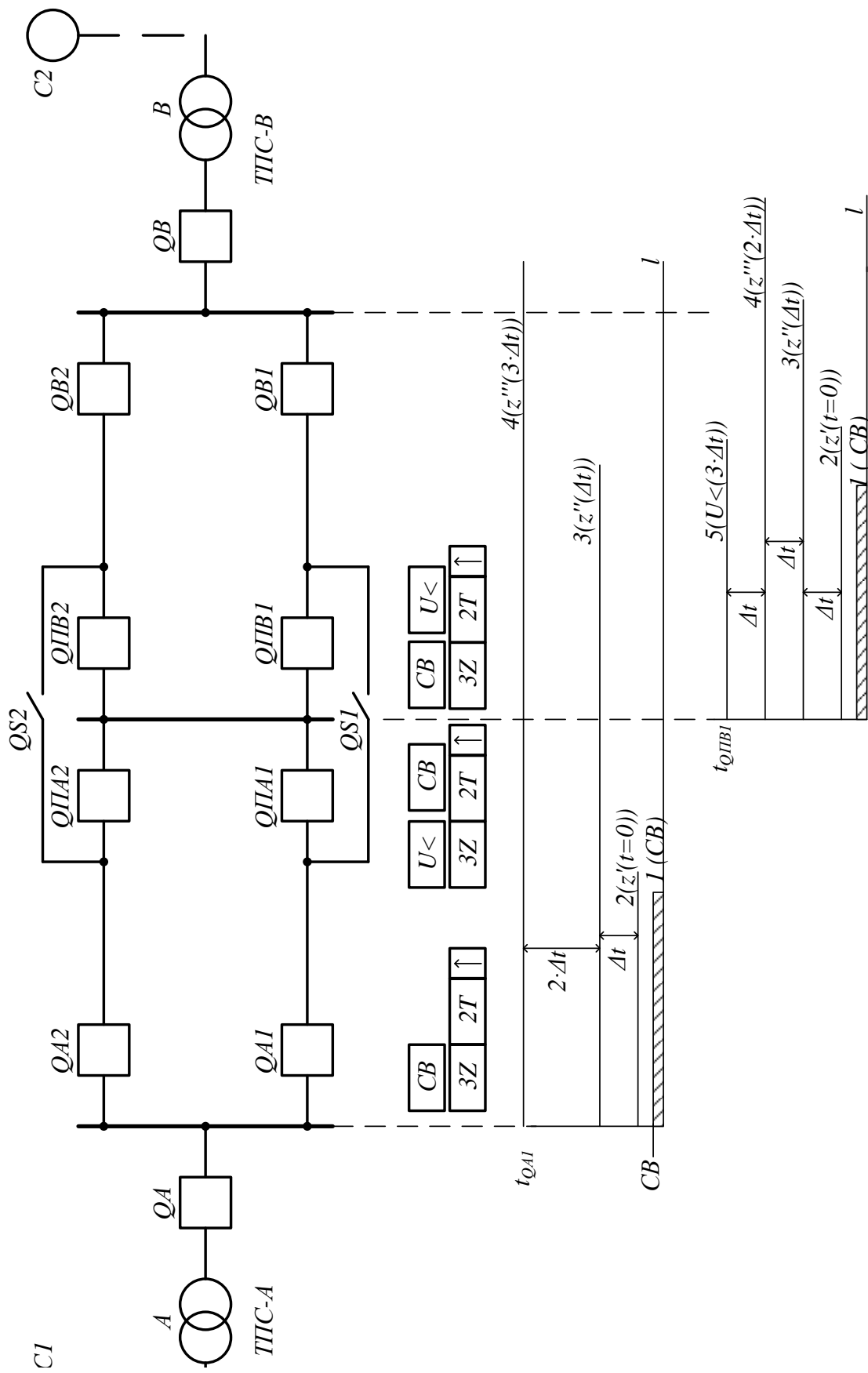


Рис. 7.10. Графік селективності захисту

Слід зазначити, що з метою вимикання короткого замикання з мінімально можливим часом у будь-якій точці (рис. 7.8, точки К-3 і К-4), протилежній точці короткого замикання, захисти прискорюються каналами телемеханіки від основних протилежних захистів.

Вибір вставок захистів тягової мережі 27,5 кВ здійснюється за методикою [19] і табл. 7.1. Розрахункові точки короткого замикання (рис. 7.11): К-1 – пошкодження на початку дистанції А – ПС, поблизу фідерного вимикача $QA1$; К-2 – пошкодження в кінці дистанції А – ПС, поблизу вимикача поста секціонування; К-3 – пошкодження на початку дистанції ПС – В, поблизу вимикача поста секціонування $QPВ1$; К-4 – пошкодження в кінці дистанції ПС – В, поблизу фідерного вимикача $QB1$; К-5 – пошкодження на початку дистанції А – ПС на суміжній колії.

Таблиця 7.1.

Відомість для розрахунку вставок захистів фідерів тягової мережі

Захист	Вимикач	
	$QA1$	$QPВ1$
1	2	3
СВ	$I_{CB} \geq k_{H1} \cdot I_{K2. \max}.$ (7.1) $k_{ч} = I_{K1. \min} / I_{T0} \geq 1,2.$ (7.2) $I_{CB} \geq k_3 \cdot I_{P. \max}.$ (7.3) $I_{CB} \geq k_3 \cdot I_{K5. \max}.$ (7.4) $t_{CP} = 0.$ $\varphi_{CP} = 55 - 120^\circ.$ (без (7.3)) $\varphi_{CP} = 0 - 120^\circ.$ (без (7.4))	$I_{CB} \geq k_{H1} \cdot I_{K4. \max}.$ (7.17) $k_{ч} = I_{K3. \min} / I_{CB} \geq 1,2.$ (7.18) $I_{CB} \geq k_3 \cdot I_{H. \max}.$ (7.19) $I_{CB} \geq k_3 \cdot I_{K2. \max}.$ (7.20) $t_{CP} = 0.$ $\varphi_{CP} = 0 - 120^\circ$ (без (7.19) або (7.20))
ДЗ1	$Z_{ДЗ1} \leq k_{H2} \cdot Z_{K2. \min}.$ (7.5) $Z_{ДЗ1} \leq Z_{P. \min} / k_3.$ (7.6) $t_{CP} = 0;$ $\varphi_{CP} = 0 - 360^\circ$ (з БТ)	$Z_{ДЗ1} \leq k_{H2} \cdot Z_{K4. \min}.$ (7.21) $Z_{ДЗ1} \leq Z_{PП. \min} / k_3.$ (7.22) $t_{CP} = 0; \varphi_{CP} = 0 - 120^\circ$
БТ	$I_{BC} \geq k_3 \cdot I_{K5. \max}.$ (7.7)	
ДЗ2	$Z_{ДЗ2} \geq k_{ч1} \cdot Z_{K2. \max}.$ (7.8) $Z_{ДЗ2} \leq Z_{P. \min} / (k_3 \cdot k_B).$ (7.9) $t_{CP} = \Delta t; \varphi_{CP} = 0 - 120^\circ$	$Z_{ДЗ2} \geq k_{ч1} \cdot Z_{K4. \max}.$ (7.23) $Z_{ДЗ2} \leq Z_{PП. \min} / (k_3 \cdot k_B).$ (7.24) $t_{CP} = \Delta t; \varphi_{CP} = 50 - 120^\circ$
ДЗ3	$Z_{ДЗ3} \geq k_{ч} \cdot Z_{K4. \max}.$ (7.10) $Z_{ДЗ3} \geq k_{ч2} \cdot Z_{K2. \max}.$ (7.11) $t_{CP} = 3\Delta t; \varphi_{CP} = 55 - 120^\circ$	$Z_{ДЗ3} \geq k_{ч2} \cdot Z_{K4. \max}.$ (7.25) $t_{CP} = 2\Delta t; \varphi_{CP} = 55 - 120^\circ$

1	2	3
МЗ	$I_{МЗ} \leq I_{К2.min} / k_{ч1} \quad (7.12)$ $I_{МЗ} \geq k_3 \cdot I_{P.max} / k_{П1} \quad (7.13)$ $t_{CP} = 4\Delta t$	$I_{МЗ} \leq I_{К4.min} / k_{ч1} \quad (7.26)$ $I_{МЗ} \geq k_3 \cdot I_{H.max} / k_{П1} \quad (7.27)$ $t_{CP} = 3\Delta t$
ПЗ	$U_{ПЗ} \leq U_{P.min} / (k_3 \cdot k_{П}) \quad (7.14)$ $U_{ПЗ} \geq k_{ч} \cdot U_{К1,Д,max} \quad (7.15)$ $U_{ПЗ} \geq k_{ч} \cdot U_{К2,max} \quad (7.16)$ $t_{CP} = 5\Delta t$	$U_{ПЗ} \leq U_{ПП.min} / (k_3 \cdot k_{П}) \quad (7.28)$ $U_{ПЗ} \geq k_{ч} \cdot U_{К3,Д,max} \quad (7.29)$ $U_{ПЗ} \geq k_{ч} \cdot U_{К4,max} \quad (7.30)$ $t_{CP} = 6\Delta t$
Коефіцієнти	$k_{Н1} = 1,3-1,6; k_{Н2} = 0,85-0,9; k_3 = 1,1-1,3; k_{ч} = 1,2;$ $k_{ч1} = 1,25; k_{ч2} = 1,5; k_{П} = 1,1-1,2; k_{П1} = 0,85-0,9$	

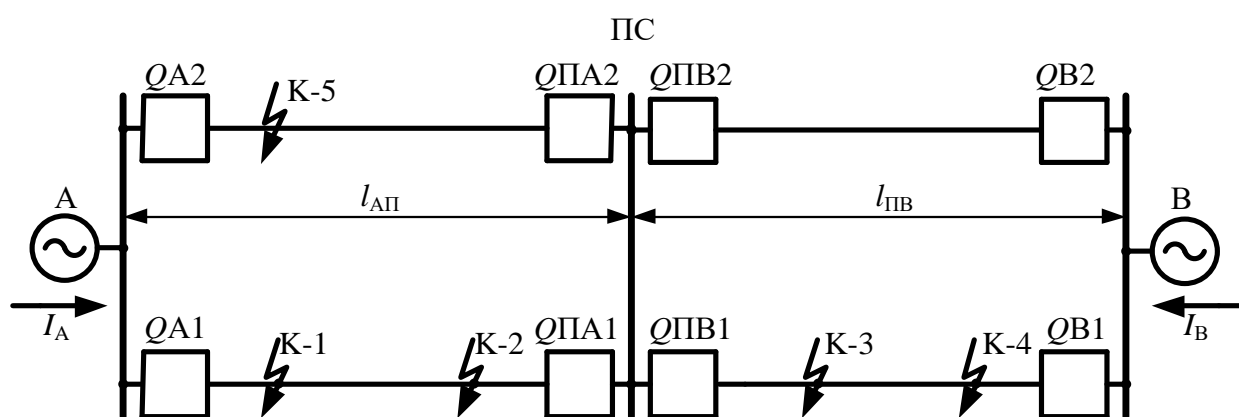


Рис. 7.11. Розрахункові точки КЗ в контактній мережі

Приклад 7.2. Вихідні дані для розрахунків релейного захисту фідера тягової підстанції.

Схема живлення тягової мережі – вузлова. Відстань між підстанцією А і постом секціонування ПС $l_{АП} = 25$ км. Відстань між постом секціонування ПС і підстанцією В $l_{ПВ} = 40$ км. Відстань між підстанціями А і В $l_{AB} = 65$ км. Ділянка двоколійна ($n = 2$). Тягова мережа ТП. Опір підстанції А у максимумі і мінімумі навантаження $Z_{ПА} = 4,0$ Ом. Опір підстанції В у максимумі і мінімумі навантаження $Z_{ПВ} = 5,75$ Ом.

Опір одного кілометра тягової мережі на двоколійній ділянці при ввімкненій контактній мережі на двох коліях $Z_{mn} = Z_{22} = 0,302$ Ом/км.

Опір 1 км тягової мережі на двоколінійній ділянці з вимкненою контактною мережею другої колії $Z_{mn} = Z_{21} = 0,47 \text{ Ом/км}$.

Опір 1 км рейкового кола на двоколінійній ділянці з урахуванням взаємного індуктивного впливу контактної мережі різних колій $Z'_{p,m} = Z'_{p,2} = 0,139 \text{ Ом/км}$.

Опір 1 км тягової мережі однієї колії за умови індуктивного впливу струмів протилежного напрямку контактних мереж інших $n-1$ колій $Z_{-1,n} = Z_{-1,2} = 0,336 \text{ Ом/км}$.

Максимальний струм фідера підстанції в нормальному режимі $I_{P, \max} = 580 \text{ А}$.

Мінімальне значення опору в місці встановлення захисту фідера підстанції в нормальному режимі $Z_{P, \min} = 43,1 \text{ Ом}$.

Максимальний струм фідера поста секціонування в нормальному режимі $I_{P, \max} = 299 \text{ А}$.

Мінімальне значення опору в місці встановлення захисту фідера поста секціонування в нормальному режимі $Z_{P, \min} = 83,6 \text{ Ом}$.

Приклад 7.3. Розрахунок струмового відсічення фідера тягової підстанції.

Розв'язання. Струм від підстанції А

$$I_A = U_{A, \text{рас}} \cdot C_A / Z_{\text{РЕЗ}} = 27500 \cdot 0,53 / 8,36 = 1746,6 \text{ А}$$

Струм через вимикач фідера підстанції при КЗ К-2

$$I_{QA1} = I_A = 1746,6 \text{ А}$$

Максимальне значення наскрізного струму для розрахунку вставки струмового відсічення

$$I_{K2, \max} = I_{QA1} = 1746,6 \text{ А}$$

Вибір вставки струмового відсічення за умовою, наведеною в табл. 7.1.

$$I_{CB} \geq k_{H1} \cdot I_{K2, \max} = 1,3 \cdot 1746,6 = 2270 \text{ А}$$

Приймаємо вставку струмового відсічення $I_{T0} = 2300 \text{ А}$.

Чутливість відсічення визначається за мінімальним струмом пошкодження в місці приєднання захисту (точка К-1 на рис. 7.11).

Сумарний струм короткого замикання від однієї підстанції

$$I_K = I_A + I_B = U_{A, \text{роз}} / Z_{\text{РЕЗ}} = 27200 / 3,45 = 7871 \text{ А}$$

Коефіцієнт участі боку В

$$C_B = Z_{EKВ} / Z_B = 3,45 / 25,4 = 0,135.$$

Струм від підстанції В

$$I_B = I_K \cdot C_B = 7871 \cdot 0,13 = 1071 \text{ А.}$$

Струм через вимикач фідера підстанції при КЗ К-1

$$I_{QA1} = I_K - I_B / n = 7871 - 0,5 \cdot 1071 = 7335,4 \text{ А.}$$

Мінімальне значення струму пошкодження в точці К-1

$$I_{K1. \min} = I_{QA1} = 7335,4 \text{ А.}$$

Чутливість струмового відсічення фідера підстанції

$$k_{\text{ч}} = I_{K1. \min} / I_{CB} = 7335,4 / 2300 = 3,23 > 1,2.$$

Отримане значення задовольняє вимоги нормованої чутливості. Перевірка недії струмового відсічення в максимальному робочому режимі:

$$I_{CB} \geq k_3 \cdot I_{P. \max} = 1,3 \cdot 580,$$

$$I_{CB} = 2300 > 754 \text{ А.}$$

Висновок. Ненаправлене струмове відсічення для захисту фідера підстанції з вставками $I_{CB} = 2300 \text{ А}$ і $t_{CP} = 0$ чутливе до пошкоджень з початку дистанції і налаштоване від струмів максимального робочого режиму.

Приклад 7.4. Розрахунок блокування за струмом для першого ступеня дистанційного захисту.

Розв'язання. Для того щоб виконати перший ступінь дистанційного захисту і швидкодіючого ненаправленого у вигляді кола з центром з початку координат ($\varphi_{CP} = 0-360$), необхідно застосувати струмовий пуск (блокування за струмом) при пошкодженні «за спиною» в точці К-5.

Струм через вимикач QA1 фідера підстанції дорівнює струму від підстанції В (пошкодження «за спиною»)

$$I_{QA1} = -I_B = I_{K5. \max} = 930 \text{ А.}$$

За табл. 7.1 вибираємо вставку струмового пуску

$$I_{BC} = k_3 \cdot I_{K5. \max} = 1,2 \cdot 930 = 1115,6 \text{ А.}$$

Приймаємо вставку $I_{BC} = 1200 \text{ А.}$

Приклад 7.5. Розрахунок першого ступеня дистанційного захисту фідера тягової підстанції.

Розв'язання. Для вибору вставки захисту розраховуємо опір $Z_{K2.min}$, який вимірюється першим ступенем, при КЗ в кінці дистанції А – ПС. З розрахунків струмового відсічення фідера підстанції відомо, що

$$I_{QA1} = I_A = 1746 \text{ А.}$$

Напруга на шинах підстанції А

$$U_{A,ш} = U_{A,роз} - I_A \cdot Z_{ПА} = 27500 - 1746 \cdot 4,0 = 20516 \text{ В.}$$

Опір пошкодження, що вимірюється ступенем захисту ДЗ1,

$$Z_{K2} = U_{A,ш} / I_{QA1} = 20516 / 1746 = 11,75 \text{ Ом.}$$

Вибираємо вставку першої зони дистанційного захисту

$$Z_{ДЗ1} = k_{Н2} \cdot Z_{K2.min} = 0,85 \cdot 11,75 = 9,98 \text{ Ом.}$$

Приймаємо вставку першої зони $Z_{ДЗ1} = 10,0 \text{ Ом.}$

Перевірка за умовою налагодження захисту від максимального робочого режиму:

$$Z_{ДЗ1} \leq Z_{P.min} / k_3,$$

$$10,0 < (43,1 / 1,2) = 35,9 \text{ Ом.}$$

Висновок. Вставки першого ступеня захисту фідера підстанції за опором $Z_{ДЗ1} = 10 \text{ Ом}$ і часом $t_{ДЗ1} = 0 \text{ с}$ (захист без витримки часу, тобто дистанційне відсічення). Характеристика захисту ненаправлена. Властивість направленості забезпечується блокуванням за струмом з вставкою $I_{БС} = 1200 \text{ А}$. Умова налаштування від нормального режиму при інтенсивному русі поїздів виконується з великим запасом, що дозволяє використовувати кутову характеристику у вигляді кола з центром з початку координат.

Приклад 7.6. Розрахунок другого ступеня дистанційного захисту фідера тягової підстанції.

Розв'язання. Для вибору вставки захисту розраховуємо опір $Z_{K2.max}$, який вимірюється другим ступенем, при КЗ в кінці дистанції А–ПС.

Опір тягової мережі з боку підстанції А

$$Z_{СА} = Z_{ТСА} + Z'_{ТС,i} = Z_{22} \cdot l_{АП} = 0,302 \cdot 25 = 7,55 \text{ Ом.}$$

Опір тягової мережі з боку підстанції В

$$Z_{CB} = Z_{TCB} + Z''_{TC,i} = Z_{22} \cdot l_{ПВ} = 0,302 \cdot 40 = 12,08 \text{ Ом.}$$

Опір боку А схеми заміщення

$$Z_A = Z_{ПА} + Z_{СА} = 4,0 + 7,55 = 11,55 \text{ Ом.}$$

Опір боку В схеми заміщення

$$Z_B = Z_{ПВ} + Z_{CB} = 5,75 + 12,08 = 17,83 \text{ Ом.}$$

Взаємний опір боків А і В схеми заміщення

$$Z_{AB} = Z'''_{TC,i} + Z_{ТГЗ} + R_D = 0 + 0 + 0 = 0.$$

Еквівалентний опір схеми заміщення

$$Z_{ЕКВ} = Z_A \cdot Z_B / (Z_A + Z_B) = 11,55 \cdot 17,83 / (11,55 + 17,83) = 7,0 \text{ Ом.}$$

Результуючий опір схеми заміщення

$$Z_{РЕЗ} = Z_{ЕКВ} + Z_{AB} = 7 + 0 = 7 \text{ Ом.}$$

Коефіцієнт участі боку А

$$C_A = Z_{ЕКВ} / Z_A = 7 / 11,55 = 0,6.$$

Струм від підстанції А

$$I_A = U_{A,роз} \cdot C_A / Z_{РЕЗ} = 27200 \cdot 0,6 / 7 = 2355 \text{ А.}$$

Струм вимикача фідера дорівнює

$$I_{QA1} = I_A / n = 2355 / 2 = 1177,5 \text{ А.}$$

Напруга на шинах підстанції А

$$U_{A,Ш} = U_{A,роз} - I_A \cdot Z_{ПА} = 27200 - 2355 \cdot 4,0 = 17780 \text{ В.}$$

Опір пошкодження в точці К-2, який вимірюється другим ступенем захисту ДЗ2,

$$Z_{K2. max} = U_{A,Ш} / I_{QA1} = 17780 / 1177,5 = 15,1 \text{ Ом.}$$

Вибір вставки другої зони дистанційного захисту

$$Z_{ДЗ2} \geq k_{ч1} \cdot Z_{K2. max} = 1,25 \cdot 15,1 = 18,87 \text{ Ом.}$$

Приймаємо вставку другої зони $Z_{ДЗ2} = 19,0 \text{ Ом.}$

Перевірка за умовою налагодження від максимального робочого режиму з урахуванням повернення даного захисту після вимкнення пошкодження на суміжній ділянці власним захистом:

$$Z_{ДЗ2} \leq Z_{P. min} / (k_3 \cdot k_B) = 43,1 / (1,2 \cdot 1,15) = 31,2 \text{ Ом,}$$
$$(Z_{ДЗ2} = 19) < 31,2 \text{ Ом,}$$

що свідчить про налаштування захисту від нормального тягового режиму.

Висновок. Вставки другого ступеня захисту фідера підстанції за опором $Z_{ДЗ2}=19$ Ом і часом $t_{ДЗ2} = \Delta t$. Характеристика захисту – направлена, у вигляді сегмента кола в I і II квадрантах комплексної площини ($\varphi_{CP} = 0-120^\circ$). Захист резервує своє дистанційне відсічення $Z_{ДЗ1}$ і з витримкою часу Δt захищає повністю дистанцію $l_{АП}$ і частково дистанцію $l_{ПВ}$.

Приклад 7.7. Розрахунок третього ступеня дистанційного захисту фідера тягової підстанції.

Розв'язання. Для вибору вставки захисту приймаємо режим мінімуму енергосистеми при напрузі $U_{роз} = 27200$ В.

Розрахунок опору тягової мережі з боку підстанції А

$$Z_{CA} = Z_{TCA} + Z'_{TC,i} = Z_{22} \cdot l_{АП} + Z'_{p,2} \cdot l_{ПВ},$$

$$Z_{CA} = 0,302 \cdot 25 + 0,139 \cdot 40 = 7,55 + 5,56 = 13,11 \text{ Ом.}$$

Опір тягової мережі з боку підстанції В

$$Z_{CB} = Z_{TCB} + Z''_{TC,i} = Z_{-1,2} \cdot l_{ПВ} / (n - 1) = 0,336 \cdot 40 / 1 = 13,44 \text{ Ом.}$$

Опір боку А схеми заміщення

$$Z_A = Z_{ПА} + Z_{CA} = 4,0 + 13,11 = 17,11 \text{ Ом.}$$

Опір боку В схеми заміщення

$$Z_B = Z_{ПВ} + Z_{CB} = 5,75 + 13,44 = 19,19 \text{ Ом.}$$

Взаємний опір боків А і В схеми заміщення з урахуванням опору дуги в місці пошкодження

$$Z_{AB} = Z'''_{TC,i} + Z_{ТГЗ} + R_D = Z_{-1,2} \cdot l_{ПВ} + Z_{ТГЗ} + R_D,$$

$$Z_{AB} = 0,336 \cdot 40 + 0 + 8 = 21,44 \text{ Ом.}$$

Еквівалентний опір схеми заміщення

$$Z_{ЕКВ} = Z_A \cdot Z_B / (Z_A + Z_B) = 17,11 \cdot 19,19 / (17,11 + 19,19) = 9,04 \text{ Ом.}$$

Результуючий опір схеми заміщення

$$Z_{РЕЗ} = Z_{ЕКВ} + Z_{AB} = 9,04 + 21,44 = 30,48 \text{ Ом.}$$

Коефіцієнт участі боку А

$$C_A = Z_{ЕКВ} / Z_A = 9,04 / 17,11 = 0,53.$$

Струм від підстанції А

$$I_A = U_{A, \text{роз}} \cdot C_A / Z_{\text{РЕЗ}} = 27200 \cdot 0,53 / 30,48 = 473 \text{ А.}$$

Струм вимикача фідера підстанції дорівнює

$$I_{QA1} = I_A / n = 473 / 2 = 236,5 \text{ А.}$$

Напруга на шинах підстанції А

$$U_{A, \text{Ш}} = U_{A, \text{роз}} - I_A \cdot Z_{\text{ПА}} = 27200 - 473 \cdot 4,0 = 25308 \text{ В.}$$

Опір пошкодження в точці К-4, який вимірюється третім ступенем дистанційного захисту ДЗЗ,

$$Z_{K4. \text{max}} = U_{A, \text{Ш}} / I_{QA1} = 25308 / 236,5 = 107,0 \text{ Ом.}$$

Вибір вставки третьої зони дистанційного захисту за формулою (7.10)

$$Z_{\text{ДЗЗ}} \geq k_{\text{ч}} \cdot Z_{K4. \text{max}} = 1,2 \cdot 107,0 = 128,4 \text{ Ом.}$$

Приймаємо вставку третьої зони $Z_{\text{ДЗЗ}} = 130,0 \text{ Ом.}$

Вставка третьої зони дистанційного захисту перевіряється за формулою (7.11), тобто захист має бути чутливим ($k_{\text{ч}} = 1,5$) до пошкоджень на шинах поста секціонування в точці К-2 в режимі мінімуму енергосистеми.

Опір пошкодження в даній точці розрахований при виборі другого ступеня дистанційного захисту $Z_{K2. \text{max}} = 15,1 \text{ Ом.}$

Перевірка чутливості третього ступеня дистанційного захисту:

$$Z_{\text{ДЗЗ}} \geq k_{\text{ч2}} \cdot Z_{K2. \text{max}},$$

$$130 \geq (1,5 \cdot 15,1 = 22,7) \text{ Ом.}$$

Отже, умова чутливості до пошкоджень на шинах поста секціонування виконується. Однак, судячи з абсолютних значень опорів, вставка третього ступеня дистанційного захисту мінімального опору $Z_{\text{ДЗЗ}} = 130 \text{ Ом}$ не налаштована від максимального робочого режиму $Z_{\text{Р. min}} = 43,1 \text{ Ом}$. Тому з метою налаштування захисту від навантажувального режиму з фазовим кутом у межах $20 - 40^\circ$ вибираємо для захисту направлену характеристику у вигляді сегмента кола в I і II квадрантах комплексної площини ($\varphi_{\text{СР}} = 55 - 120^\circ$).

Висновок. Вставки третього ступеня захисту фідера підстанції за опором $Z_{\text{ДЗЗ}} = 130 \text{ Ом}$ і часом $t_{\text{ДЗЗ}} = 3 \Delta t$. Характеристика

захисту – направлена, у вигляді сегмента кола в I і II квадрантах комплексної площини ($\varphi_{CP} = 55-120^\circ$). Захист резервує свої захисти і захисти поста секціонування, а також відмови вимикачів останнього.

Приклад 7.8. Розрахунок максимального струмового захисту фідера тягової підстанції.

Розв'язання. Для вибору вставки максимального струмового захисту приймаємо режим мінімуму енергосистеми при напрузі $U_{роз} = 27200$ В. З розрахунків другого ступеня дистанційного захисту відомі струм вимикача фідера підстанції $I_{QA1} = 1177,5$ А і напруга на шинах підстанції $U_{A,III} = 17780$ В. Тоді струм у захисті при пошкодженні в К-2 дорівнює

$$I_{K2.min} = I_{QA1} = 1177,5 \text{ А.}$$

Вибір вставки максимального струмового захисту за умовою чутливості до пошкоджень в основній зоні за формулою (7.12)

$$I_{M3} \leq I_{K2.min} / k_{ч1} = 1177,5 / 1,3 = 905,7 \text{ А.}$$

Приймаємо вставку $I_{M3} = 900$ А.

Перевірка вставки за умовою неспрацьовування після вимкнення суміжними захистами найближчих пошкоджень

$$I_{M3} \geq k_3 \cdot I_{P.max} / k_{П1} = 1,2 \cdot 580 / 0,85 = 819 \text{ А.}$$

Умова налаштування виконується ($I_{M3} = 900 \text{ А} > 819 \text{ А}$).

Висновок. Вставки максимального струмового захисту фідера підстанції за струмом $I_{M3} = 900$ А і часом $t_{M3} = 4$ Δt. Захист є другим ступенем струмового захисту і виконує функції ближнього і далекого резервування.

Приклад 7.9. Розрахунок потенційного захисту фідера тягової підстанції.

Розв'язання. Вставка потенційного захисту має бути налаштована від значення напруги в завантажувальному максимальному режимі тягової мережі з урахуванням неспрацьовування після вимикання суміжних пошкоджень

$$U_{ПЗ} \leq U_{P.min} / (k_3 \cdot k_{П}) = 25000 / (1,2 \cdot 1,15) = 18116 \text{ В.}$$

Приймаємо вставку потенційного захисту $U_{ПЗ} = 18000$ В.

Перевіряємо чутливість захисту до пошкоджень у К-1. З розрахунків струмового відсічення знайдемо струм пошкодження від підстанції А

$$I_{K1, \min} = I_A = U_{A, \text{роз}} \cdot Z_B / (Z_A \cdot Z_B + Z_{AB} \cdot (Z_A + Z_B)) = \\ = U_{A, \text{роз}} / Z_A = 27200 / 4,0 = 6800 \text{ А.}$$

Напруга на шинах підстанції А

$$U_{K1, \max} = U_{A, \text{роз}} - I_{K1, \min} \cdot Z_{ПА} = 27500 - 6800 \cdot 4,0 = 300 \text{ В.}$$

За розрахунками за формулою (7.15), чутливість потенційного захисту до пошкоджень на шинах підстанції у К-1 виконується

$$(U_{ПЗ} = 18000 \text{ В}) > (k_{ч} \cdot U_{K1, \max} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ В}).$$

Перевіряємо чутливість захисту до пошкоджень у К-2. З розрахунків другого ступеня дистанційного захисту відомі

$$Z_A = 11,55 \text{ Ом}, Z_B = 17,83 \text{ Ом}, Z_{AB} = 0.$$

Струм від підстанції А

$$I_A = U_{A, \text{роз}} / Z_A = 27500 / 11,55 = 2381 \text{ А.}$$

Напруга на шинах підстанції А

$$U_{A, \text{ш}} = U_{A, \text{роз}} - I_A \cdot Z_{ПА} = 27500 - 2381 \cdot 4,0 = 17976 \text{ В.}$$

Напруга на шинах підстанції А при пошкодженні К-2 з урахуванням коефіцієнта чутливості

$$U_{K2, \max} \cdot k_{ч} = 17976 \cdot 1,2 = 21571 \text{ В}$$

має бути менше вставки потенційного захисту $U_{ПЗ} = 18000 \text{ В}$, що не виконується.

Висновок. Вставки потенційного захисту фідера підстанції за напругою $U_{ПЗ} = 18000 \text{ В}$ і часом $t_{ПЗ} = 5 \Delta t$. Захист виконує функції ближнього резервування підстанції.

Приклад 7.10. Розрахунок вставок реле захисту фідера підстанції.

Розв'язання. Для максимального струму фідера підстанції в нормальному режимі $I_{P, \max} = 580 \text{ А}$ прийнято вимірювальний трансформатор струму з коефіцієнтом трансформації

$$k_{ТП} = 1000 / 5 = 200.$$

Коефіцієнт трансформації вимірювальних трансформаторів напруги

$$k_{\text{НП}} = 27500/100 = 275.$$

Вставки реле захистів за струмом визначаються за формулами

$$I_{\text{СР,СВ}} = I_{\text{Т0}} / k_{\text{ТП}} = 2300/200 = 11,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{СР,БТ}} = I_{\text{БС}} / k_{\text{ТП}} = 1200/200 = 6 \text{ А};$$

$$I_{\text{СР,МЗ}} = I_{\text{МЗ}} / k_{\text{ТП}} = 900/200 = 4,5 \text{ А}.$$

Вставка реле першого ступеня дистанційного захисту за опором

$$Z_{\text{СР,ДЗ1}} = Z_{\text{ДЗ1}} \cdot k_{\text{ТП}} / k_{\text{НП}} = 10 \cdot 200 / 275 = 7,27 \text{ Ом}.$$

Приймаємо $Z_{\text{СР,ДЗ1}} = 7,0 \text{ Ом}$ і нове значення вставки реле

$$Z_{\text{ДЗ1}} = Z_{\text{СР,ДЗ1}} \cdot k_{\text{НП}} / k_{\text{ТП}} = 7,0 \cdot 275 / 200 = 9,62 \text{ Ом}.$$

Нове значення вставки реле захисту задовольняє умову (7.6)

$$(Z_{\text{ДЗ1}} = 9,62 \text{ Ом}) < (Z_{\text{Р. min}} / k_{\text{З}} = 43,1 / 1,2 = 35,9 \text{ Ом}).$$

Вставка реле другого ступеня дистанційного захисту за опором

$$Z_{\text{СР,ДЗ2}} = Z_{\text{ДЗ2}} \cdot k_{\text{ТП}} / k_{\text{НП}} = 19 \cdot 200 / 275 = 13,8 \text{ Ом}.$$

Приймаємо $Z_{\text{СР,ДЗ1}} = 13 \text{ Ом}$ і нове значення вставки реле

$$Z_{\text{ДЗ2}} = Z_{\text{СР,ДЗ2}} \cdot k_{\text{НП}} / k_{\text{ТП}} = 13 \cdot 275 / 200 = 17,9 \text{ Ом}.$$

Нове значення вставки реле захисту задовольняє умову (7.9)

$$(Z_{\text{ДЗ2}} = 17,9 \text{ Ом}) < (Z_{\text{Р. min}} / (k_{\text{З}} \cdot k_{\text{В}}) = 43,1 / (1,2 \cdot 1,1) = 31,2 \text{ Ом}).$$

Вставка реле третього ступеня дистанційного захисту за опором

$$Z_{\text{СР,ДЗ3}} = Z_{\text{ДЗ3}} \cdot k_{\text{ТП}} / k_{\text{НП}} = 130 \cdot 200 / 275 = 94,5 \text{ Ом}.$$

Приймаємо $Z_{\text{СР,ДЗ3}} = 94,0 \text{ Ом}$ і нове значення вставки реле

$$Z_{\text{ДЗ3}} = Z_{\text{СР,ДЗ3}} \cdot k_{\text{НП}} / k_{\text{ТП}} = 94,0 \cdot 275 / 200 = 129,2 \text{ Ом}.$$

Нове значення вставки реле захисту задовольняє умову (7.11)

$$(Z_{\text{ДЗ3}} = 129,2 \text{ Ом}) > (k_{\text{Ч2}} \cdot Z_{\text{К2. max}} = 1,5 \cdot 15,1 = 22,7 \text{ Ом}).$$

Вставка за напругою потенційного захисту

$$U_{\text{CP, ПЗ}} = U_{\text{ПЗ}} / k_{\text{НП}} = 18000/275 = 65,4 \text{ В.}$$

Приймаємо $U_{\text{CP, ПЗ}} = 65 \text{ В}$ і нове значення вставки реле

$$U_{\text{ПЗ}} = U_{\text{CP, ПЗ}} \cdot k_{\text{НП}} = 65 \cdot 275 = 17875 \text{ В.}$$

Нове значення вставки реле захисту задовольняє умову (7.15)

$$(U_{\text{ПЗ}} = 17875 \text{ В}) > (k_{\text{ч}} \cdot U_{\text{К1, max}} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ В}).$$

Приклад 7.11. Карта вставок захистів і характеристики реле дистанційних захистів для фідера підстанцій.

Розв'язання. У табл. 7.2 і на рис. 7.12 подано результати розрахунків параметрів захистів фідера контактної мережі змінного струму напругою 27,5 кВ, де під індексом «СЗ» показані первинні параметри захистів (віртуальні), а під «СР» – параметри вставок для реле захистів (фізичні). Також для всіх захистів прийнято ступінь селективності $\Delta t = 0,5 \text{ с}$.

Таблиця 7.2

Карта вставок захистів фідера підстанції

Захист	$I_{\text{СЗ}},$ А	$I_{\text{СР}},$ А	$t_{\text{СР}},$ с	$Z_{\text{СЗ}},$ Ом	$Z_{\text{СР}},$ Ом	$\varphi_{\text{СР}},$ град	$U_{\text{СЗ}},$ кВ	$U_{\text{СР}},$ кВ
СВ	2300	11,5	0	–	–	–	–	–
БС	1200	6	–	–	–	–	–	–
ДЗ1 с БС	–	–	0	9,62	7,0	–	–	–
ДЗ2	–	–	0,5	17,9	13	0–120	–	–
ДЗ3	–	–	1,5	129,2	94	55–120	–	–
МЗ	900	4,5	2,0	–	–	–	–	–
ПЗ	–	–	2,5	–	–	–	17,87	65

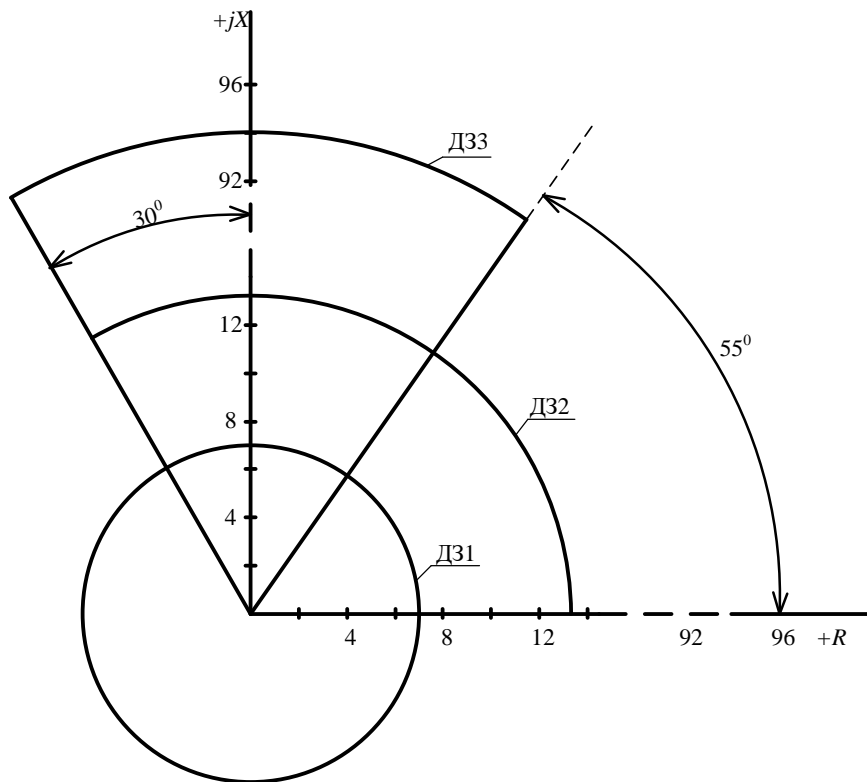


Рис. 7.12. Характеристики реле дистанційних захистів фідера підстанції

7.3. Захист тягової мережі постійного струму

Розглянемо тягову мережу постійного струму напругою 3,3 кВ. Навантаження різко змінне і постійно переміщується (електропоїзди й електровози) вздовж живильної тягової мережі.

Схема живлення контактної мережі в процесі експлуатації може змінюватися: вимикаються будь-які секції контактної мережі; виводяться на ревізію пости секціонування й пункти паралельного з'єднання; за вимогою диспетчера в аварійних умовах двостороннє живлення може бути замінене одностороннім.

Струми контактної мережі в нормальному й аварійному режимах значно відрізняються. При пусках електропоїздів та електровозів струм у контактній мережі досягає 2200 А, після дії автоматичного повторного вмикання фідера – 3000 А, проїзд повітряних проміжків – 2000 А та ін. Як і в мережі змінного струму, при значних струмах короткого замикання в контактній

мережі й уповільненні у вимиканні виникає пошкодження проводів.

Для уникання пошкодження проводів необхідно швидко вимикати коротке замикання й не допускати автоматичного повторного вмикання (АПВ) на стійке коротке замикання. З цією метою застосовуються спеціальні прилади коротких замикань для перевірки стану ізоляції контактної мережі.

Максимальна напруга на шинах живильної підстанції в нормальному режимі до 4 кВ, мінімальна напруга на окремих ділянках при тимчасових (непостійних) схемах живлення 2,3 кВ.

У розрахунках струмів короткого замикання враховуються опір живильних ліній змінного струму, опір перетворювальних агрегатів підстанції змінного струму, опір живильного проводу контактної мережі, опір відсмокчувального проводу, опір контактної мережі, опір рейок.

Опори тягової мережі постійного струму значно менші, а струми більші, ніж для тягової мережі змінного струму. Особливості нормальних та аварійних режимів тягової мережі постійного струму: максимальні струми фідерів і їхні стрибки, крутість фронту зростання струму, постійна часу кола пошкодження й величини напруги в розрахункових точках електричної мережі.

Як комутаційні апарати на фідерах жиильних підстанцій (ТПС) і постів секціонування (ПС) використовуються автоматичні швидкодіючі вимикачі типів АБ-2/4, ВАБ-43 та ін. Ці вимикачі (Q) виконують одночасно і функції захисту. Застосовуються поляризовані і неполяризовані автоматичні вимикачі. Для поляризованих вимикачів автоматичне вимикання можливо тільки при одному напрямку струму в силовому колі фідера (у бік об'єкта, що захищається).

Повний час вимикання короткого замикання автоматичним вимикачем з гасінням дуги на контактах 0,04–0,08 с. Усі пошкодження в тяговій мережі постійного струму мають вимикатися швидко і селективно.

На рис. 7.13 розглянемо схему двостороннього живлення одноколійних ділянок контактної мережі з чотирма тяговими підстанціями ТПС і трьома постами секціонування ПС.

Відстань між тяговими підстанціями не більше 25 км. Електропоїзди й електровози отримують живлення від контактної мережі в нормальному режимі з двох боків.

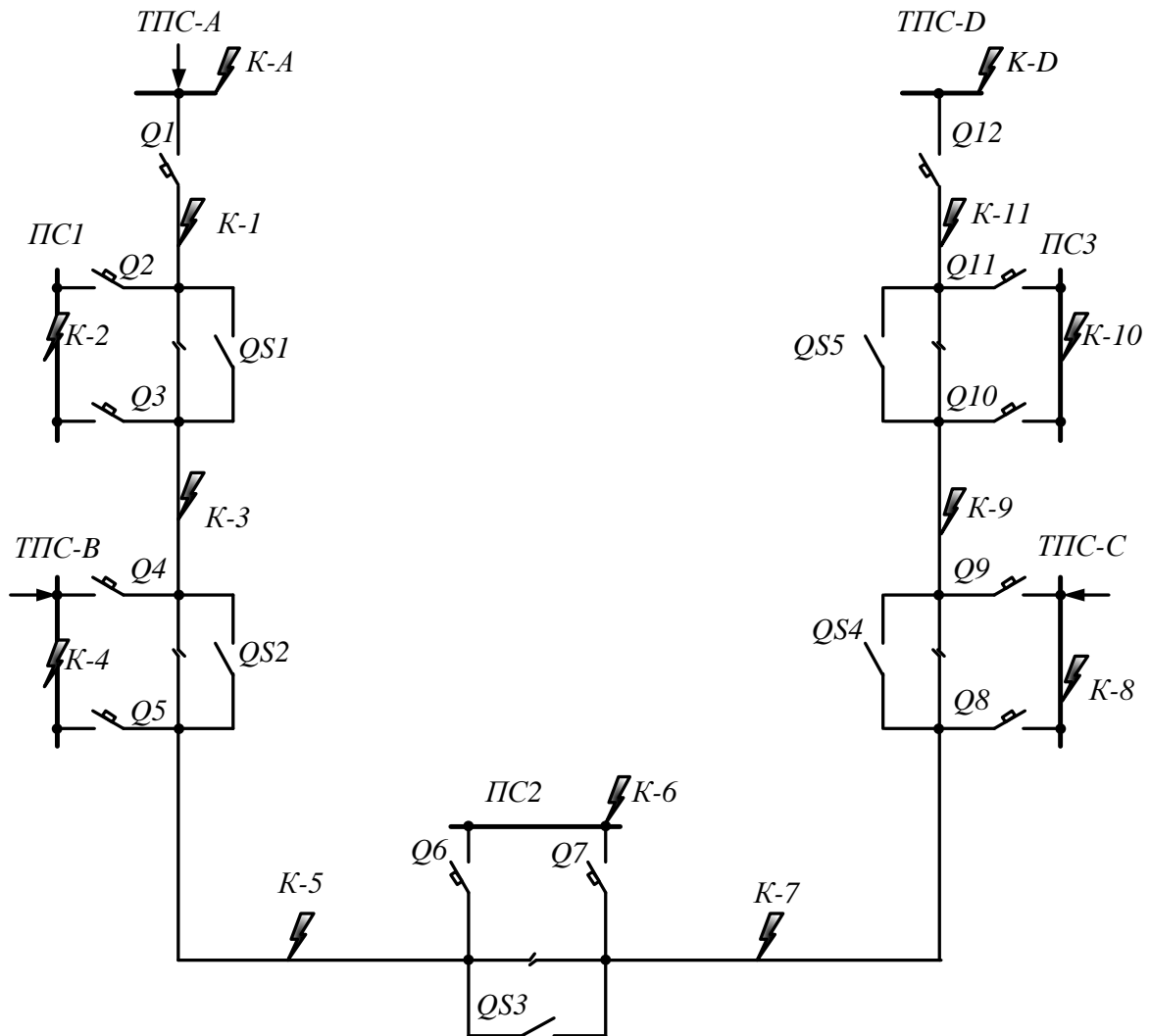


Рис. 7.13. Схема живлення одноколійних ділянок контактної мережі

Пости секціонування ПС потрібні для зменшення довжини пошкоджених ділянок контактної мережі, що вимикаються.

Так, наприклад, при короткому замиканні в точці К-1 пошкоджена ділянка контактної мережі вимикається автоматичними вимикачами $Q1$ з боку підстанції ТПС-А і $Q2$ з боку поста секціонування ПС1, а ділянка контактної мережі між ПС1 і підстанцією ТПС-В залишається в роботі. При короткому замиканні в точці К-3 діями автоматичних вимикачів $Q3$, $Q4$ знеструмлюється тільки ділянка контактної мережі між ПС1 і

ТПС-В, а інша контактна мережа працює, але з одностороннім живленням.

Коротке замикання на посту секціонування, наприклад у точці К-2, вимикається поляризованими автоматичними вимикачами $Q1$ і $Q4$ з боку протилежних тягових підстанцій.

В усіх випадках діє принцип вимикання короткого замикання найближчими захистами автоматичних вимикачів при позитивному напрямку пошкодження від збирання до ділянки захисту.

У разі ремонту вимикачів поста секціонування, наприклад $Q10$ поста ПС3, вимикаються $Q10$, $Q11$ і вмикається поздовжній роз'єднувач $QS5$, забезпечуючи тим самим двостороннє живлення міжпідстанційної зони, і короткі замикання в точках К-9 або К-11 вимикаються захистами вимикачів $Q9$ і $Q12$.

При вимиканні тягової підстанції, наприклад ТПС-С (ремонт або аварія), вмикається поздовжній роз'єднувач $QS4$, який шунтує вимикачі $Q8$ і $Q9$. Короткі замикання в міжпідстанційній зоні ТПС-В – ТПС-Д вимикаються такими вимикачами: К-5 – $Q5$ і $Q6$, К-10 – $Q7$ і $Q12$, поляризовані автоматичні вимикачі $Q10$ і $Q11$ в останньому випадку не реагують на коротке замикання К-10 «за спиною».

Так само ліквідуються короткі замикання в контактній мережі двоколіїних ділянок.

За рис. 7.14, короткі замикання в тяговій мережі вимикаються одним автоматичним вимикачем на тяговій підстанції, а іншим – з боку поста секціонування ПС.

Наприклад, розглянемо схему живлення двоколіїної ділянки без пунктів паралельного з'єднання (рис. 7.14, вимкнені поперечні роз'єднувачі $QS11$ і $QS22$). Коротке замикання в К-3 вимикається автоматичними вимикачами $Q5$ і $Q7$, а К-6 – $Q8$ і $Q6$.

Поздовжні роз'єднувачі $QS1$ і $QS2$ потрібні для виведення з роботи поста секціонування ПС, при їх вимиканні забезпечується роздільне живлення контактної мережі і короткі замикання в будь-якому місці вимикаються автоматичними вимикачами в колі пошкодження з боку тягових підстанцій ТПС-А і ТПС-В.

З метою зниження втрат електроенергії і стабілізації рівня напруги 3,3 кВ застосовують паралельне живлення контактної

мережі двоколіїної ділянки, включаючи пункти паралельного з'єднання ППЗ, що ускладнює роботу релейного захисту.

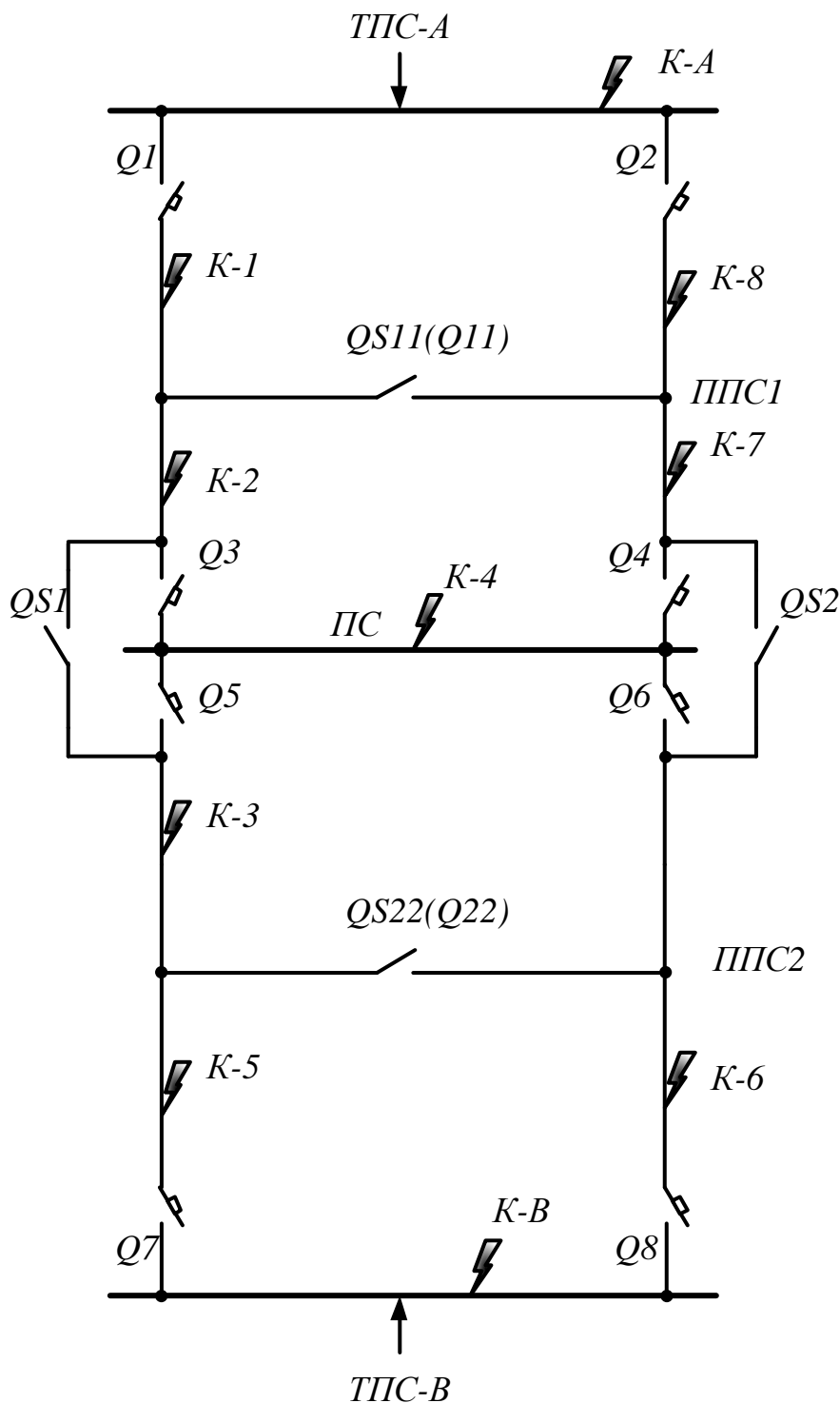


Рис. 7.14. Схема живлення двоколіїних ділянок

Пункти паралельного з'єднання можуть бути керованими та автоматичними (КППЗ і АППЗ). Для керованих КППЗ застосовуються роз'єднувачі $QS11$ і $QS22$ з моторними приводами.

Коротке замикання в точці К-3 вимикається чотирма вимикачами: $Q5$, $Q6$, $Q7$ і $Q8$, потім у безструмову паузу вимикається керований роз'єднувач $Q22$, спрацьовує АПВ (автоматичне повторне вмикання) на вимикачах тягової підстанції ТПС-В і з боку поста секціонування ПС. Успішним буде АПВ тільки на непошкодженій колії, а якщо коротке замикання залишилося, то воно вимкнеться автоматичними вимикачами цієї колії, а інша колія залишиться в роботі.

Для автоматичного АППЗ застосовуються неполяризовані вимикачі $Q11$ і $Q21$ (рис. 7.14, позначення вимикачів у дужках).

При короткому замиканні в тій самій точці К-3 вимикаються автоматичні вимикачі $Q5$, $Q22$ і $Q7$.

Для забезпечення селективності необхідно, щоб автоматичний вимикач ППЗ- $Q22$ вимкнувся швидше, ніж вимикачі $Q6$ і $Q8$. З цією метою як датчики струму на пунктах паралельного з'єднання застосовують геркони, що під'єднують за допомогою тиристора калібрувальну котушку вимикача (наприклад $Q22$) до джерела постійної оперативної напруги.

Але якщо точка короткого замикання К-3 знаходиться близько до поста секціонування ПС, то вимикання вимикачів налаштовується каскадно: спочатку вимикається вимикач $Q5$, потім $Q22$ і тільки після цього вимикач $Q7$.

Як видно з попередніх міркувань, селективність – це така дія релейного захисту, при якій основні захисти без витримки часу мають діяти на вимикання найближчих до місця пошкодження вимикачів.

Тому вибір параметрів спрацьовування захистів контактної мережі розпочинається з умови неспрацьовування при наскрізних, зовнішніх пошкодженнях, які називаються розрахунковими точками короткого замикання.

Приклад 7.12. Вибір розрахункових точок короткого замикання для захистів тягової мережі постійного струму.

Розв'язання. Будь-яке коротке замикання в тяговій мережі постійного струму має вимикатися основними захистами без витримки часу з забезпеченням селективності за параметром струму короткого замикання, що проходить через захист при зовнішньому короткому замиканні.

Так, наприклад, для захисту на автоматичному вимикачі Q1 зовнішнім коротким замиканням є точка К-2 за вимикачем Q2 (рис. 7.13).

Така точка називається розрахунковою точкою короткого замикання. Приклади вибору розрахункових точок короткого замикання для захистів тягової мережі постійного струму подані в табл. 7.3.

Таблиця 7.3

Розрахункові точки короткого замикання

Схема живлення контактної мережі	Захист на вимикачі	Розрахункова точка КЗ
1. Одноколійна схема з усіма підстанціями і постами секціонування (рис. 7.13)	<i>Q1</i>	К-2
	<i>Q2</i>	К-А
	<i>Q3</i>	К-4
	<i>Q4</i>	К-2
	<i>Q5</i>	К-6

2. Те саме, що і п. 1 цієї таблиці, але з вимкненим постом секціонування ПС1	<i>Q1</i>	К-4
	<i>Q4</i>	К-А

3. Те саме, що і п. 1 цієї таблиці, але з випаданням підстанції ТПС-В	<i>Q3</i>	К-6
	<i>Q6</i>	К-2

4. Двоколійна схема без пунктів паралельного з'єднання ППЗ1 і ППЗ2 (рис. 7.14)	<i>Q1</i>	К-4
	<i>Q2</i>	К-4
	<i>Q3</i>	К-А
	<i>Q4</i>	К-А
	<i>Q5</i>	К-В
	<i>Q6</i>	К-В
.....	
5. Те саме, що і п. 4 цієї таблиці, але без поста секціонування ПС	<i>Q1</i>	К-В
	<i>Q2</i>	К-В
	<i>Q7</i>	К-А
	<i>Q8</i>	К-А

Кожен із вимикачів фідерів контактної мережі, постів секціонування і пунктів паралельного з'єднання має містити основний і резервний захисти.

Для вимикання близьких коротких замикань встановлюється струмове відсічення без витримки часу.

На фідерах тягових підстанцій і постах секціонування як основний захист застосовуються максимальний струмовий захист (МСЗ) і максимальний імпульсний струмовий захист (МІСЗ), що реалізуються за допомогою поляризованих автоматичних вимикачів. Як резервний встановлюється захист за опором (РО), а для постів секціонування – ще й потенційний захист (ПЗ).

На пунктах паралельного з'єднання основний захист - захист мінімальної напруги (потенційний); резервний – максимальний струмовий захист, що реалізується за допомогою неполяризованих швидкодіючих вимикачів.

Релейний захист фідерів (РЗФ) має доповнюватися апаратурою для прямого або непрямого контролю умов нагрівання проводів для запобігання їх пошкодженню при віддалених коротких замиканнях і перевантаженнях.

Як раніше відзначалося, селективність основних і резервних захистів забезпечується направленістю і витримкою часу. Перші ступені максимальних струмових захистів, максимальних імпульсних струмових захистів, захистів за опором, потенційних захистів і струмових відсічень виконуються без витримки часу.

Витримка часу для резервних захистів контактної мережі з подвійним контактним проводом не повинна перевищувати $0,2 \div 0,3$ с за умови, що перед автоматичним повторним вмиканням або оперативним повторним вимиканням зроблено випробування контактної мережі на відсутність короткого замикання за допомогою спеціальних випробувачів (ВКЗ). Для попередження пошкодження відкритою дугою допускається застосування неселективного релейного захисту (НРЗ) з подальшим виправленням засобами АПВ.

Релейний захист, налаштований на короткі замикання, також має бути налаштований від максимальних навантажень нормального режиму, збільшення струму при проїзді електропоїздами й електровозами повітряного проміжку або

нейтральної вставки, а також від пошкоджень, що вимикаються вимикачами суміжних ділянок.

Для захистів контактної мережі постійного струму не застосовуються ступінчасті витримки часу. На відміну від систем контактної мережі змінного струму, захистами автоматичних швидкодіючих вимикачів не завжди можна резервувати релейні захисти постів секціонування при коротких замиканнях у будь-якій точці міжпідстанційної зони. За допомогою струмових і потенційних захистів забезпечується тільки часткове резервування, а повне резервування можливе застосуванням телеблокування вимикачів для надійного вимикання коротких замикань.

У роботі [32] повністю висвітлено принципи дії захистів контактної мережі постійного струму, розрахунків параметрів пошкоджень і захистів. Нижче подано узагальнення деяких фрагментів із цього літературного джерела.

Спрощена схема поляризованого автоматичного швидкодіючого вимикача (ВАБ) показана на рис. 7.15, де 1 – магнітопровід; 2 – якор поворотний; 3 – пересувний контакт; 4 – нерухомий контакт; 5 – робочі витки, що вимикають (ВВ); 6 – індуктивний шунт; 7 – котушка, що тримає (КТ); 8 – пружина; 9 – котушка калібрувальна (КК); 10 – котушка ввімкнення (КВ); 11 – гвинт для регулювання вставки захисту (проміжок); $I_{км}$ – струм контактної мережі.

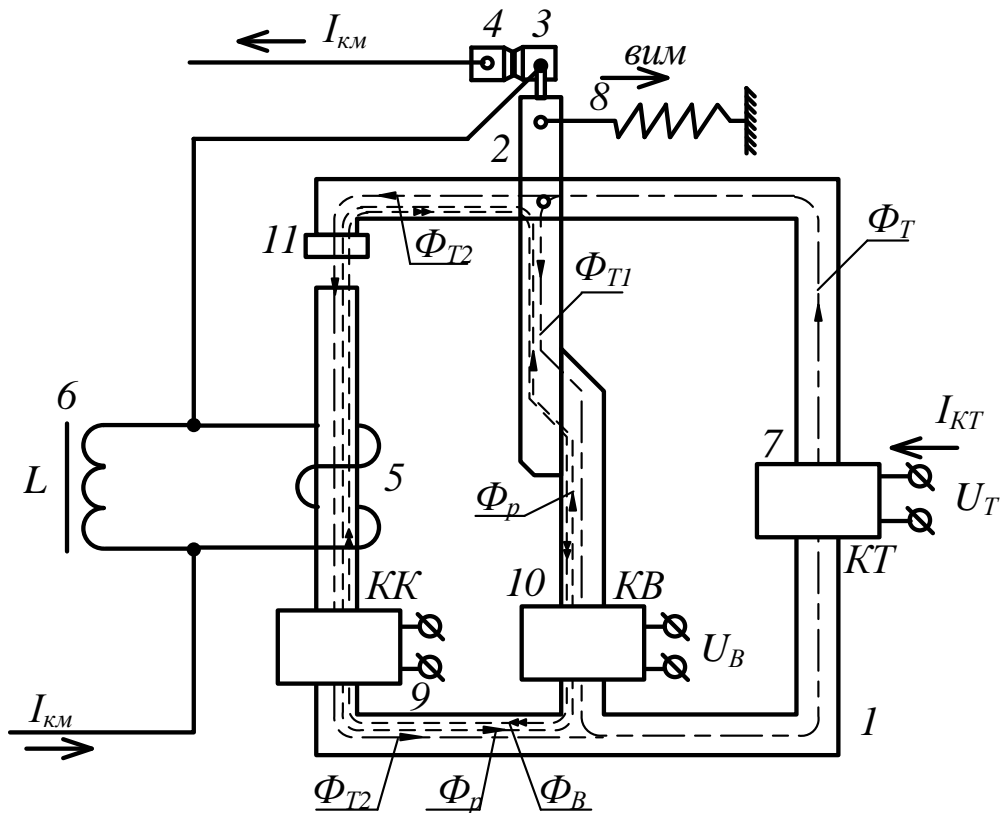


Рис. 7.15. Спрощена схема поляризованого автоматичного вимикача

На магнітопроводі розташовані чотири котушки (5, 7, 9, 10), які створюють магнітні потоки:

- Φ_p – магнітний потік, що створюється струмом контактної мережі I_{KM} (у витках котушки 5), який залежить від режиму роботи електровстановлення;
- Φ_B – магнітний потік, що створюється котушкою вмикання, при подачі оперативної напруги U_B короткочасно в момент вмикання;
- Φ_T – магнітний потік, що створюється котушкою, яка тримає (у ввімкненому положенні ВАБ утримується потоком Φ_{T1} , друга частина потоку Φ_{T2} замикається через лівий полюс магнітопроводу).

Обмотки 5 (витки, що вимикають) і 7 (котушка, що тримає) ввімкнені так, що магнітні потоки Φ_p і Φ_{T1} в правому полюсі ввімкнені зустрічно, а Φ_p і Φ_{T2} в лівому полюсі направлені узгоджено. Залежно від співвідношення цих потоків у полюсах ярів 2 може бути притягнутим до одного або іншого полюса.

У нормальному режимі роботи, коли струм в обмотці 5 є струмом навантаження, результуючий потік у правому полюсі

$\Phi_{\text{ПП}}$ перевершує потік у лівому полюсі $\Phi_{\text{ЛП}}$, і тому якір 2 після вмикання автоматичного вимикача залишається притягнутим до правого полюса, утримуючи тим самим силові контакти 4 і 3 замкненими.

При короткому замиканні струм $I_{\text{КМ}}$ у контактній мережі різко збільшується, зростає магнітний потік, що створюється струмом контактної мережі, і $\Phi_{\text{ПП}}$ зменшується, а $\Phi_{\text{ЛП}}$ збільшується. Тоді якір 2 притягується до лівого полюса, вимикаючи тим самим автоматичний вимикач. Пружина 8 також сприяє вимкненню автоматичного вимикача.

Зміна напрямку струму в контактній мережі $I_{\text{КМ}}$ постійного струму (від мінуса до плюса) змінить напрямок потоку $\Phi_{\text{Р}}$ і вимикач не вимикатиметься при будь-яких струмах $I_{\text{КМ}}$ (принцип короткого замикання «за спиною»). За цієї дії вимикач є поляризованим, виконуючи функції струмового направленого захисту.

Струм спрацьовування (на вимикання) регулюється гвинтом 11.

Індуктивний шунт 6 дає автоматичному швидкодіючому вимикачу реагувати на ознаки перехідного процесу: стрибки і швидкість наростання струму (індуктивний опір шунта 6 при цьому зростає і більше значення від струму $I_{\text{КМ}}$ йде у витки вимикання ВВ), що збільшує швидкодію вимикання.

Котушка калібрувальна 9 (КК) – для налагодження і регулювання вставки спрацьовування автоматичного швидкодіючого вимикача. Вона під'єднується до низьковольтного джерела живлення постійного струму і замінює собою виток, що вимикає.

Автоматичний швидкодіючий вимикач може використовуватися як комутаційний апарат із вимиканням від релейного захисту, а не від витків вимикання 5 (ВВ). Існує два способи вимикання від релейного захисту.

Перший спосіб – за сигналами релейного захисту подача напруги на котушку КК або розрив кола котушки тримання КТ. Струм у котушці КК (5 А і більше) має ті самі функції, що і струм у витках вимикання ВВ і при віддалених коротких замиканнях під дією релейного захисту час вимикання менше за 0,008 с.

Другий спосіб полягає в розриві кола котушки КТ, що тримає, але це може збільшити час вимикання автоматичним швидкодіючим вимикачем пошкодження в контактній мережі через виникнення вихрових струмів у магнітопроводі автомата,

які перешкоджають миттєвій зміні результуючих магнітних потоків.

Тому при розриві кола котушки КТ слід одночасно з цим вводити за допомогою контакту K до кола котушки КТ конденсатор C згідно з рис. 7.16 так, щоб процес спаду струму мав коливальний характер, і тоді буде прискорено вимикання.

Додаткове приєднання ємності $C1$ (50-100 мкФ), резистора $R1$, випрямляча VD і ключа $K1$ (виконавчого органу релейного захисту) дає час вимикання 0,01–0,005 с. В очікувальному режимі ємність $C1$ заряджена, ключ $K1$ розімкнений. При спрацьовуванні релейного захисту ключ $K1$ замикається, $C1$ розряджається на котушку КТ, із струмом розряду, спрямованим зустрічно струму цієї котушки в режимі, що очікує.

Як ключ $K1$ можна використати контакти реле диференційного шунта (РДШ), вихідні контакти релейного захисту, сигнали телеблокування та ін. У принципі для вимикання автоматичного вимикача можна застосовувати не лише котушку КТ, але також котушку, що вмикає, або котушку калібрувальну (котушку керування). Реле диференційного шунта являє собою первинне реле побічної дії, яке використовується для релейного захисту тягової мережі постійного струму в поєднанні з неполяризованими швидкодіючими вимикачами. На рис. 7.17 показано, що при спрацьовуванні реле РДШ його контакт K розмикає коло котушки КТ (рис. 7.16), і автоматичний вимикач вимикається. Реле РДШ являє собою електромеханічне реле з поворотним якорем і двома обмотками 2 і 3.

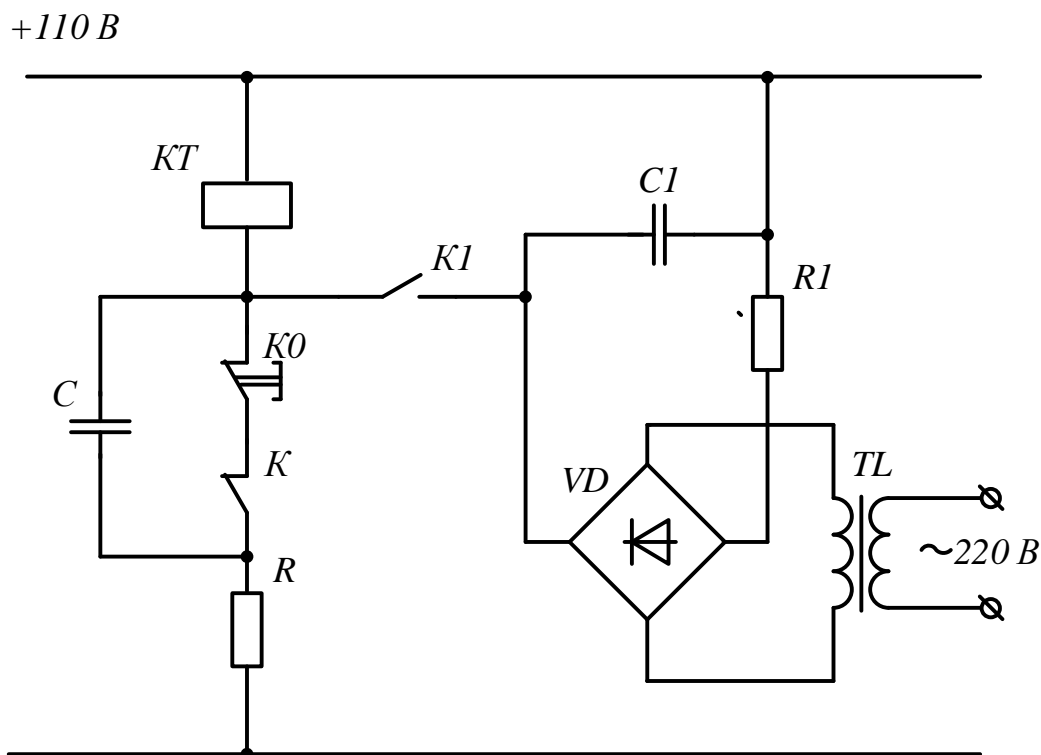


Рис. 7.16. Схема вмикання котушки, що тримає, швидкодіючого вимикача

Обмотка 2 виконується струмопроводом меншого перерізу з індуктивністю L_1 , що створюється пакетом трансформаторної сталі. Параметри обмоток 2 і 3 – L_1 , R_1 і R_2 . Обмотки 2 і 3 ввімкнені паралельно так, що струми i_1 та i_2 (складові струму контактної мережі $i_{км}$) створюють у магнітопроводі зустрічні потоки Φ_{i1} і Φ_{i2} . У нормальному режимі результуючий потік ($\Phi = \Phi_{i1} - \Phi_{i2}$) недостатній для повороту якоря реле РДШ. Цьому також перешкоджає пружина 4. При короткому замиканні струм різко зростає, зростає індуктивність L_1 , струм i_1 стає значно меншим, ніж струм i_2 , співвідношення потоків змінюється $\Phi_{i2} \gg \Phi_{i1}$, і якір реле притягується, розмикаючи тим самим контакт реле K .

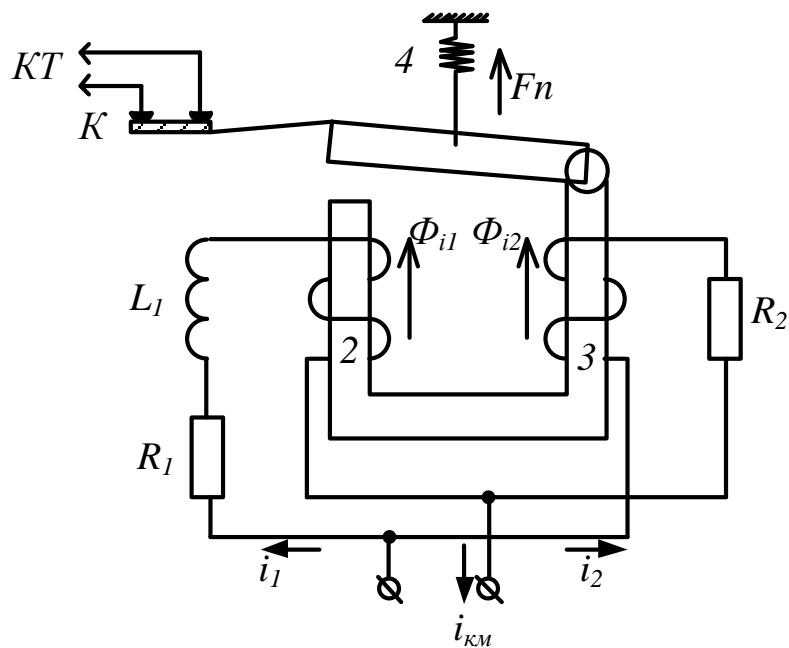


Рис. 7.17. Спрощена конструкція магнітної системи реле РДШ

Максимальний імпульсний струмовий захист (МІЗ) виконується за допомогою автоматичного вимикача ВАБ з індуктивним шунтом або реле РДШ. Захист МІЗ застосовується як основний у міжпідстанційній зоні для фідерів тягових підстанцій і постів секціонування, а також для тупикових фідерів (депо і станції). Для пунктів паралельного з'єднання ППЗ захист МІЗ і неполяризовані автомати ВАБ застосовуються як резервні.

Розглянемо принцип дії МТЗ на прикладі схеми заміщення автоматичного вимикача ВАБ з індуктивним шунтом згідно з рис. 7.18, де індекси параметрів схеми заміщення: к – контактна мережа, ш – індуктивний шунт, рв – виток, що розмагнічує:

I_H – струм навантаження, що передує моменту короткого замикання;

I_K – значення струму короткого замикання, що встановилося;

$\Delta I = I_K - I_H$ – стрибок струму короткого замикання.

Для підвищення чутливості автоматичного вимикача до коротких замикань у контактній мережі паралельно витку рв, що розмагнічує, під'єднується індуктивний шунт ш.

При цьому автоматичний вимикач як реле прямої дії реагує не лише на значення струму i_K , але й на стрибки струму в перехідному режимі короткого замикання. Індуктивність і

активний опір паралельних витків автоматичного вимикача набагато менше, ніж відповідні параметри тягової мережі. Струм у розмагнічуваному витку, досягає максимального значення в режимі короткого замикання.

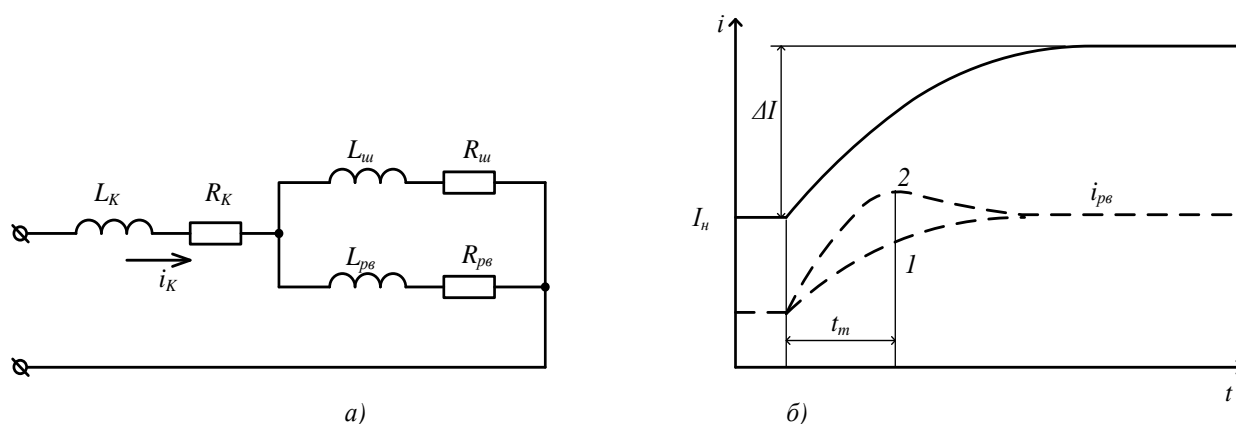


Рис. 7.18. Максимальний імпульсний струмовий захист:
а – схема заміщення; б – характеристики струмів

Динамічний коефіцієнт посилення K_d стрибка струму в шунті, який характеризує підвищення чутливості автоматичного вимикача до стрибків струму в перехідному режимі (характеристики 1 і 2), залежить від співвідношення постійних часу кіл шунта $T_{ш}$ і короткого замикання T_K . Індуктивні шунти виконуються з $T_{ш} = 0,6 - 1,1$ с і $T_K = 0,003 - 0,02$ с.

Наприклад, для автомата АБ-2/4 динамічний коефіцієнт посилення K_d стрибка струму в шунті дорівнює $K_d = 1,35 - 1,85$. Таким чином, швидкодіючий вимикач як реле прямої дії реагує одночасно на комплекс ознак, що характеризують режим тягової мережі: абсолютне значення струму, стрибок (приріст) струму і постійну часу мережі короткого замикання. Вимикачі ВАБ-28 і ВАБ-49 витка, що вимикає, не мають і є неполяризованими. Команда на їх вимкнення поступає від спеціального реле – диференційного шунта, яке має два виконання: номінальні струми 1000 А для РДШ-I і 600 А – РДШ-II.

Схема заміщення ділянки мережі, струм якої проходить через РДШ, наведена на рис. 7.19.

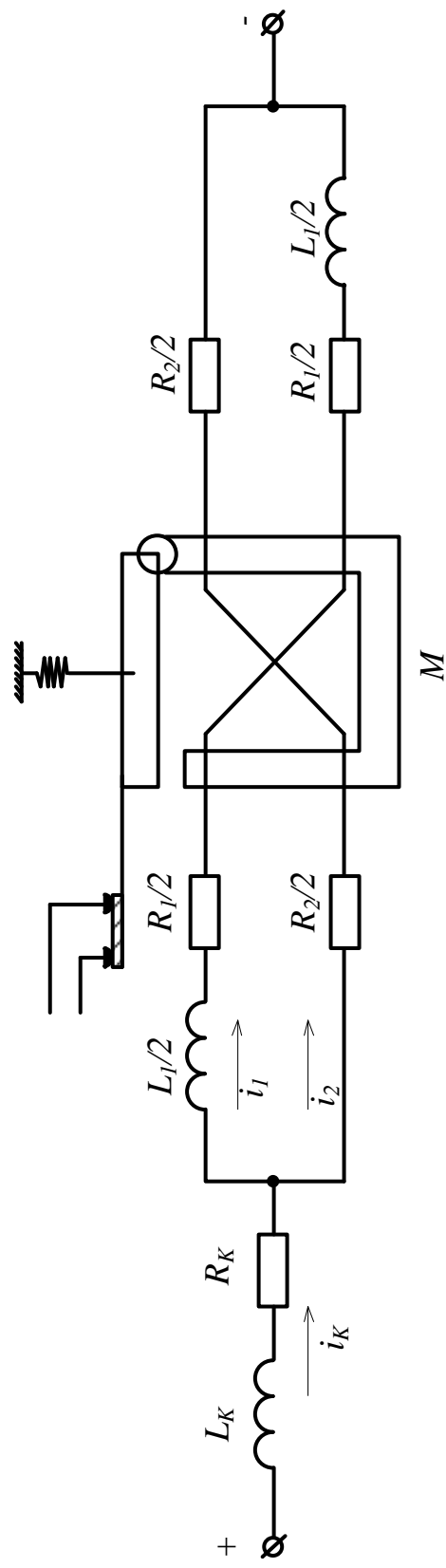


Рис. 7.19. Схема заміщення ділянок контактної мережі і реле РДШ

На магнітопроводі M розташовані дві струмопровідні вітки (шини) різного перерізу $R > R_2$. Шина меншого перерізу (з великим омичним опором R_1) має індуктивність L_1 завдяки надітим на неї пакетам трансформаторної сталі. Складові струму мережі i_1 та i_2 наводять у магнітопроводі M зустрічні, але не рівні магнітні потоки.

При певному струмі i_K результуючий магнітний потік, що дорівнює різниці магнітних потоків, що виникли під дією струмів i_1 та i_2 , стає достатнім для повороту якоря і розмикання контактів реле в колі котушки вимикача, що тримає, і вимикання вимикача. При розмиканні кола тримаючої котушки, одночасно в її коло вводиться конденсатор для прискорення вимикання.

Реле РДШ, як і швидкодіючий вимикач з індуктивним шунтом, реагує на абсолютне значення струму, його стрибок (приріст) і постійну часу кола короткого замикання.

Вставка максимального імпульсного струмового захисту обирається за умовами налаштування від максимального значення струму в нормальному режимі і чутливості до коротких замикань.

Вставка автоматичних вимикачів фідерів тягових підстанцій із струмами короткого замикання, близькими до струмів навантаження, обирається за найменшим значенням струму короткого замикання при пошкодженнях у зоні захисту.

Для автоматів типу АБ-2/4 з повним пакетом сталевих пластин індуктивного шунта (240 мм), а також ВАБ-28 і ВАБ-49 із реле РДШ-1 вставка обирається за умовою

$$I_{\text{МІЗ}} \leq 1,15 I_{\text{К. min}}.$$

Для автоматів типу АБ-2/4 з пакетом сталевих пластин індуктивного шунта (200 мм), ВАБ-43-4000/30 з номінальними параметрами індуктивного шунта, ВАБ-28 і ВАБ-49 з реле РДШ-1 умова вибору

$$I_{\text{МІЗ}} \leq 1,05 I_{\text{К. min}}.$$

Для автоматів типу ВАБ-43-6300/30 з номінальними параметрами індуктивного шунта

$$I_{\text{МІЗ}} \leq 1,15 I_{\text{К. min}} - 300.$$

Вставки автоматичних вимикачів зі зменшеним пакетом сталі індуктивного шунта на 65–70 % обираються за умовами

налаштування від максимального значення струму в нормальному режимі і перевіряються за чутливістю до мінімального струму короткого замикання на шинах суміжної підстанції або поста секціонування за формулою

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{К. min}} / I_{\text{МІЗ}}.$$

Вставки для максимального імпульсного струмового захисту на постах секціонування і пунктах паралельного з'єднання обираються за умовами налаштування від максимального значення струму в нормальному режимі і перевіряються за умовою

$$I_{\text{К. min}} \leq I_{\text{МІЗ}}.$$

Максимальний струмовий захист використовує датчики струму, які при спрацьовуванні розривають коло котушки автоматичного вимикача, що тримає, вмикає схему форсованого вимикання, або сам автоматичний вимикач без індуктивного шунта вмикається.

Зона дії максимального струмового захисту обмежена відстанню від автоматичного вимикача до місця пошкодження умовами чутливості. Вставка максимального струмового захисту обирається за виразом

$$k_{\text{з}} = I_{\text{Р. max}} / k_{\text{П}} \leq I_{\text{МІЗ}} \leq I_{\text{К. min}} / k_{\text{ч}}.$$

де $k_{\text{з}}$ – коефіцієнт запасу, що дорівнює 1,15;

$k_{\text{П}}$ – коефіцієнт повернення, для швидкодіючих автоматичних вимикачів дорівнює 1;

$k_{\text{ч}}$ – коефіцієнт чутливості, дорівнює 1,2;

$I_{\text{Р. max}}$ – максимальне значення струму об'єкта, що захищається, у нормальному режимі;

$I_{\text{МІЗ}}$ – струм спрацьовування максимального струмового захисту;

$I_{\text{К. min}}$ – мінімальний струм пошкодження в зоні захисту.

Якщо струм пошкодження в об'єкті, що захищається, більше струму спрацьовування максимального струмового захисту, то відбувається вимикання:

$$I_{\text{Ф}} > I_{\text{МІЗ}},$$

де $I_{\text{Ф}}$ – струм фідера.

Чим більше різниця між струмом у фідері при пошкодженні контактної мережі і вставкою захисту в момент спрацьовування,

тим швидше вимикається автоматичний вимикач. Наприклад, при різниці між струмом фідера і вставкою захисту в 3000 А автоматичний вимикач типу АБ-2/4 має час вимикання 13 мс (без гасіння дуги в місці пошкодження), а при різниці в 180 А час вимикання збільшується до 130 мс.

Проте при пошкодженнях на одноколіній ділянці біля поста секціонування, наприклад ПС1 – К-3 (рис. 7.13), максимальний струмовий захист може працювати неселективно, вимикаючи одночасно автоматичні вимикачі $Q1$ і $Q3$.

На двоколійних ділянках біля постів секціонування ПС максимальні струмові захисти в основному працюють селективно.

Наприклад, при короткому замиканні в точці К-1 (рис. 7.20) через автоматичний вимикач $Q5$ проходить струм разів у три вищий, ніж через фідери підстанцій $Q1$, $Q2$, $Q7$ і $Q8$, що сприяє швидкому вимкненню місця К-1 з боку ПС вимикачем $Q5$ і потім з боку ТПС-В вимикачем $Q7$, що має грубішу вставку. Автоматичні вимикачі $Q8$, $Q1$ і $Q2$ не встигають вимкнутися, оскільки через них проходять менші струми. Автоматичні вимикачі $Q3$, $Q4$ і $Q6$ не спрацьовують, оскільки вони поляризовані до пошкодження «за спиною» в точці К-1.

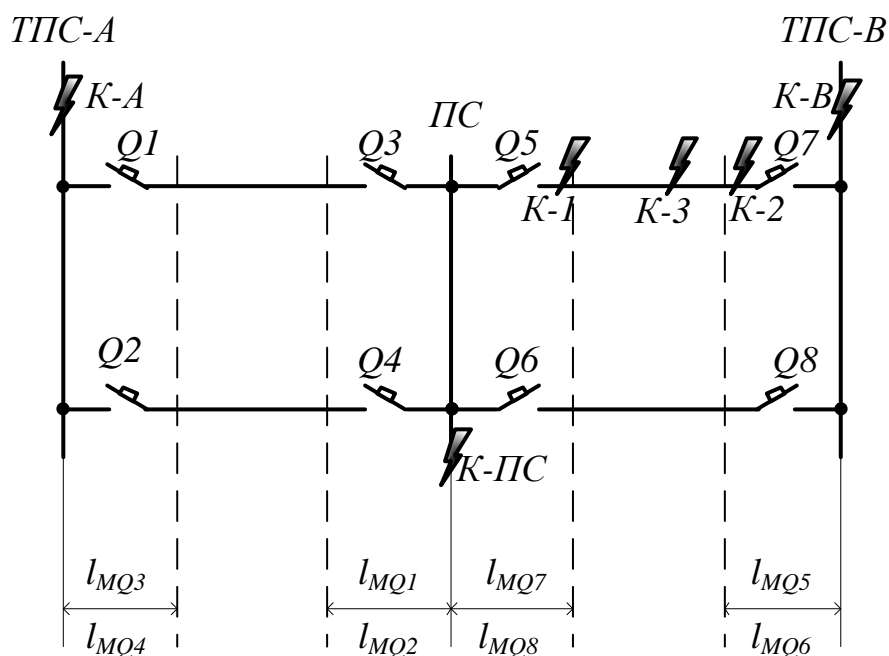


Рис. 7.20. Можливі зони нечутливості максимального струмового захисту

Якщо для розрахункових точок короткого замикання К-ПС, К-А і К-В (рис. 7.20) умова (7.6) не виконується, то зменшуються зони захистів на вимикачах $Q1, Q2, Q7, Q8$ з боку підстанції і $Q3, Q4, Q5, Q6$ – поста секціонування. У таких випадках виникають мертві зони (зони нечутливості), які позначаються як l_M і знаходяться на протилежному боці від місця захисту.

Вимикання коротких замикань, що знаходяться в мертвій зоні, забезпечується застосуванням телеблокування по каналах телемеханіки між автоматичними вимикачами. Апаратура телеблокування (АТБ) призначена для посилення релейного захисту контактної мережі за допомогою резервування перших і прискорення других ступенів захистів. З телеблокуванням як резервним захистом пов'язані зблоковані автоматичні вимикачі: $Q1 - Q3; Q2 - Q4; Q5 - Q7; Q6 - Q8$. При вимиканні спочатку одного з них інший вимикається по каналах телемеханіки, наприклад при короткому замиканні в точці К-1 спочатку вимикається автоматичний вимикач $Q5$, а потім по каналах телеблокування – $Q7$. Якщо пост секціонування ПС виводиться з роботи, то приймальні передавачі телеблокування поста ПС ($Q3, Q4, Q5, Q6$) вмикаються в режим ретрансляції і будуть зблоковані автоматичні вимикачі $Q1$ і $Q7, Q2$ і $Q8$.

Згідно з рис. 7.21 приймальний передавач телеблокування ПП ТБ має два входи.

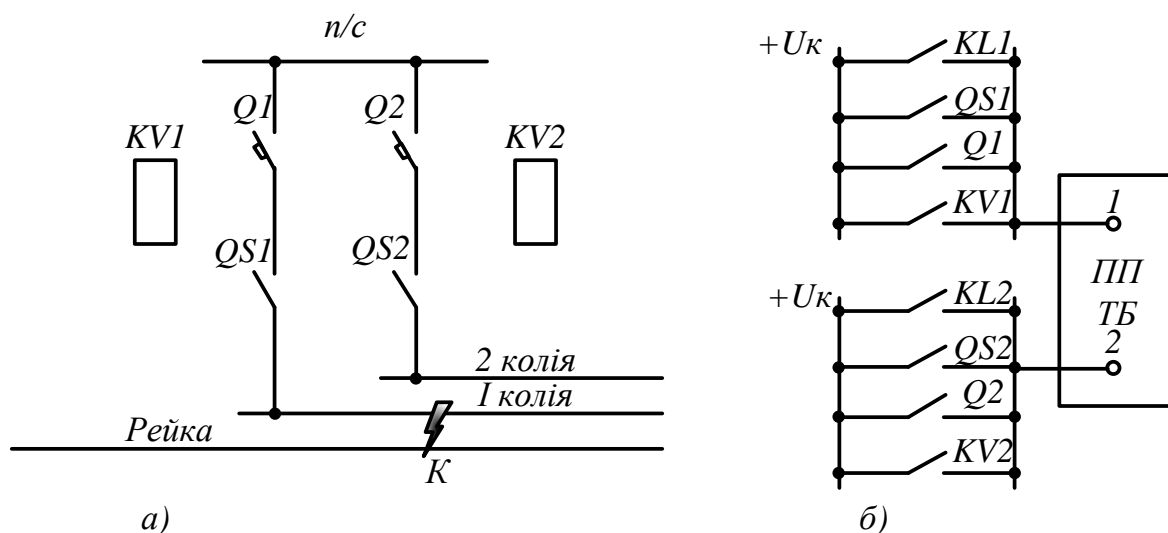


Рис. 7.21. Схема запуску передавача телеблокування

На вхід 1 подається «+Uк» від параметрів, що характеризують першу колію, на вхід 2 – аналогічно, але від другої колії. *KL1* і *KL2* – контакти реле повторювача земляних захистів, *QS1* і *QS2* – контакти щоглових роз'єднувачів, *Q1* і *Q2* – блок-контакти швидкодіючих автоматичних вимикачів, *KV1* і *KV2* – контакти реле напруги кожної колії. Запуск передавача телеблокування походить від блок-контактів автоматичного вимикача (*Q1* або *Q2*). Якщо на вхід 1 приймального передавача телеблокування ПП ТБ не поступає «+ Uк», то в лінію зв'язку телеблокування піде струм частотою $f_0 = -45$ Гц. Аналогічно якщо на вході 2 нема «+Uк», то в лінію зв'язку телеблокування піде струм частотою $f_0 = +45$ Гц.

Реле напруги *KV* виконує роль блокування, якщо автоматичний вимикач вимикається не від короткого замикання, а від перевантаження. Реле напруги *KV* під'єднується між фідером контактної мережі і рейкою.

Вставка U_{KV} обирається за умовою

$$k_{ч} \cdot U_{\partial} \leq U_{KV} \leq U_{P. \min} / k_{\text{ВІД}},$$

де U_{∂} – напруга в дузі, складає 500–600 В;

$k_{ч}$ – коефіцієнт чутливості, що дорівнює 1,25;

$U_{P. \min}$ – мінімальна напруга нормального режиму, складає 2200 ÷ 2500 В;

$k_{\text{ВІД}}$ – коефіцієнт налаштування, дорівнює 1,15.

У нормальному режимі контактної мережі при ввімкнених вимикачах *Q1* і *Q2* контакти *Q1*, *KV1*, *Q2* і *KV2* замкнені, а контакти *KL1*, *KL2*, *QS1* і *QS2* розімкнені.

При спрацьовуванні релейного захисту і вимиканні вимикача, наприклад *Q1*, розмикаються контакти *Q1* і *KV1* та із входу 1 знімається «+Uк», запускається передавач апаратури телеблокування, і посилається в лінію зв'язку сигнал на вимикання *Q3* на протилежному кінці контактної мережі першої колії (рис. 7.20). ПП ТБ не запускається (блокується) у таких випадках: оперативне вимикання щоглових роз'єднувачів (їхні контакти *QS1* і *QS2* замикаються), спрацьовування земляних захистів (контакти *KL1*, *KL2* замикаються).

Струмове відсічення реагує на близькі короткі замикання і виконується за допомогою датчиків струму, що діють на вимикання автоматичного вимикача, і в деяких випадках

реалізується на швидкодіючих автоматах із повним пакетом шунта. Вставка струмового відсічення обирається за формулами

$$I_{CB} \geq k_{H1} \cdot I_{K2. \max},$$

$$I_{CB} \geq k_3 \cdot I_{P. \max},$$

де k_{H1} – коефіцієнт надійності, дорівнює 1,3–1,5;

k_3 – коефіцієнт запасу, дорівнює 1,15–1,25;

$I_{P. \max}$ – максимальний робочий струм.

Крім того, вибрана вставка перевіряється за коефіцієнтом чутливості згідно з формулою

$$k_{\text{ч}} = I_{K1. \min} / I_{CB} \geq 1,2,$$

де $I_{K1. \min}$ – мінімальне значення струму пошкодження.

Захист мінімальної напруги (ЗМН) реагує на рівень напруги в тяговій мережі. Реле мінімальної напруги під'єднуються до вимикача тягової мережі та вимикача через додатковий резистор. Застосовуються два види захисту мінімальної напруги: вольтметрове блокування ВМБ (як для максимального струмового захисту) і потенційний захист ПЗ. Згідно з рис. 7.22 реле напруги вольтметрового блокування $KV1$ із зоною дії l_1 по каналах телемеханіки впливають на вимикання автоматичного вимикача $Q2$ і, навпаки, $KV2$ із зоною дії l_2 вимикає протилежний автоматичний вимикач $Q1$. Характеристика 1 на рис. 7.22 відповідає нормальному режиму роботи тягової мережі, а характеристика 2 – розподілу напруги по контактній мережі при короткому замиканні в точці K з урахуванням дуги в місці пошкодження. Точка перетину прямої 3, що відповідає вставці реле напруги $KV2$, з характеристикою 2 і визначає зону спрацьовування захисту l_2 . Вольтметрове блокування також встановлюється на постах секціонування і пунктах паралельного з'єднання.

Потенційний захист відрізняється від вольтметрового блокування тим, що реле напруги KV впливає тільки на свій автоматичний вимикач, а на інші автоматичні вимикачі сигнал від цього реле не передається. Застосовується на постах секціонування і пунктах паралельного з'єднання. Може встановлюватися на перегонах із впливом на короткозамикач з метою створення глухого, металевого короткого замикання всередині зони.

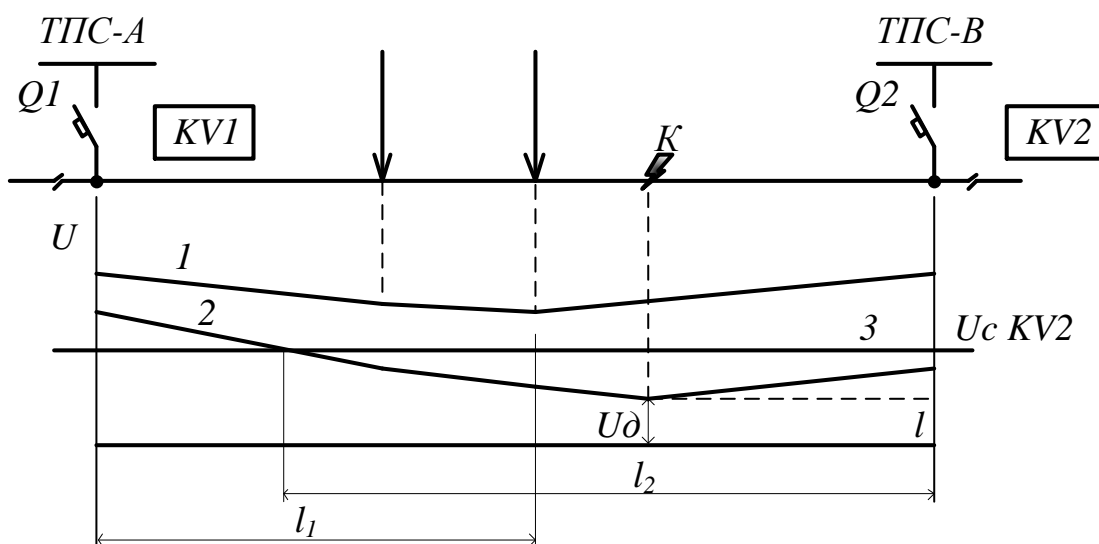


Рис. 7.22. Вольтметрові блокування

На пунктах паралельного з'єднання – це основний захист, а в інших випадках – резервний захист з вставкою спрацьовування

$$U_{ПЗ} \leq U_{н. \min} / (k_{ВІД} \cdot k_{П}),$$

де $U_{н. \min}$ – мінімальна напруга нормального режиму, складає 2700 В;

$k_{ВІД}$ – коефіцієнт налаштування, дорівнює 1,1;

$k_{П}$ – коефіцієнт повернення, дорівнює 1,15;

Вибрана уставка за формулою (7.12) перевіряється на чутливість до коротких замикань за формулою

$$k_{ч} = U_{ПЗ} / U_{К. \max} \geq 1,25,$$

де $U_{К. \max}$ – найбільша напруга в місці встановлення захисту при короткому замиканні в розрахунковій точці.

Для пунктів паралельного з'єднання даний захист без витримки часу є основним. Для інших об'єктів при використанні потенційного захисту як резервного витримка часу на 0,1–0,2 с більше інших резервних захистів об'єкта з найбільшою витримкою часу.

Питання для самоконтролю

1. Охарактеризуйте систему електропостачання електрифікованого залізничного транспорту.
2. На прикладі схеми живлення тягової підстанції змінного струму поясніть функції захистів основних елементів.
3. Охарактеризуйте схему живлення тягової мережі 27,5 кВ.

4. Які основні особливості і вимоги до релейного захисту тягової мережі змінного струму напругою 27,5 кВ?

5. На прикладі вузлової схеми живлення тягової мережі 27,5 кВ поясніть, як мають усуватися короткі замикання в будь-якому місці міжпідстанційної зони.

6. Перерахуйте і поясніть функції захистів, у тому числі мікропроцесорних, тягової мережі змінного струму.

7. Побудуйте графік селективності захистів фідерів підстанцій для двоколіїної вузлової схеми контактної мережі напругою 27,5 кВ.

8. Побудуйте графік селективності захистів фідерів поста секціонування для двоколіїної вузлової схеми контактної мережі напругою 27,5 кВ.

9. Як обираються вставки струмового відсічення фідерів тягової мережі змінного струму?

10. Поясніть умови вибору параметрів дистанційного захисту фідерів тягової мережі змінного струму.

11. Напишіть і поясніть формули розрахунку вставок максимального струмового і потенційного захистів фідерів тягової мережі змінного струму.

12. Які основні особливості і вимоги до релейного захисту тягової мережі постійного струму?

13. На прикладі схеми живлення одноколіїних ділянок контактної мережі постійного струму поясніть, як мають усуватися короткі замикання в будь-якому місці міжпідстанційної зони.

14. Як обираються розрахункові точки короткого замикання для захистів тягової мережі постійного струму? Відповідь поясніть на прикладах схем живлення.

15. Які функції захистів виконує поляризований автоматичний швидкодіючий вимикач? Відповідь поясніть на прикладі спрощеної схеми вимикача.

16. Поясніть принцип дії РДШ.

17. Як обираються параметри максимального струмового захисту? На прикладі тягової мережі постійного струму покажіть можливі зони нечутливості.

18. Поясніть принцип дії телеблокування як резервного захисту.

19. Поясніть принцип дії захисту мінімальної напруги на прикладах вольтметрового блокування і потенційних захистів тягової мережі постійного струму.

Розділ 8

ЗАХИСТ ЕЛЕМЕНТІВ ЕНЕРГОБЛОКА

8.1. Пошкодження і ненормальні режими роботи енергоблока

Уся характеристика пошкоджень і ненормальних режимів викладена в роботах [35–38]. Пошкодження супроводжуються значним збільшенням струму та глибоким зниженням напруги в елементах енергоблока. Підвищений струм викликає руйнування в місці пошкодження і небезпечний нагрів непошкоджених електроустановок. Найбільш розповсюдженими й небезпечними видами пошкоджень є короткі замикання. Зниження напруги порушує нормальну роботу власних потреб електростанції і стійкість паралельної роботи енергоблоків та енергосистеми в цілому. Ненормальні режими роботи призводять до відхилення величин напруги, струму й частоти від припустимих значень.

Одним із основних видів ненормальних режимів роботи є перевантаження, при яких виникають струми, більші за тривало допустимі значення. При цьому температура струмопровідних частин неприпустимо підвищується, самі вони можуть деформуватися, їхня ізоляція руйнується. Більшість пошкоджень генератора викликається порушенням ізоляції обмоток статора й ротора. Це зазвичай відбувається через старіння ізоляції, її зволоження, наявність у ній дефектів, а також у результаті підвищення напруги, перенапруги, механічних пошкоджень, наприклад через вібрацію стрижнів обмоток і сталі магнітопроводу.

До основних видів пошкоджень генераторів належать міжфазні короткі замикання в обмотці статора; виткові замикання обмотки статора; замикання на землю; подвійне замикання на землю, одна з точок якого знаходиться в обмотці статора, а друга – на ошиновці генераторної напруги; замикання на землю в одній точці обмотки збудження; подвійні замикання на землю в колах збудження.

Ненормальними режимами генератора вважаються збільшення струму в статорі чи роторі понад номінальне значення; перевантаження статора струмами симетричного

режиму; перевантаження ротора збільшеними струмами в обмотці збудження; несиметрія струмів статора; втрата збудження й підвищення напруги на статорі; асинхронний і синхронний режими роботи генератора.

Струми при внутрішніх міжфазних коротких замиканнях у потужних генераторах у кілька разів більше, ніж при коротких замиканнях на виводах генератора. Тому необхідно забезпечити швидке вимкнення внутрішніх пошкоджень і не припускати їхнього розвитку. Одним із найбільш можливих і небезпечних видів пошкодження генераторів, що призводять до великих руйнувань, є виткові замикання в обмотці статора, які характеризуються великими струмами в місці пошкодження при незначній зміні струму в непошкодженій частині обмотки. Замикання між витками супроводжуються замиканням на землю і в більшості випадків виникають у результаті розвитку пошкодження, викликаного однофазним замиканням на землю. У цих випадках виткові замикання можуть бути ліквідовані або навіть попереджені захистом від замикань на землю. До пошкоджень обмотки статора, які найчастіше виникають, належать замикання на землю. У місці замикання зазвичай виникає дуга, яка може викликати значні руйнування сталі статора при великому струмі пошкодження. Для потужних генераторів небезпечний струм замикання на землю – 2 А і більше, бо він може призводити до пошкоджень сталі статора навіть при швидкому вимиканні генератора. Багатофазні короткі замикання в обмотці статора найбільш можливі при розвитку пошкодження, викликаного однофазним замиканням на землю. Однак можливі й міжфазні короткі замикання без землі, які виникають у лобових частинах обмотки статора.

Пошкодження обмотки ротора виникають через порушення ізоляції й замикання обмотки ротора на корпус в одній точці чи двох точках. Замикання на корпус в одній точці обмотки ротора небезпечно, бо струм у місці замикання практично дорівнює нулю й нормальна робота генератора не порушується. Але при цьому підвищується можливість виникнення подвійного замикання на корпус у другій точці кола збудження з подальшими тяжкими пошкодженнями. При подвійних замиканнях на землю частина витків обмотки ротора виявляється

зашунтованою, опір кола ротора при цьому зменшується і в ній з'являється підвищений струм. Цей струм перегріває обмотки ротора, викликає подальші руйнування в місці пошкодження й може викликати горіння ізоляції ротора. При цьому виді пошкодження різко порушується симетрія магнітного потоку в повітряному зазорі і, як наслідок, виникає несиметрія ЕРС і струмів у фазах статора, що може викликати сильну вібрацію і руйнування підшипників. Також струми, що протікають у місцях замикання, можуть викликати пошкодження обмотки й заліза ротора.

Причиною несиметрії можуть бути двофазні й однофазні короткі замикання поза генератором; обриви проводів ліній високої напруги, неповнофазні вимкнення чи вмикання вимикачів. Несиметрія супроводжується появою в обмотці статора струмів зворотної послідовності. Ці струми мають зворотне чергування фаз і створюють магнітний потік, який обертається відносно статора із синхронною швидкістю, але в протилежному напрямку відносно ротора, який обертається. У результаті потік, створений цими струмами, перетинає корпус ротора з подвійною швидкістю. Він індукуює в металевих частинах ротора (у бочці ротора) значні вихрові струми, які мають подвійну частоту, і створює додатковий, пульсуючий із подвійною частотою електромагнітний момент. Вихрові струми викликають підвищений нагрів ротора, а пульсуючий момент – вібрацію частини машини, яка обертається. Несиметрія струмів небезпечна для великих турбогенераторів. Із урахуванням термічних і механічних характеристик генератора допускається його тривала робота з нерівністю (несиметрією) струмів за фазами, яка не перевищує 10 %, за умови, що струм у фазах не перевищує $I_{\text{ном.г}}$. При виникненні несиметрії, яка перевищує 10 %, необхідно вжити заходів до її усунення чи зменшення шляхом вимкнення несиметричних навантажень (ліній, АТ), розвантаження генератора за активною і реактивною потужністю. Якщо зменшити несиметрію протягом 3–5 хв не видається можливим, слід протягом цього часу генератор розвантажити й вимкнути від мережі.

Підвищення напруги на виводах обмотки статора може виникати при раптовому скиданні навантаження і після

вимкнення з витримкою часу близьких зовнішніх КЗ, бо при цьому зникає магнітний потік реакції статора і збільшується частота обертання машини, яка розвантажилася.

Струм замикання на землю в одній точці мережі генераторної напруги супроводжується підвищенням напруги на непошкоджених фазах. Як і при замиканні на землю обмотки статора, струм замикання визначається ємнісними опорами фаз генератора, ошиновки й обмоток трансформаторів генераторної напруги і, як правило, не перевищує 5 А.

При втраті збудження генератор переходить в асинхронний режим, продовжуючи видавати активну потужність, отримує збурення від мережі. При цьому знижується до нуля гальмівний синхронний момент, частота обертання генератора збільшується й виникає ковзання 0,3–0,7 %. Асинхронний режим виникає при втраті збудження, через вимкнення автомата гасіння поля (АГП) і з будь-якої іншої причини. Робота генератора в розглянутому режимі обмежується за часом і навантаженням.

До основних видів пошкоджень трансформаторів належать виткові замикання, однофазні КЗ, пожежа трансформатора. При виткових замиканнях у будь-яких обмотках трансформатора струм у витках, що замкнулися, може в кілька разів перевищувати номінальний струм при незначній зміні струму в останній частині обмотки і в інших обмотках. У результаті виткових замикань вигорають витки, що замкнулися, і КЗ переходить в однофазне на землю чи в багатофазне. До виткових замикань належать також замикання між відпайками регульовальної обмотки. До внутрішніх однофазних КЗ належать також пошкодження маслонаповнених ввідів. Найбільш можливі короткі замикання поблизу виводів (на початку обмотки) трансформаторів. При внутрішніх пошкодженнях трансформаторів внаслідок наявності великого об'єму масла існує велика можливість виникнення пожежі. Тому блочні трансформатори обладнуються установками автоматичного пожежогасіння, які запускаються за фактом роботи захисту від внутрішніх пошкоджень трансформатора.

До ненормальних режимів роботи трансформаторів належать перевантаження, підвищення напруги, замикання на землю в колі обмоток нижчої напруги. Перевантаження зазвичай

не супроводжуються значним зниженням напруги в мережі. Тому вимога до часу дії захисту від перевантаження визначається тільки нагрівом ізоляції обмоток. Найчастіше виникають короточасні перевантаження, що самоліквідуються, безпечні для трансформатора через їх нетривалість, наприклад перевантаження, викликані самозапуском електродвигунів. Підвищення напруги виникає при односторонньому вимиканні ліній із великою ємнісною провідністю. Підвищення напруги викликає збільшення магнітної індукції в магнітопроводі трансформатора, внаслідок чого відбувається зростання струму намагнічування й вихрових струмів. Ці струми нагрівають обмотку й серцевину трансформатора, що може призвести до пошкодження ізоляції обмоток і «пожежі заліза» серцевини. Замикання на землю в колі обмоток нижчої напруги, з'єднаних у трикутник, є замиканням із малим струмом (у мережі з ізолюваною нейтраллю). Небезпека даного замикання – це підвищення фазної напруги непошкоджених фаз у $\sqrt{3}$ разу (до величини лінійного), що негативно впливає на фазну ізоляцію, може призвести до її пробою й переходу в подвійне коротке замикання на землю.

Основні ознаки ненормальних режимів роботи генератора:

1. Синхронні коливання струму I й напруги U на генераторі відбуваються навколо середнього значення, близького за величиною до нормального (до появи коливань) значення; синхронні коливання загасальні; потужність не змінює свій знак і зберігає середнє значення за період; не буває стійкої різниці частот у відповідних частинах системи.

2. Вихід генератора із синхронізму коливання струму I , напруги U , активної P і реактивної потужності Q , через нерівномірне прискорення і змінне магнітне поле генератора, який вийшов із синхронізму, виникає гуркіт. Даний режим викликається зовнішніми короткими замиканнями чи неполадками в системі автоматичного регулювання збудження.

3. Втрата збудження на генераторі: споживання генератором із мережі великої реактивної потужності Q , величина якої залежить від активної потужності P й напруги U в мережі; часткове скидання активної потужності P і її коливання; прискорення ротора та його обертання з ковзанням, струм ротора

при цьому зникає або в роторі з'являється змінний струм із частотою ковзання; перевантаження генератора за струмом статора. Генератор може бути залишений у роботі й нести активне навантаження. Слід знати для цього допустиму активну потужність P і тривалість роботи без збудження.

4. Асинхронний режим: стійкі періодичні коливання струму, напруги й потужності. Найбільші коливання напруги мають місце в точках, близьких до центра коливань, і з віддаленням від центра коливання напруги знижується до малопомітних величин; стійка різниця частот у відповідних частинах системи. Даний режим виникає в результаті порушення статичної й динамічної стійкості, несинхронного автоматичного повторного вмикання, втрати збудження потужними генераторами, перевантаження міжсистемних мереж за системною стійкістю, відмови вимикачів або захистів при коротких замиканнях.

5. Робота генератора в режимі двигуна: споживання активної потужності з мережі (порядку 1,0–1,5 %); напруга й реактивна потужність залишаються без змін. У цьому режимі генератор може працювати не більше 2-4 хв. Одна з причин – мимовільне вмикання вимикача генератора.

8.2. Традиційні захисти енергоблока

Згідно з Правилами улаштування електроустановок [1] для розглянутих енергоблоків мають бути передбачені пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

- замикання на землю на боці генераторної напруги;
- багатофазні замикання в обмотці статора генератора й на його виводах;
- замикання між витками однієї фази в обмотці статора генератора;
- багатофазні замикання в обмотках і на виводах трансформатора;
- однофазні замикання на землю в обмотці трансформатора та на її виводах, приєднаних до мережі з великими струмами замикання на землю;

- замикання між витками в обмотках трансформатора;
- зовнішні короткі замикання;
- перевантаження генератора струмами зворотної послідовності;
- симетричне перевантаження обмотки статора генератора й обмоток трансформатора;
- перевантаження обмотки ротора генератора струмом збудження;
- підвищення напруги на статорі генератора і трансформаторі блока;
- замикання на землю обмотки ротора;
- асинхронний режим із втратою збудження;
- зниження рівня масла в баці трансформатора;
- частковий пробій ізоляції вводів 500 кВ трансформаторів;
- багатофазні замикання в лінії енергоблока;
- замикання на землю в лінії енергоблока.

Відповідно до енергоблоків 300 МВт і вище «генератор – трансформатор – лінія» розглядаються такі традиційні захисти.

Диференційний фазний високочастотний захист (ДФВЧЗ) – основний швидкодіючий захист від усіх видів пошкоджень на ошиновці ВН блока. Перший комплект встановлюється на підстанції (ПС), другий – на електростанції (ЕС).

Одноступінчастий дистанційний захист (ДСЗІ) – резервний захист від багатофазних КЗ на лінії блока, встановлюється на ПС.

Стумовий захист нульової послідовності (СЗНП) – резервний захист від КЗ на землю в лінії блока, встановлюється на ПС.

Стумове відсічення (СВ) – основний захист від трифазних КЗ на лінії блока, встановлюється на ПС.

Пристрій резервування відмови вимикачів розподільного пристрою ВН (ПРВВН) встановлюється на ПС.

Захист шин ВН (ДЗШВН) – основний захист від пошкоджень шин РУВН, встановлюється на ПС.

Дистанційний захист на обхідному вимикачі (ДСЗОВ) – резервний захист від багатофазних КЗ на лінії блока, встановлюється на обхідному вимикачі ПС.

Приймання й передача команд прискорення резервного захисту при КЗ на лінії виконується на апаратурі АНКА – АВПА.

Поздовжній диференційний захист блочного трансформатора (ПДЗТ) – основний захист блочного трансформатора від міжфазних і виткових замикань обмоток.

Газовий захист блочного трансформатора (ГЗТ) – основний захист блочного трансформатора від внутрішньобакових пошкоджень, що супроводжуються виділенням газу або динамічним поштовхом масла.

Поздовжній диференційний захист блока (ПДЗБ) – захист від міжфазних замикань на обладнанні блока. Захист встановлюється за відсутності генераторного вимикача.

Струмовий захист (СЗ) – резервний захист від коротких замикань на землю в мережі ВН, встановлюється на ЕС.

Дистанційний захист (ДСЗ2) – резервний захист від зовнішніх багатофазних КЗ в мережі ВН, встановлюється на ЕС.

Поздовжній диференційний захист генератора (ПДЗГ) – основний захист від багатофазних КЗ в обмотці статора генератора.

Захист від замикань на землю (ЗНЗ) в обмотці статора генератора (ЗНЗОС) – основний захист генератора від внутрішніх пошкоджень.

Захист від симетричних перевантажень генератора (ЗСПГ) – резервний захист, що сигналізує про виникнення симетричного перевантаження генератора.

Захист від підвищення напруги (ЗПН) – основний захист, що попереджає про неприпустиме підвищення напруги генератора.

Струмовий захист зворотної послідовності (СЗЗП) – резервний захист від несиметричних перевантажень генератора.

Поперечний диференційний захист генератора (ППДЗГ) – основний захист від виткових замикань в обмотці статора генератора.

Захист від ЗНЗ в обмотці ротора і колах збудження генератора (ЗНЗЗВ) – основний захист від ЗНЗ в одній точці кола збудження генератора.

Захист від асинхронного режиму генератора (ЗАР) – резервний захист від асинхронного режиму генератора при втраті збудження.

Захист від перевантаження ротора генератора (ЗПР) – резервний захист з інтегральною залежною характеристикою витримки часу від перевантаження ротора генератора.

Поздовжній диференційний захист для збуджувача генератора (ПДЗЗ) – основний захист від багатofазних КЗ в обмотці статора збуджувача генератора.

Максимальний струмовий захист збуджувача генератора (МСЗЗ) – резервний захист від багатofазних КЗ в обмотці статора збуджувача генератора.

Приймач команд, що посиляються ВЧ апаратурою по високовольтній лінії від захистів ПС (АНКА - АВПА пр. 2).

Контроль ізоляції й напруги на боці генератора (КІН) – резервний неселективний захист від ЗНЗ в мережі генераторної напруги.

Контроль струму на боці ВН блока (КСВН) – для функціонування захисту енергоблока.

Максимальний струмовий захист блока (МСЗБ) – резервний захист блока від трифазних КЗ, пошкоджень струмового проводу.

Захист від втрати охолодження блочного трансформатора (ЗВОХТ).

Диференційний захист робочого трансформатора власних потреб (ПДЗТВП) – основний захист від пошкоджень обмоток трансформатора власних потреб (ТВП).

Газовий захист робочого трансформатора власних потреб (ГЗТВП) – основний захист ТВП від внутрішніх пошкоджень і витікання масла.

Газовий захист пристрою РПН робочого трансформатора власних потреб (ГЗ РПН) – основний захист від пошкоджень у баці РПН ТВП.

Дистанційний захист на боці ВН робочого трансформатора власних потреб (ДСЗ ВН) – резервний захист від багатofазних КЗ у ТВП.

Дистанційний захист на боці НН робочого трансформатора власних потреб (ДСЗ НН) – основний захист робочих введів і шин секцій власних потреб і резервний для захистів приєднань цих секцій.

Захист від перевантаження робочого трансформатора власних потреб (ЗПТВП) – резервний захист, що сигналізує про виникнення перевантаження ТВП.

Дуговий захист робочого трансформатора власних потреб (ДТВП) – основний захист ТВП від пошкоджень вимикачів робочих вводів НН.

Неселективний захист від ЗНЗ на боці НН робочого трансформатора власних потреб (НЗНЗ) – резервний захист, що сигналізує про виникнення замикань на землю на боці НН ТВП.

Пристрій резервування відмови генераторного вимикача (ПРВВГ).

Селективний захист від ЗНЗ в електрично зв'язаній мережі НН ТВП (ЗНЗ ВП) – резервний захист від ЗНЗ в обмотці НН ТВП, шинах секцій власних потреб і мережі власних потреб, яка живиться від даних секцій.

Стумовий направлений захист секцій 6 кВ (СНЗ) – резервний захист від багатофазних КЗ в мережі власних потреб 6 кВ.

Дуговий захист комірок КРП 6 кВ (ДЗ КРП) – основний захист від пошкоджень вимикачів комірок комплектних розподільних пристроїв.

Дуговий захист струмового проводу генераторної напруги (ДЗС) – основний захист від пошкоджень струмового проводу.

Пристрій резервування відмови вимикача ТВП 6/0,4 кВ (ПРВВТ).

Контроль струму секцій 6 кВ, що підводиться через вимикачі робочих або резервних вводів (КСС) – для сигналізації збільшення струму.

Блокування мінімальної напруги секцій 6 кВ (БМН) – для вимкнення вимикача робочого вводу при стійкому зниженні напруги на робочих секціях власних потреб і за наявності напруги на резервних секціях, разом із АВР резервного живлення.

Стумове відсічення ТВП 6/0,4 кВ (СВТ) – основний захист трансформатора від багатофазних КЗ.

Максимальний струмовий захист на боці 6 кВ ТВП 6/0,4 кВ (МТЗ6) – резервний захист трансформатора від багатофазних КЗ.

Захист від перевантаження ТВП 6/0,4 кВ (ЗПТ6) – резервний захист, що сигналізує про виникнення неприпустимого перевантаження трансформатора.

Струмовий захист нульової послідовності на боці 0,4 кВ ТВП 6/0,4 кВ (ТНПТ) – основний захист від однофазних КЗ в мережі 0,4 кВ.

Максимальний струмовий захист на боці 0,4 кВ ТВП 6/0,4 кВ (МТ304) – резервний захист від багатофазних КЗ в мережі 0,4 кВ.

Диференційний захист електродвигунів 6 кВ потужністю понад 2000 кВт (ПДЗД) – основний захист електродвигунів від багатофазних КЗ в живильному кабелі й обмотці статора електродвигуна.

Струмове відсічення електродвигунів 6 кВ (ТОД) – основний захист електродвигунів потужністю до 2000 кВт від багатофазних КЗ.

Захист від перевантаження електродвигунів 6 кВ (ЗПД) – резервний захист, що сигналізує про виникнення неприпустимого перевантаження електродвигуна.

Захист від однофазних замикань на землю в обмотці статора електродвигуна 6 кВ (ЗНЗД) – основний захист електродвигунів від ЗНЗ.

Груповий захист мінімальної напруги (ЗМН): перший ступінь – для вимкнення невідповідальних електродвигунів із метою підвищення ефективності самозапуску відповідальних двигунів, другий ступінь – для вимкнення двигунів при перервах за умовами технології або техніки безпеки, а також коли самозапуск двигунів із повним навантаженням неможливий.

Нижче на рис. 8.1 показано дію вибраних захистів на елементи енергоблока залежно від схеми видачі потужності й особливостей технологічного обладнання енергоблока, де позначено (у дужках показано, яку дію мають захисти на даний елемент енергоблока):

- 1 – ОВ – обхідний вимикач (вимкнення);
- 2 – ШЗВ – шиноз'єднувальний вимикач;
- 3 – ВЛ – вимикач лінії (вимкнення);
- 4 – ПРВВ – пристрій резервування відмови вимикачів (пуск);
- 5, 6 – СВ1, СВ2 – секційні вимикачі (вимкнення);
- 7 – ВБл. – вимикач блока (вимкнення);
- 8, 9 – АНКА – АВПА відповідно на підстанції і станції (Пуск); W – високовольтна лінія зв'язку; ІТ – блочний

трансформатор; 11Т – робочий трансформатор власних потреб;
Г – синхронний генератор; В – збуджувач;

10, 11 – В6 – вимикачі 6 кВ робочого трансформатора власних потреб (вимкнення);

12 – Осц. – осцилограф (Пуск);

13 – АРП – автоматика регулювання потужності (розвантаження генератора за активною потужністю);

14 – ВГ – вимикач генератора (вимкнення);

15 – К – котел (зупинка котла);

16 – Т – турбіна (зупинка турбіни);

17 – АХХ – автоматика холостого ходу (переведення блока на холостий хід);

18 – АРЗ – автоматика регулювання збудження (обмеження збудження);

19, 20 – АГП – автоматичне гасіння поля відповідно генератора й збуджувача.

У табл. 8.1 наведено позначення захистів і номери елементів енергоблока, на які впливають дані захисти.

Таблиця 8.1

Дія захистів на елементи енергоблока

Позначення захистів	Номери елементів, на які діють захисти (рис. 8.2)
2	3
1. АКВ1 – диференційний фазний ВЧ захист лінії, боку ПС	7, 1, 8, 4
2. АКЗ1 – дистанційний захист лінії, боку ПС	7, 1, 8, 4
3. КВ1, КА1 – земляний максимальний струмовий направлений захист лінії, боку ПС	7, 1, 8, 4, 2, 5, 6
4. КА2 – струмове відсічення лінії, боку ПС	7, 1, 8, 4
5. АР1 – пристрої резервування відмови вимикачів ОРУ ПС	4, 7, 8, 1, 3, 2, 5, 6
6. АК1 – ДЗШВН	7, 1, 8, 3, 4, 2, 5, 6
7. АКЗ2 – дистанційний захист на обхідному вимикачі	1, 8, 4

Продовження табл. 8.1

1	2
8. АКУ1 – АНКА - АВПА, приймачі підстанції	1 канал – 7, 1, 4; 2 канал – 4
9. АКВ1 – диференційний фазний ВЧ захист лінії W, боку ЕС	14, 10, 11, 12, 19, 20, 16, 17, 15, 9
10. КАВ1 – диференційний захист ІТ; КSG1 – газовий захист ІТ; КАЗ – земляний захист з боку ВН; АКЗЗ – дистанційний захист лінії W	14, 9, 10, 11, 12, 19, 20, 16, 17, 15
11. КАВЗ-5 – поздовжній диференційний захист генератора	14, 12, 19, 20, 15, 16, 17
12. АК2 – захист від ЗНЗ обмотки статора генератора	12, 14, 19, 20, 15, 16, 17
13. КВ1 – захист від високої напруги	19, 20, 12, 17
14. АК4 – захист від перезавантаження ротора генератора	18, 19, 20, 14, 12, 17
15. АКЗ4 – захист генератора від асинхронного режиму	14, 19, 20, 12, 17, 16, 15, 13
16. АКУ2 – АНКА - АВПА, приймачі електричної станції	1 канал – 14, 10, 11, 19, 20, 16, 17, 15, 12; 2 канал – 17

Для прикладу показано дію деяких захистів підстанції й генератора з блочним трансформатором.

Наприклад. Диференційний фазний високочастотний захист (АКВ1) типу ДФЗ-201 (комплект) із постом АВЗК-80 і комплектом АК-80 (табл. 8.1), швидкодіючий захист від усіх видів пошкоджень на ошиновці 110 кВ енергоблока, діє (рис. 8.2) на вимкнення вимикача блока або обхідного вимикача, а також на пуски АНКА – АВПА і ПРВВ.

На рис. 8.2–8.4 дано фрагменти схем релейного захисту блока «генератор-трансформатор-лінія». На рис. 8.2 зображено схему релейного захисту (кола змінного струму) енергоблока з боку підстанції.

Захист АКВ1 – диференційний фазний високочастотний захист типу ДФЗ-201 (комплект) із постом АВЗК-80 і комплектом

АК-80. До складу апаратури високочастотного каналу входять конденсатор зв'язку СМР-110, загороджувач ВЗ-2000 і фільтр приєднання ОФП-4. Кола змінного струму через $SG6$ від трансформатора струму $TA1$ ($K_1=2000/5$) вимикача 110 кВ Q2 на панель ДФЗ-201. $SG10$ – «Кола змінного струму ОВ» від трансформатора струму обхідного вимикача й кола ПРВВ при роботі енергоблока на обхідному вимикачі. SA - перемикач «кола напруги» на панель захисту.

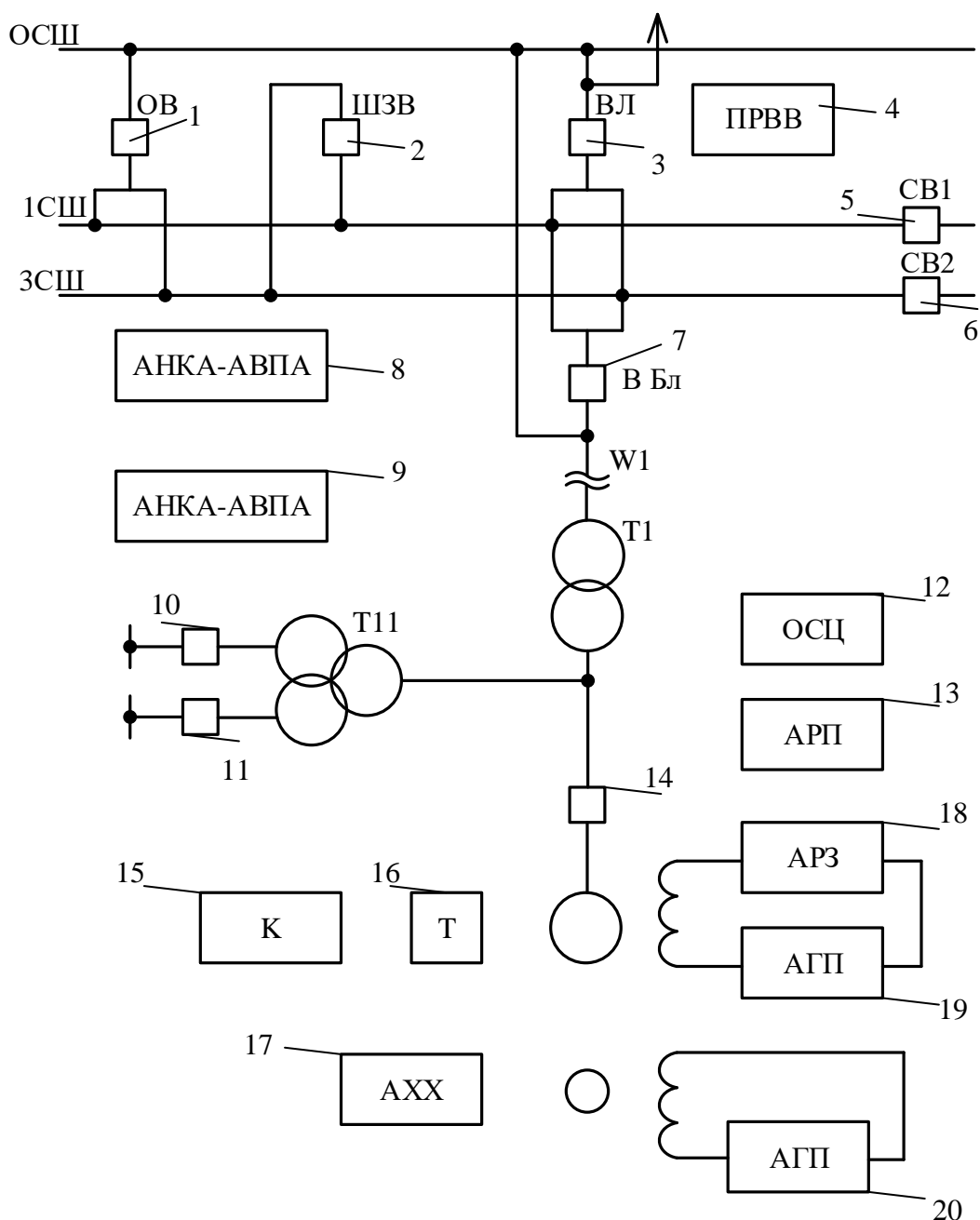


Рис. 8.1. Елементи енергоблока

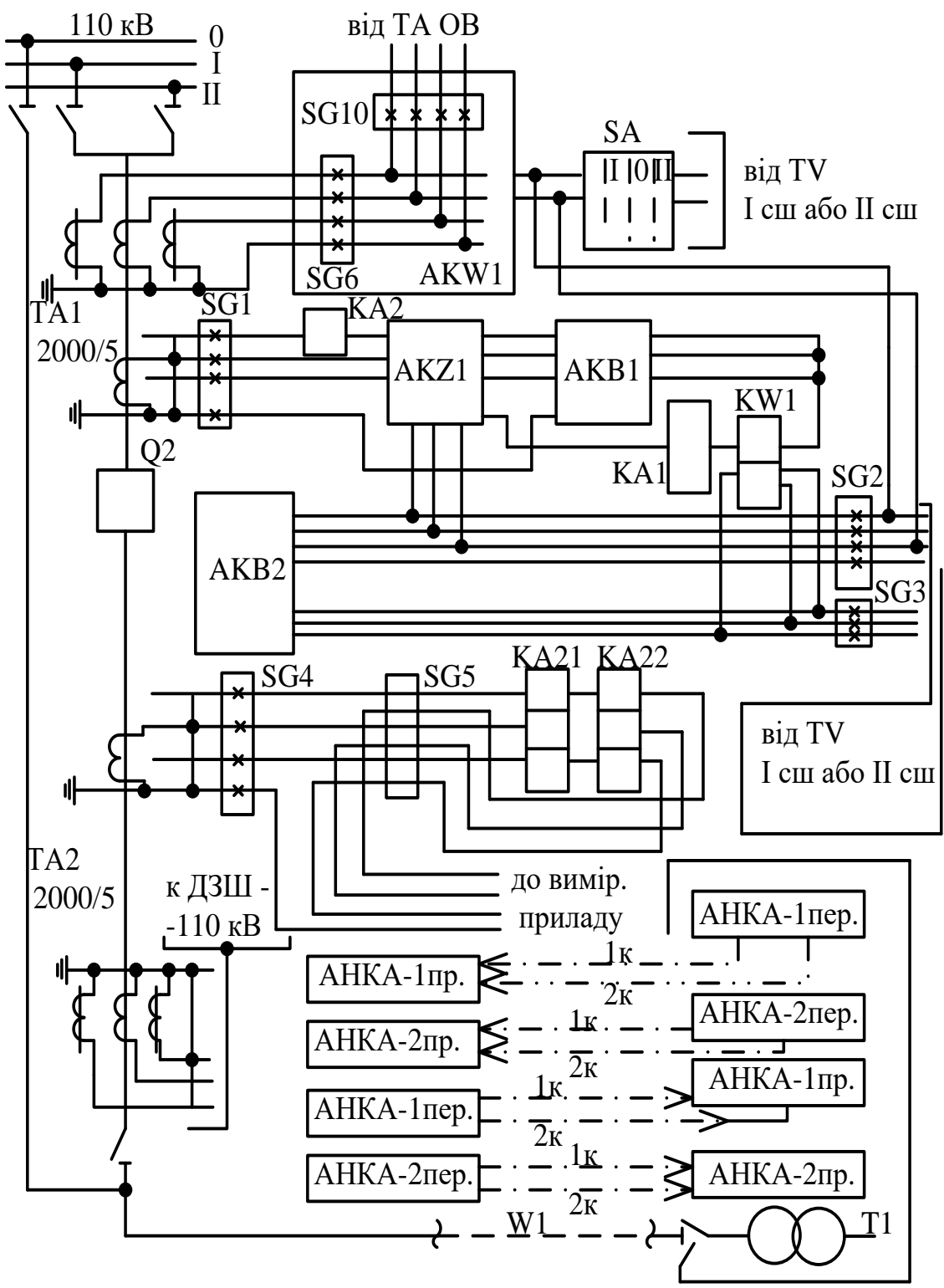


Рис. 8.2. Фрагмент схеми захисту енергоблока з боку ПС

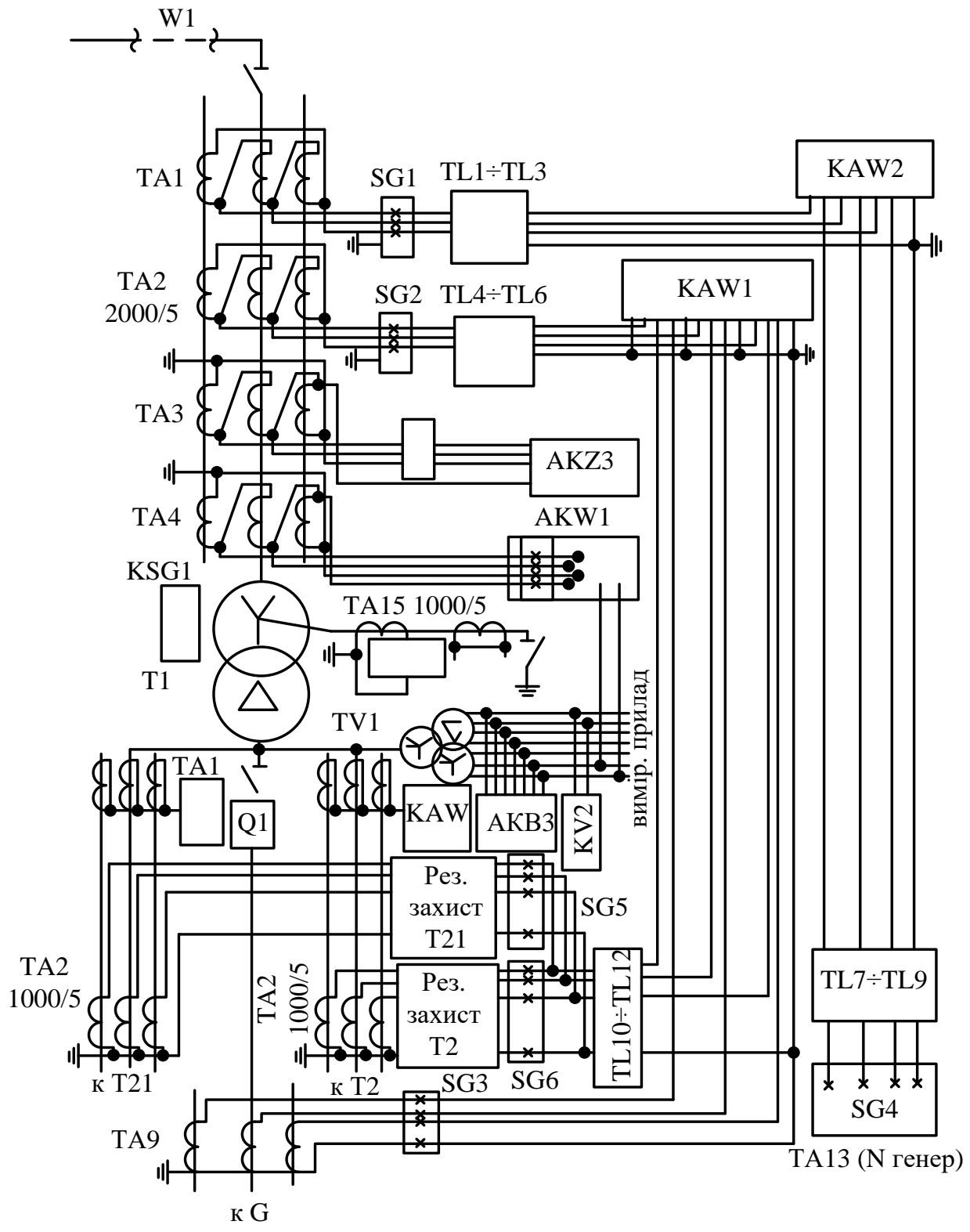


Рис. 8.3. Фрагмент схеми релейного захисту блочного трансформатора

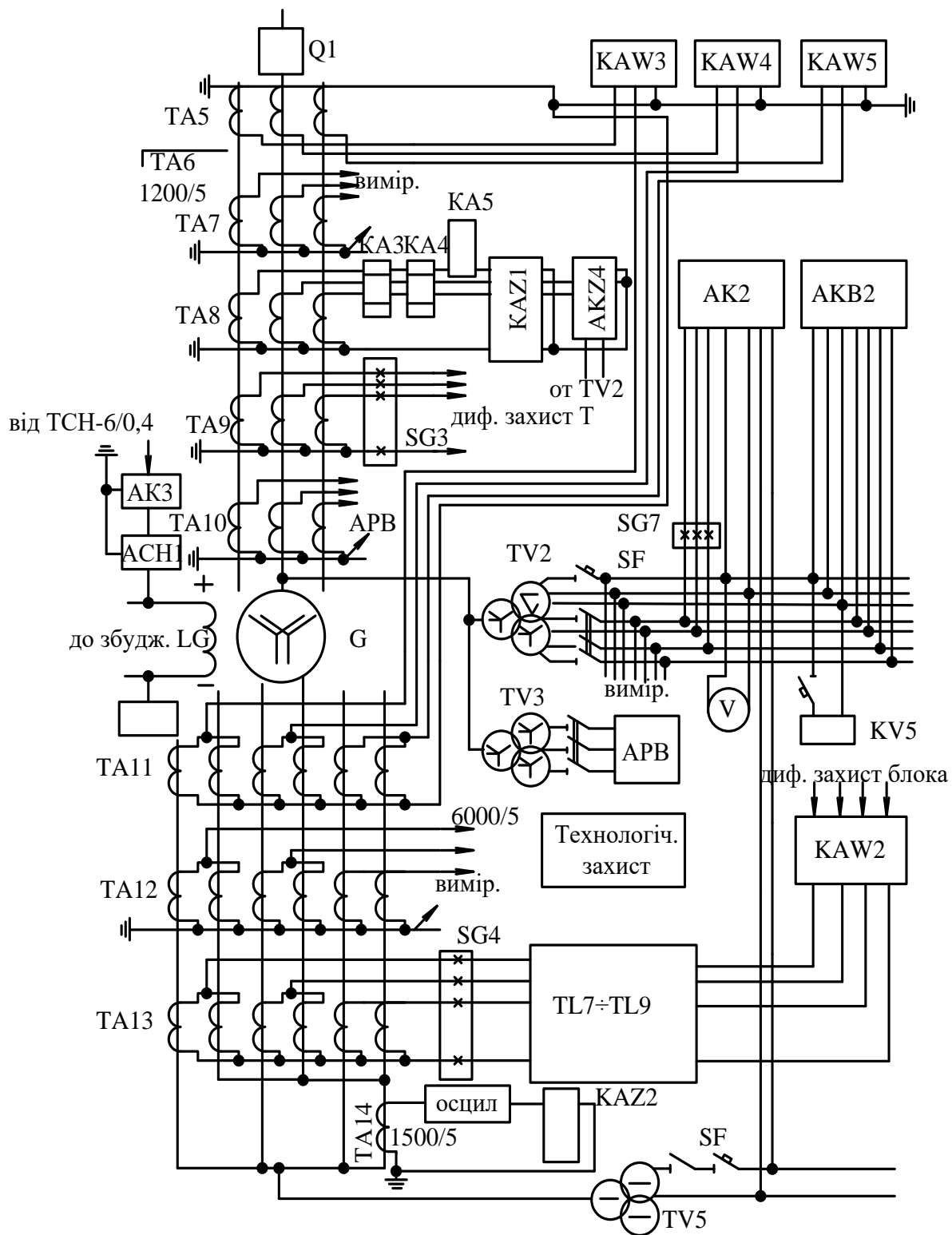


Рис. 8.4. Фрагмент схеми релейного захисту генератора

Захист *AKZ1* – одноступінчастий дистанційний захист від багатозафазних КЗ на лінії блока, виконується на комплекті реле

опору КРС-2 із пристроєм блокування при коливаннях (АКВ1) на реле КРБ-126 і пристроєм блокування при пошкодженнях у колах напруги (АКВ2) на реле КРБ-12. SG1 – «Кола змінного струму резервних захистів» на панелі захисту АКЗ1 від трансформатора струму ТА1 (2000/5) вимикача Q2. SG2 – «Кола напруги резервних захистів» на панелі захисту від трансформатора напруги схеми «зірка» через перемикач SA.

Захист КА1, КВ1 – захист від КЗ на землю в лінії блока, виконується на реле РТ-40/10 (КА1) – струмовий орган і реле РМ-12 (КВ1) – орган напрямку потужності. SG1 – «Кола змінного струму резервних захистів» від ТА1 (2000/5) вимикача Q2. SG3 – «Кола постійного струму й напруги резервних захистів» від ТУ схеми «розімкнений трикутник». При переведенні енергоблока на обхідний вимикач увесь захист від КЗ на землю виводиться, оскільки реле КА1 і КВ1 без струму.

Захист КА2 – струмове відсічення від трифазних КЗ на лінії блока, виконується на реле РТ-40/50. SG1 – «Кола змінного струму резервних захистів». При роботі енергоблока на обхідному вимикачі захист виводиться з дії.

Апаратура АНКА – приймач приймає команди, які посилаються АНКА – передавачем на електростанції та діють на відповідні пристрої релейного захисту й автоматики енергоблока на підстанції ПС.

Реле КА21 і КА22 – для подвійного контролю наявності невимкненого КЗ (пуск ПРВВ), виконуються на спеціальних трифазних струмових реле типу РТ-40/Р.

На рис. 8.4 подано схему релейного захисту (кола змінного струму) блочного трансформатора. Захист АКВ1 – диференційний фазний високочастотний захист типу ДФЗ-201 (комплект) із постом АВЗК-80 і комплектом АК-80, апаратура високочастотного каналу: конденсатор зв'язку СМР-110, загороджувач ВЗ-2000, фільтр приєднання ОФП-4. Кола змінного струму від трансформатора струму ТА4 (2000/5) на виводах блочного трансформатора Т1. Кола змінної напруги від трансформатора напруги ТВ1 на шинах 20 кВ трансформатора Т1.

Захист КАВ1 – поздовжній диференційний захист блочного трансформатора, виконується на диференційному реле з гальмуванням ДЗТ-21.

SG2 – «Диференційний захист, бік 110 кВ Т1» від трансформатора струму *TA2* (2000/5) трансформатора Т1 і автотрансформаторів струму *TL4 ÷ TL6* типу *AT-32*. *SG3* – «Диференційний захист, бік 20 кВ генератора *G*» від трансформатора струму *TA9* (12000/5) генератора *G*. *SG5* – «Диференційний захист, бік 20 кВ Т21» від трансформатора струму *TA2* (1000/5) трансформатора Т21 і автотрансформаторів струму *TL10 ÷ TL12* типу ТК-120. *SG6* – «Диференційний захист, бік 20 кВ Т2» *TA2* (1000/5) трансформатора Т2 і автотрансформаторів струму *TL10 ÷ TL12* типу ТК-120.

Захист *KSG1* – газовий захист блочного трансформатора Т1 на реле *BF-80/Q*, встановлюється на трубі між баком і розширювачем трансформатора.

Захист *KAW2* – поздовжній диференційний захист блока, виконується на диференційному реле з гальмуванням ДЗТ-21 і встановлюється за відсутності генераторного вимикача *Q1*. *SG1* – «Диференційний захист блока, бік 110 кВ Т1» від трансформатора струму *TA1* (2000/5) трансформатора Т1 і автотрансформаторів струму *TL1 ÷ TL3* типу *AT-32*. *SG4* – «Диференційний захист блока, бік «О» генератора *G*» від трансформатора струму *TA13* (6000/5) генератора *G* і автотрансформаторів струму *TL7 ÷ TL9* типу *AT-32*.

Захист *KAZ* – струмовий захист від КЗ на землю в мережі 110 кВ, виконується на реле РТ-40, під'єднується до трансформатора струму *TA15* (1000/5) «нуля» Т1 без випробувального блока.

Захист *AKZ3* – дистанційний захист від зовнішніх багатофазних КЗ в мережі 110 кВ, виконується на реле БРЕ-2801 із пристроєм блокування при несправності в колах напруги (АКВЗ) на реле КРБ-12. Кола змінного струму виконуються від трансформатора струму *TA3* (2000/5) без випробувального блока. Кола змінної напруги – від трансформатора напруги *TV1* (20000/100) без випробувального блока.

Реле *KA6* – контроль струму на боці 110 кВ, виконується на РТ-40/Р-5. Кола змінного струму від *TA3* (2000/5) вводів 110 кВ трансформатора Т1. Дія реле *KA6* дозволяє роботу дистанційного захисту *AKZ3*, захисту від КЗ на землю в мережі 110 кВ та захисту від підвищення напруги.

Реле $KV2$ – контроль ізоляції й напруги на боці НН трансформатора $T1$, виконується на реле РН-53/60Д. Кола напруги від $TV1$ без випробувального блока.

На рис. 8.5 зображена схема релейного захисту (кола змінного струму) генератора. Захист $КАW3$, $КАW4$, $КАW5$ – поздовжній диференційний захист генератора, виконується на диференційному реле з гальмуванням типу ДЗТ-11/5. Бік виводів генераторної напруги від трансформатора струму $TA5$ (12000/5), бік виводів «нуля» генератора – від $TA11$ (6000/5), вторинні обмотки якого з'єднані паралельно. Випробувальних блоків у захисту нема.

Захист $AK2$ – від замикання на землю в обмотці статора генератора виконується на апаратурі типу БРЕ-1301. Кола напруги – від «зірки» $TV2$ виводів генератора; «розімкненого трикутника» ($3U_0$) $TV2$ виводів генератора; однієї з фаз $TV5$ в «нулі» генератора.

Захист $KA5$ – захист від симетричних перевантажень генератора, виконується на реле типу РТВК-2. Реле вмикається в коло фази «А» трансформатора струму $TA8$ (12000/5) виводів генератора.

Захист $KAZ1$ – струмовий захист зворотної послідовності, виконується на фільтровому реле типу РТФ-6. Кола змінного струму – від трансформатора струму $TA8$ (12000/5) і виводів генератора.

Захист $AKZ4$ – від асинхронного режиму при втраті збудження генератора, виконується на блок-реле опору типу БРЕ-2801 із блокуванням при несправності в колах напруги (АКВ2) на реле КРБ-12. Дія захисту також блокується при роботі струмового захисту зворотної послідовності і за струмом ($KA3$, $KA4$) вимикача $Q1$ 20 кВ. Кола змінного струму – від трансформатора струму $TA8$ (12000/5) і виводів генератора без випробувального блока. Кола напруги – від трансформатора напруги $TV2$: $AKZ4$ – від фаз b і c «зірки», АКВ2 – від U , K , H «розімкненого трикутника» і a , b , c «зірки».

Реле $KA3$ і $KA4$ у схемі ПРВВ вимикача генератора забезпечують подвійний контроль КЗ, що не вимкнулося, виконуються на трифазних струмових реле типу РТ-40/Р-5, які під'єднуються до $TA8$ (12000/5) без БВ.

Реле *KV5* – контроль ізоляції й напруги на боці виводів генератора, виконується на реле РН-53/60Д. Кола напруги – від «розімкненого трикутника» *TV2* без випробувального блока.

Захист *KAZ2* – поперечний диференційний захист генератора, виконується на реле РТ-40/Ф. Кола змінного струму – від трансформатора струму *TA14(1500/5)* «нуля» генератора без випробувального блока.

Захист *AK3* – від замикань на землю в одній точці кола збудження генератора, виконується на блок-реле типу КЗР-3. Під'єднується через АСН до кола «+» ротора *LG* генератора і до ТВП 6/0,4 кВ.

Захист *AK4* – захист ротора від перевантаження струмом збурення, виконується на блок-реле типу РЗР-1М. Струм ротора подається в захист від датчика струму, у якості якого при тиристорному й високочастотному збудженні використовується трансформатор постійного струму (ТПС).

8.3. Мікропроцесорні захисти енергоблока

Забезпечення надійного й безперебійного вироблення електроенергії електроустановками енергоблока потрібної якості при мінімальних затратах нерозривно пов'язане з підвищенням технічного рівня пристроїв релейного захисту й автоматики (РЗА), впровадженням комплексної автоматизації керування робочими, аварійними режимами [19–27]. Фізичний і моральний ресурс електромеханічних пристроїв РЗА, значні затрати на обслуговування й ремонт, підвищені вимоги до електроенергетики сприяють впровадженню промислових мікропроцесорних пристроїв (МПП). Світовий ринок МПП пропонує методи й технічні засоби фірм ALSTOM, ABB, SIEMENS, AEG, SCHNEIDER, РАДІУС, МЕХАНОТРОНІКА, КИЇВПРИЛАД, ХАРТРОН-ІНКОР (м. Харків) та ін. Сучасні цифрові пристрої релейного захисту й автоматики (ЦРЗА) інтегровані в рамках єдиного інформаційного комплексу функцій релейного захисту, регулювання, вимірювання й керування електроустановками. Такі пристрої входять до складу автоматизованої системи керування технологічним процесом

енергетичного об'єкта, наприклад електростанції (АСК ТП ЕС). Мікропроцесорним інтегрованим автоматичним комплексам властиві важливі переваги:

- функціональність;
- підвищена апаратна надійність, малі маси й габарити пристроїв завдяки істотному зменшенню кількості використовуваних блоків і з'єднань (один мікропроцесорний пристрій виконує зазвичай різні захисні функції, для реалізації яких раніше були потрібні кілька пристроїв);
- принципово нові можливості керування захистом і передачі від неї інформації на географічно віддалені рівні керування;
- можливість дистанційної (від ПЕВМ пульта керування оператора) зміни настроювання і програм функціонування;
- автоматичне тестування і самодіагностика;
- суттєве підвищення зручності обслуговування і можливість скорочення обслуговуючого персоналу;
- можливість отримання практично будь-яких форм характеристик;
- можливість використання аварійних складових струму та напруги;
- автоматичне адаптування до зміни схеми та режим мережі;
- прискорення протиаварійних вимкнення і ввімкнення електротехнічного обладнання;
- можливість безпосередньої реєстрації процесів і подій та аналізу пошкоджень, що виникли в енергосистемі;
- видача оператору інформації про стан електроенергетичних об'єктів, що керуються, і готовність до протиаварійних керувань впливів на них протиаварійної автоматики;
- технологічність виробництва.

Перехід на нову мікропроцесорну елементну базу не призводить до істотної зміни принципів релейного захисту й електроавтоматики, а тільки розширює його функціональні можливості, спрощує експлуатацію. Нові можливості цифрової обробки сигналів та обміну інформацією дозволяють реалізувати цілий ряд захисних функцій і характеристик (як вимірювальних і

пускових органів, так і логічних органів), отримати які в пристроях на іншій елементній базі неможливо або досить важко, і одночасно можливість у деяких випадках значно спростити виконання конкретних алгоритмів. Можна забезпечити високу точність вимірювання, високу постійність характеристик усіх елементів, безпеку відносно помилкових дій захисту. МПК захисту мають принципово більш високу розпізнавальну здатність, ніж попередні (електромеханічних пристроїв, включаючи пристрої з елементами мікроелектроніки на напівпровідниковій основі). Переважно забезпечується пам'яттю, де зберігається інформація про попередній режим, і можливістю об'єднати інформацію про різні режими, фази і стан різних місць системи.

З'явився новий клас релейних вимірювальних органів, які реагують на аварійні складові електричних величин, чого нема в електромеханіці. За допомогою запам'ятовування бінарних сигналів подій та аналогових вимірювальних значень у випадку аварії є можливість ретельного аналізу пошкоджень. Це означає, що аварійний реєстратор інтегрований у прилад захисту. Частка функцій релейного захисту в програмному забезпеченні пристрою зазвичай складає 5–30 %. Останні функції: сервіс, зв'язок із більш високим рівнем, ведення баз даних та ін. Ці пристрої знаходяться у веденні спеціалістів як у сфері релейного захисту, так і сфері АСК ТП. На відміну від кінцевих пристроїв, що використовуються в системі АСК ТП в інших сферах промисловості, МПК РЗ мають власний «інтелект» і можуть виконувати свої основні функції за повної відсутності цифрових каналів зв'язку, наприклад при їх пошкодженні. Внутрішня, постійно діюча автодіагностика призводить до високої готовності приладів і дозволяє значно зменшити витрати на випробування. Усі дефекти за рахунок автодіагностики орієнтуються миттєво після їх виникнення. Безумовно, автодіагностика не може забезпечити 100 % виявлення внутрішніх дефектів виробу. Глибина тестування цілком знаходиться в компетенції розробника, бо тестування виконується з урахуванням особливостей конкретного пристрою і в загальному випадку невідома користувачу. Реально тестуванням вдається охопити приблизно 80–95 % усіх елементів виробу. ЦРЗ має ряд суттєвих особливостей порівняно з попередніми поколіннями пристроїв

релейного захисту. Вказане стосується перш за все самої структури побудови ЦРЗ, де не існує фізичних блоків, що відповідають окремим захисним функціям. Це визначає необхідність зміни підходу й до перевірки ЦРЗ: підведенням певних комбінацій вхідних величин слід упевнитися не тільки в дії функцій, що перевіряються, але і в недії інших функцій. Усе це робить можливим підвищення ефективності релейного захисту при застосуванні цифрових пристроїв завдяки більш повному врахуванню пошкоджень в енергосистемі, більшій довговічності і меншим витратам на обслуговування, перш за все періодичне, внаслідок можливості збільшення строків між перевірками і відсутності необхідності ревізії будь-яких механічних елементів.

Приклад 8.1. Застосування приладних модулів фірми ALSTOM для захисту електроустановок енергоблока.

Вихідні дані. Розглядається (рис. 8.5) генератор-трансформатор потужністю більше 160 МВт із трансформатором власних потреб (ТВП). Енергоблок має генераторний вимикач. У кожній фазі обмотки статора генератора два паралельних відгалуження.

Розв'язання. Для захистів енергоблока «генератор-трансформатор» застосовується часткове дублювання.

Диференційні захисти генератора й трансформатора дублюються загальним диференційним захистом енергоблока.

Резервні захисти генератора розподіляються між двома приладними модулями МХ31РГ1А.

100-відсотковий захист від замикань на землю статора разом із колами генераторної напруги виконується на пристрої БРЕ-1301 (фірма ЧЕАЗ).

Захист ротора від перевантаження з залежною характеристикою здійснюється пристроєм БРЕ-1302 (фірма ЧЕАЗ).

Резервний захист трансформатора власних потреб виконаний дистанційним.

Диференційний захист трансформатора власних потреб дублюється струмовим захистом, увімкненим за схемою логічної селективності.

Для захисту електроустановок енергоблока застосовуються такі пристрої.

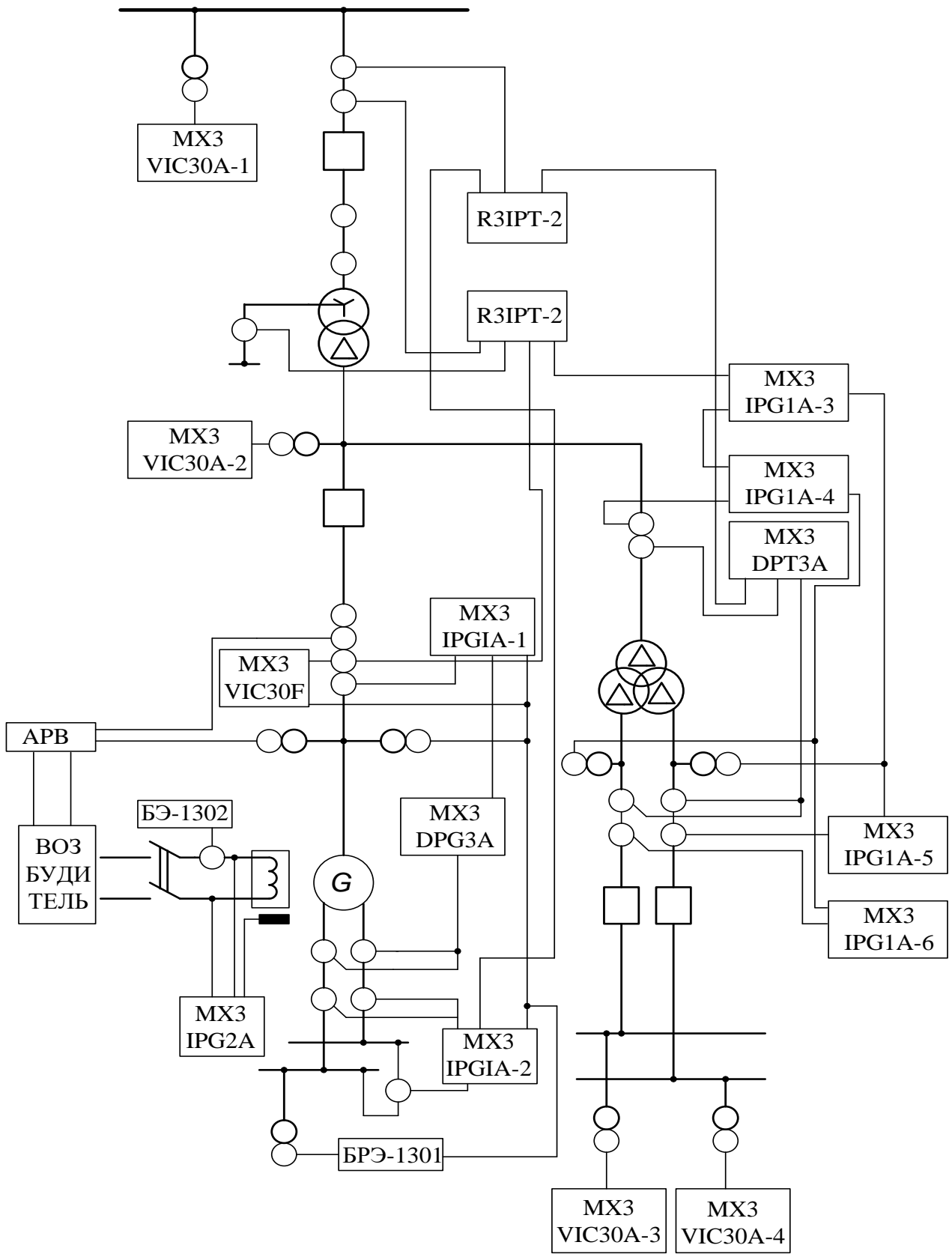


Рис. 8.5. Розміщення захисту енергоблока «генератор–трансформатор»

Для генератора: два пристрої MX3IPG1A, MX3DPG3A, MX3IPG2A, MX3VIS30F. Для блочного трансформатора: R3IPT.

Для трансформатора власних потреб: MX3DPT3A, чотири пристрої MX3IPG1A.

Загальний захист блока на реле R3IPT.

Розподіл функцій між комплектами такий.

Приладний модуль MX3DPG3A підключено на трансформатори струму виводів і нейтралі генератора. Функція – диференційний захист генератора.

Приладний модуль MX3IPG1A-1 підключено на трансформатори струму нейтралі генератора й трансформатори напруги. Функції: дистанційний захист, захист від перевантаження за струмом статора генератора, поперечний диференційний захист обмоток статора генератора, струмовий захист зворотної послідовності, захист від асинхронного режиму, реле зворотної потужності, форсування збудження.

Приладний модуль MX3IPG1A-2 підключено на трансформатори струму виводів генератора і трансформатори напруги генератора. Функції: дистанційний захист генератора, захист від перевантаження з тепловою характеристикою, струмовий захист зворотної послідовності, реле зворотної потужності.

Приладний модуль MX3IPG1A-2 підключено на трансформатори струму виводів генератора і трансформатори напруги генератора. Функції: дистанційний захист генератора, захист від перевантаження з тепловою характеристикою, струмовий захист зворотної послідовності, реле зворотної потужності. Зворотний модуль MX3VIC30F підключений на трансформатори напруги генератора. Функції: захист від підвищення напруги генератора, блокування регулятора турбіни за частотою, форсування збудження за зниженням напруги прямої послідовності. Приладний модуль MX3IPG2A підключено до виводів і вала ротора генератора. Функції: захист ротора від замикань на землю, захист ротора від перевантаження за напругою з незалежною витримкою часу. Пристрій типу BRE-1302 підключено до датчика струму (ТІТ) в колі обмотки збудження генератора. Функція: захист ротора від перевантаження з залежною характеристикою. Пристрій BRE-1301 підключено до

трансформаторів напруги виводів і нейтралі генератора. Функція: 100-відсотковий захист від замикань на землю в обмотці статора генератора. Приладний модуль R3IPT-1 підключено на трансформатори струму вимикача енергоблока на боці вищої напруги (ВН), виводів генератора, трансформатори струму вбудовані на боці ВН трансформатора власних потреб, трансформатори струму нейтралі блочного трансформатора. Функції: диференційний захист блочного трансформатора, максимальний струмовий захист боку ВН блочного трансформатора з блокуванням за напругою, захист від замикань на землю (ЗНЗЗ) на боці ВН енергоблока, прискорення ЗНЗЗ при неповнофазному режимі роботи енергоблока. Приладний модуль MX3VIC30A-1 підключено на шинний трансформатор напруги боку ВН енергоблока. Функція: захист від замикань на землю енергоблоків із розземленою нейтраллю. Приладний модуль MX3VIC30A-2 підключено на трансформатори напруги боку нижчої напруги (НН) блочного трансформатора. Функції: блокування за напругою максимального струмового захисту боку ВН блочного трансформатора, сигналізація замикання на землю на виводах і ошиновці блочного трансформатора. Блокування за напругою виконується за лінійною напругою і напругою зворотної послідовності.

Приладний модуль R3IPT-2 підключено на трансформатори струму вимикача з боку ВН, виводів нейтралі генератора й трансформатори струму, вбудовані на боці ВН трансформатора власних потреб. Функції: диференційний захист блока, максимальний струмовий захист боку ВН блочного трансформатора з блокуванням за напругою, максимальний струмовий захист боку нейтралі генератора з блокуванням за напругою, захист від замикань на землю на боці ВН енергоблока. Блокування за напругою максимального струмового захисту з боку ВН трансформатора енергоблока виконується від модуля MX3VIC30A. Блокування за напругою максимального струмового захисту з боку нейтралі генератора виконується від модуля MX3VIC30F. Приладний модуль MX3DPT3A підключено на трансформатори струму з боку ВН трансформатора власних потреб і вимикачів боків НН трансформатора власних потреб. Функція: диференційний захист трансформатора власних потреб.

Приладний модуль МХ3ІРG1А-3,4 підключено на трансформатори струму з боку ВН, трансформатори напруги виводів НН трансформатора власних потреб. Функції: дистанційний захист боку ВН трансформатора за відповідним боком НН секцій власних потреб, струмовий орган з боку ВН логічного диференційного захисту трансформатора власних потреб. Два комплекти підключено на трансформатори струму з боку ВН ТВП і трансформатори напруги вводів НН трансформатора власних потреб різних секцій. Приладний модуль МХ3ІРG1А-5,6 підключено на трансформатори струму і напруги боків НН трансформатора власних потреб. Функції: дистанційний захист з боку НН трансформатора за сторонами НН1 і НН2, блокування максимального струмового захисту з боку ВН, логічний диференційний захист трансформатора власних потреб, струмовий захист від замикань на землю при заземленні нейтралі мережі власних потреб через резистор, захист від перевантаження відповідної обмотки НН трансформатора власних потреб. Приладний модуль МХ3VІC30А 3,4 підключено на трансформатори напруги секцій власних потреб. Функції: груповий захист мінімальної напруги, пуск АВР секцій 6 кВ власних потреб, сигналізація замикань на землю в мережі власних потреб 6 кВ.

Приклад 8.2. Застосування приладних модулів фірми ХАРТРОН-ІНКОР для захисту електроустановок енергоблока гідроакumuлюючої електростанції.

Розв'язання. ПМ РЗА комплексу електричних захистів гідроагрегату (генератора-двигуна) і трансформаторів блока – це уніфікований пристрій, що забезпечує виконання функцій захисту й автоматики.

Для генератора–двигуна:

- поздовжній диференційний захист;
- 100-відсотковий захист статора генератора від замикань на землю;
- захист від втрати збудження й асинхронного ходу;
- дистанційний захист від міжфазних КЗ;
- захист від симетричних перевантажень генераторного режиму;

- захист від симетричних перевантажень режиму двигуна;
- захист зворотної потужності;
- струмовий захист зворотної послідовності генераторного режиму;

- струмовий захист зворотної послідовності режиму двигуна;

- максимальний струмовий захист;
- захист від підвищення напруги на генераторних шинах;
- захист від зниження напруги на генераторних шинах;
- захист від зниження частоти;
- резервування відмов вимикача (ПРВВ);
- вимикання високовольтного вимикача;
- контроль кіл напруги;
- контроль струмових кіл.

Для блочного трансформатора:

- поздовжній диференційний захист;
- захист від замикань на землю в мережі ВН;
- захист від перевантаження трансформатора;
- газовий захист;
- максимальний струмовий захист;
- контроль ізоляції;
- резервування відмов вимикача (ПРВВ);
- вимикання високовольтного вимикача;
- контроль струмових кіл;
- контроль струму в колі захисту від втрати охолодження

трансформатора.

Для трансформатора власних потреб:

- поздовжній диференційний захист;
- захист від перевантаження трансформатора;
- газовий захист;
- газовий захист РПН;
- максимальний струмовий захист;
- максимальний струмовий захист з пуском за напругою;
- резервування відмов вимикача (ПРВВ);
- блокування РПН;
- вимикання високовольтного вимикача;
- контроль струмових кіл;

➤ контроль струму в колі захисту від втрати охолодження трансформатора.

Для трансформатора перетворювача частоти (ПЧВ):

- поздовжній диференційний захист;
- захист від перевантаження трансформатора;
- газовий захист;
- максимальний струмовий захист з пуском за напругою;
- резервування відмов вимикача;
- вимикання високовольтного вимикача;
- контроль струмових кіл;
- контроль струму в колі захисту від втрати охолодження трансформатора.

8.4. Захист блока «генератор-трансформатор» і його елементів від зовнішніх пошкоджень

Основні дані за схемою і параметрами електричної мережі частини енергосистеми наведені на рис. 8.6 і в табл. 8.2, 8.3.

Приклад 8.3. Розрахунок максимального струмового захисту блока «генератор-трансформатор».

Максимальний струмовий захист (МСЗ) від міжфазних КЗ виконується за допомогою одного реле максимального струму, яке увімкнено в одну фазу вторинних з'єднань вимірювальних трансформаторів струму для генератора з боку його нульових виводів.

МСЗ призначений для резервування основних захистів енергоблока від пошкоджень у генераторі, на ошиновці генераторної напруги, блочному трансформаторі, шинах і приєднання вищої напруги.

Захист виконується на реле максимального струму типу РТ-40, фільтр-реле напруги зворотної послідовності типу РНФ-1М і мінімальному реле напруги типу РН-54/160.

Струм спрацьовування захисту вибирається за умови неспрацьовування після вимикання зовнішніх пошкоджень суміжними захистами:

$$I_{сз} \geq k_{н} \cdot I_{ном} / k_{в} = 1,2 \cdot 3,44 / 0,8 = 5,16 \text{ кА},$$

де k_H – коефіцієнт надійності, що дорівнює 1,2;

$I_{ном}$ – номінальний струм генератора;

k_B – коефіцієнт повернення реле максимального струму, що дорівнює 0,8 для електромеханічного реле.

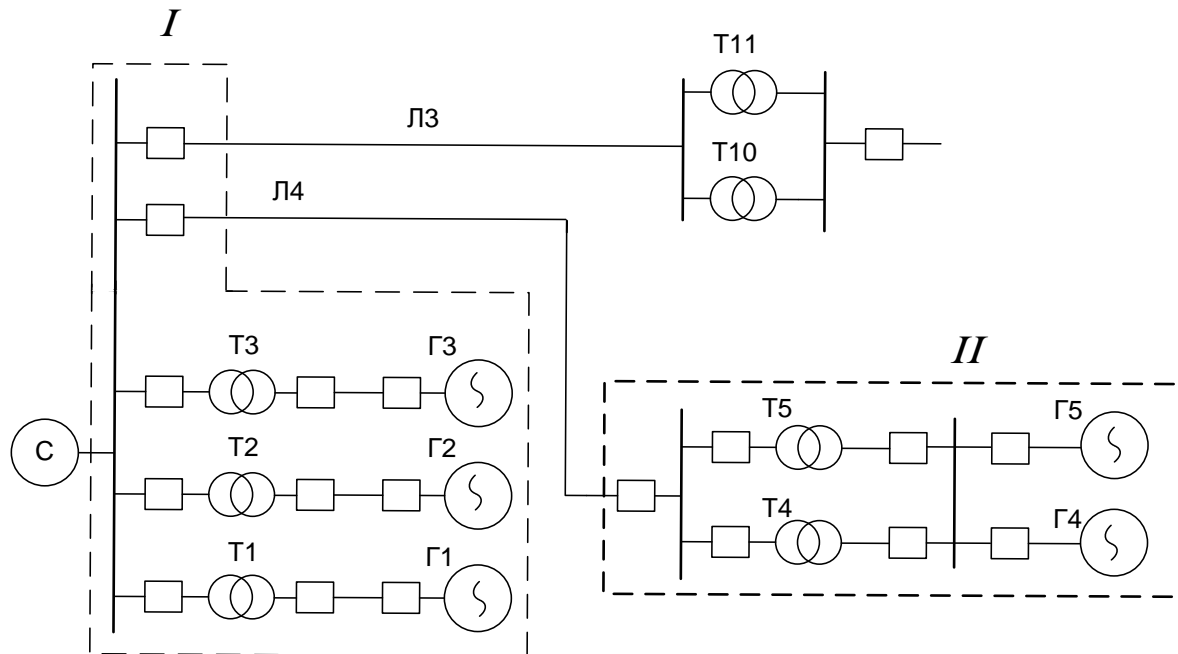


Рис. 8.6. Частина енергосистеми

Таблиця 8.2

Основні параметри для генераторів

Генератори Г1, Г2, Г3, Г4, Г5					
P	cos φ	U _Г	I _{ном}	X'' _d	X ₂
МВт	о.е	кВ	А	%	%
30	0,8	6,3	3440	15,3	18,7

Таблиця 8.3

Основні параметри для трансформаторів Т1–Т5

Трансформатори Т1–Т5		
S	U _H	U _K
МВА	кВ	%
40	115	10,5

Фактично пусковий орган за струмом для МСЗ спрацьовує для всіх внутрішніх і зовнішніх пошкоджень енергоблока.

Для налаштування від можливих перевантажень енергоблока захист виконується з блокуванням мінімальної напруги. Реле мінімальної напруги вмикається на міжфазну вторинну напругу вимірювального трансформатора напруги, встановленого на виводах генератора.

Рекомендується застосовувати ще одне реле (*KV2*) мінімальної напруги, яке вмикається на міжфазну вторинну напругу вимірювального трансформатора напруги, встановленого на боці вищої напруги.

Контакти двох реле вмикаються паралельно. Таке Розв'язання необхідно для підвищення чутливості і далекого резервування.

Вставка за напругою першого реле мінімальної напруги (*KV1*) має забезпечувати своє повернення після вимикання зовнішніх пошкоджень суміжними захистами:

$$U_{C31} < U_{\min} / (k_H \cdot k_B) = 90 / (1,2 \cdot 1,25) = 60 \text{ В},$$

де k_H – коефіцієнт надійності, що дорівнює 1,2;

U_{\min} – мінімальна робоча напруга генератора, дорівнює 0,9 $U_{\text{НОМ}}$;

k_B – коефіцієнт повернення реле мінімальної напруги, що дорівнює 1,25 для електромеханічного реле.

Вставка за напругою другого реле мінімальної напруги (*KV2*)

$$U_{C32} < U_{\text{НОМ}} / (k_H \cdot k_B) = 100 / (1,2 \cdot 1,25) = 67 \text{ В}.$$

Приймаємо вставку $U_{C32} = 70 \text{ В}$.

Витримка часу даного захисту має бути узгоджена з захистами від міжфазних пошкоджень у прилеглій мережі вищої напруги.

Чутливість захисту за струмом має забезпечуватися при пошкодженнях на виводах генератора і на боці вищої напруги, за трансформатором.

Розрахунок струму в генераторі при КЗ на виводах генератора

$$I^{(3)}_{\Gamma} = I_{\text{НОМ}} / X''_d = 3,44 / 0,153 = 22,5 \text{ кА}.$$

Розрахунок опору генератора для струму КЗ на шинах вищої напруги

$$X_{Г} = X''_{d} \cdot U_{Г}^2 / S_{Г} = 0,153 \cdot 6,3^2 / 38 = 0,16 \text{ Ом.}$$

Розрахунок опору трансформатора для струму КЗ на шинах вищої напруги

$$X_{Т} = (U_{К} / 100) \cdot U_{Г}^2 / S_{Т} = (10,5 / 100) \cdot 6,3^2 / 40 = 0,1 \text{ Ом.}$$

Розрахунок струму в генераторі при КЗ на шинах вищої напруги

$$I^{(3)}_{Ш} = U_{ГФ} / (X_{Г} + X_{Т}) = 3642 / (0,16 + 0,1) = 115 / 1,73 \cdot 38,4 = 14006 \text{ А.}$$

Чутливість захисту при двофазних КЗ на виводах генератора

$$k_{ч, Г} = I^{(2)}_{Г} / I_{СЗ} = 0,87 \cdot 22,5 / 5,16 = 3,8 > 1,5.$$

Чутливість захисту при двофазних КЗ на шинах вищої напруги

$$k_{ч, Ш} = I^{(2)}_{Ш} / I_{СЗ} = 0,87 \cdot 14006 / 5,16 = 2,3 > 1,5.$$

Як видно, встановлений захист має достатній коефіцієнт чутливості до досліджуваних пошкоджень.

Приклад 8.4. Розрахунок дистанційного захисту блока «генератор-трансформатор».

Дистанційний захист застосовується для захисту блока «генератор-трансформатор» від зовнішніх симетричних КЗ.

Захист виконується на одному з трьох реле опору в блоку-реле БРЕ-2801.

На реле опору подається різниця струмів вимірювальних трансформаторів струму, встановлених на двох фазах нульових виводів генератора, і міжфазна напруга від вимірювальних трансформаторів напруги з боку лінійних виводів генератора.

Опір спрацьовування визначається за умовою налагодження від найбільшого реально можливого навантаження.

Первинний номінальний струм енергоблока з боку НН

$$I_{Н} = \frac{S_{Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н}} = \frac{38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3500 \text{ А.}$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора струму

$$K_I = \frac{5000}{5} = 1000.$$

Мінімальний опір навантажувального режиму

$$Z_{\text{НГ МН}} = \frac{U_{\text{МН}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{ПГ}} \cdot I_{\text{Н}}} = \frac{0,9 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 3500} = 0,62 \text{ Ом.}$$

де $U_{\text{МН}}$ – мінімальна напруга з боку НН енергоблока (приймаємо $0,9U_{\text{ВН}}$);

$K_{\text{ПГ}}$ – коефіцієнт допустимого короточасного перевантаження за струмом, приймається 1,5;

$I_{\text{Н}}$ – первинний номінальний струм енергоблока боку НН.

Опір спрацьовування захисту при куті навантаження виходячи з номінального коефіцієнта потужності для даного генератора і незмінності активної потужності на валу генератора (в основному $\cos \varphi_{\text{НГ}} = 0,85$; $\varphi_{\text{НГ}} = 31,5^\circ$)

$$Z_{K \varphi_{\text{но}}} = \frac{Z_{\text{но}}}{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{в}}},$$

де $K_{\text{Н}}$ – коефіцієнт надійності, що дорівнює 1,2;

$K_{\text{в}}$ – коефіцієнт повернення, дорівнює 1,1.

$$Z_{\text{СЗ } \varphi_{\text{н}}} = 0,62 / (1,2 \cdot 1,1) = 0,47 \text{ Ом.}$$

Опір спрацьовування захисту при куті максимальної чутливості $\varphi_{\text{МАКС Ч}} = 80^\circ$

$$Z_{\text{СЗ } \varphi_{\text{МЧ}}} = \frac{Z_{\text{СЗ } \varphi_{\text{НГ}}}}{\cos(80^\circ - 31,5^\circ)} = \frac{0,47}{\cos 48,5^\circ} = 0,72 \text{ Ом.}$$

Характеристика реле опору – еліпс, що розташований у першому квадранті комплексної площини і проходить через початок координат.

Мала вісь еліпса

$$Z_{\text{СЗ МО}} = 2 \cdot b = Z_{\text{СЗ } \varphi_{\text{МЧ}}} = 0,72 \text{ Ом.}$$

Велика вісь еліпса

$$Z_{\text{СЗ ВО}} = 2 \cdot a = \frac{Z_{\text{СЗ МО}}}{0,5} = \frac{0,72}{0,5} = 1,43 \text{ Ом.}$$

Вставки реле БРЕ-2801

$$Z_{CP,BO} = \frac{2a \cdot K_I}{K_U} = \frac{1,43 \cdot 5000 / 5}{6300 / 100} = 22,7 \text{ Ом},$$

$$Z_{CP,MO} = \frac{2a \cdot K_I}{K_U} = \frac{0,72 \cdot 5000 / 5}{6300 / 100} = 11,4 \text{ Ом}.$$

Для перевірки чутливості дистанційного захисту необхідно розрахувати опори генератора і трансформатора

$$X_G = X''_d \cdot U_G^2 / S_G = 0,153 \cdot 6,3^2 / 38 = 0,16 \text{ Ом}.$$

$$X_T = (U_K / 100) \cdot U_G^2 / S_T = (10,5 / 100) \cdot 6,3^2 / 40 = 0,11 \text{ Ом}.$$

Розрахунок коефіцієнта трансформації вимірювальних трансформаторів струму і напруги

$$K_{I,U} = K_I / K_U = (5000/5) / (6300/100) = 15,9.$$

Приведені вторинні опори генератора і трансформатора

$$Z_{Г,В} = Z_G \cdot K_{I,U} = 0,16 \cdot 15,9 = 2,5 \text{ Ом},$$

$$Z_{Т,В} = Z_T \cdot K_{I,U} = 0,11 \cdot 15,9 = 1,75 \text{ Ом}.$$

Чутливість захисту до трифазних КЗ за межами генератора

$$K_{ч,Г} = Z_{CP,BO} / Z_{Г,В} = 22,7 / 2,5 = 9,0 > 1,5.$$

Чутливість захисту до трифазних КЗ за межами енергоблока

$$K_{ч,БЛ} = Z_{CP,BO} / (Z_{Г,В} + Z_{Т,В}) = 22,7 / (2,5 + 1,75) = 5,3 > 1,5.$$

Як видно, встановлений захист має достатній коефіцієнт чутливості до досліджуваних пошкоджень.

Приклад 8.5. Розрахунок захисту блока «генератор-трансформатор» від замикання на землю.

Для захисту енергоблока від зовнішніх КЗ на землю застосовується струмовий захист нульової послідовності.

Захист виконується за допомогою двох струмових реле (КА1 і КА2) типу РТ-40, ввімкнених на струм нейтралі трансформатора енергоблока (реле вмикаються у вторинне коло вимірювального трансформатора струму, вбудованого в силовий блоковий трансформатор).

Реле КА1 призначене для резервування захистів від коротких замикань на землю в суміжних елементів мережі приєднань на боці вищої напруги.

За допомогою більш чутливого реле КА2 здійснюється розподіл шин високої напруги і прискорена ліквідація неповнофазних режимів.

Номинальний струм трансформатора в енергоблоці

$$I_{НОМ} = \frac{S_{T1}}{\sqrt{3} \cdot U_{T1}} = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А.}$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора струму в нейтралі блочного трансформатора

$$K_I = \frac{100}{1} = 100.$$

Вставка реле КА1 (резервного захисту) вибирається за умовою погодження з найбільш чутливими ступенями захисту від замикань на землю до приєднань з боку вищої напруги

$$I_{ІКА} = K_H \cdot I_{сзол},$$

де $I_{сзол}$ – струм спрацьовування найбільш чутливого ступеня захисту від замикання на землю до приєднань з боку вищої напруги.

У нашому випадку розрахуємо струм спрацьовування реле КА1 (грубий орган) за умовою нормованої чутливості до однофазного КЗ на боці вищої напруги трансформатора енергоблока

$$I_{КА1} = \frac{I_{N,T1}}{K_{ч НОРМ} \cdot K_I},$$

де $K_{ч НОРМ}$ – нормований коефіцієнт чутливості;

$I_{N,T1} = 3I_0^{(l)}$ – струм у нейтралі трансформатора, дорівнює струму в аварійній фазі при однофазному КЗ на боці ВН енергоблока.

Вихідні дані для розрахунку струму однофазного КЗ. Опір трансформатора для струмів прямої, зворотної та нульової послідовностей

$$X_{1,\Gamma} = X_{2,\Gamma} = X_{0,\Gamma} = (U_K / 100) \cdot U_C^2 / S_T = \\ = (10,5 / 100) \cdot 115^2 / 40 = 34,7 \text{ Ом.}$$

Опір генератора для струмів прямої і зворотної послідовностей

$$X_{1,\Gamma} = X''_d \cdot U_C^2 / S_\Gamma = 0,153 \cdot 115^2 \cdot 0,8 / 30 = 54 \text{ Ом;}$$

$$X_{2,\Gamma} = X_2 \cdot U_C^2 / S_\Gamma = 0,187 \cdot 115^2 \cdot 0,8 / 30 = 65,9 \text{ Ом.}$$

Еквівалентні опори схем заміщення для струмів прямої, зворотної та нульової послідовностей

$$X_1 = X_{1,\Gamma} + X_{1,\Gamma} = 54 + 34,7 = 88,7 \text{ Ом;}$$

$$X_2 = X_{2,\Gamma} + X_{2,\Gamma} = 65,9 + 34,7 = 100,6 \text{ Ом;}$$

$$X_0 = X_{0,\Gamma} = 34,7 \text{ Ом.}$$

Струм однофазного короткого замикання

$$3I_{OK1}^{(1)} = \frac{3U_\Phi}{x_1 + x_2 + x_0} = \frac{3 \cdot 115 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(88,7 + 100,6 + 34,7)} = 890 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування реле КА1 (грубий орган) за умовою нормованої чутливості до однофазного КЗ на боці ВН блочного трансформатора

$$I_{KA1} = \frac{I_{N,T1}}{K_{ч\text{ НОМ}} \cdot K_I} = \frac{890}{2 \cdot 100} = 4,45 \text{ А.}$$

Приймаємо РТ-40/10.

Струм спрацьовування реле КА2 (чутливий орган) за умовами:

- узгодження з вставкою більш грубого реле КА1

$$I_{KA2} = \frac{I_{KA1}}{1,05} = \frac{4,45}{1,1} = 4,0 \text{ А;}$$

- надійної дії в неповнофазних режимах енергоблока при мінімальному навантаженні

$$I_{KA2} = \frac{0,4 \cdot I_{НОМ}}{1,2 \cdot K_I} = \frac{0,4 \cdot 201}{1,2 \cdot 100} = 0,67 \text{ А.}$$

З двох умов приймається найменше $I_{KA2} = 0,7 \text{ А}$ і реле РТ-40/2.

8.5. Захист енергоблока з боку вищої напруги

Захист під'єднується до кіл виносних трансформаторів струму з боку ВН відкритого розподільного пристрою (ВРП) енергоблока і живиться від акумуляторної батареї (АБ) ВРП або іншої АБ, незалежної від розглянутого енергоблока, а також виконується за окремими колами, не пов'язаними з вихідними реле основних захистів енергоблока.

При виборі захисту в першу чергу розглядається встановлення міжфазного струмового відсічення, яке має бути чутливим до коротких замикань на виводах ВН блочного трансформатора в мінімальних режимах роботи енергосистеми.

Первинний струм спрацьовування струмового відсічення налаштовується від максимальних струмів зовнішніх КЗ, стрибків струмів намагнічування блочного трансформатора і струмів коливальних, що виникають при порушенні стійкої роботи електростанції в складі енергосистеми.

Струмами зовнішніх коротких замикань називаються наскрізні струми, що надходять від енергоблока при міжфазних коротких замиканнях або короткого замикання на землю на шинах ВН.

Різкі стрибки струму намагнічування з'являються при вмиканні блочного трансформатора під напругу або при відновленні на ньому напруги після вимикання зовнішнього короткого замикання.

Електростанції в основному працюють з великим запасом стійкості, і ймовірність глибоких синхронних коливальних дуже мала. Тому з метою підвищення захисної здатності струмового відсічення не слід налаштовувати її від струмів коливальних введенням витримки часу або застосуванням спеціальних блокуючих пристроїв. Для багатьох електростанцій зазначене струмове відсічення, що чутливе (коефіцієнт чутливості перевищує 1,5) до двофазних коротких замикань на виводах генератора.

При недостатній чутливості струмового відсічення (СВ) до коротких замикань на виводах генератора рекомендується додатково застосовувати чутливе відсічення за струмом з блокуванням за максимальною напругою шин ВН або з

блокуванням за мінімальною напругою на виводах генератора, або направлене чутливе відсічення за струмом, або дистанційний захист, який не залежить від режимів енергосистеми.

Зазвичай вставка дистанційного захисту вибирається в межах 1,5-2 від індуктивного опору блочного трансформатора.

Приклад 8.6. Розрахунок струмового відсічення для блочного трансформатора.

Миттєве струмове відсічення (МСВ) виконується на трьох реле струму РТ-40, що вмикаються в колі трансформаторів струму А, В, С на боці ВН блочного трансформатора.

МСВ працює безпосередньо на вимикання вимикачів від контактів реле струму.

Основна мета – вимкнути якомога швидше пошкодження на виводах і частині обмотки з боку ВН трансформатора.

Вихідні дані для розрахунків

Наскрізний струм трифазного струму при КЗ на боці ВН енергоблока

$$X_{\text{СУМ}} = X_{\text{T}} + X_{\text{Г}} = 34,7 + 54 = 88,7 \text{ Ом},$$

$$I_{\text{СКВ, С}} = U_{\text{С}} / (1,73 \cdot X_{\text{СУМ}}) = 115000 / (1,73 \cdot 88,7) = 750 \text{ А}.$$

Сумарний струм трифазного КЗ на шинах ВН енергоблока в мінімальному режимі роботи енергосистеми

$$I_{\text{К-Ш, min}} = I_{\text{К-Ш, С, min}} + I_{\text{К-Ш, ЕС1, min}} + I_{\text{К-Ш, ЕС2}} = 9,0 + 1,0 + 0,7 = 10,7 \text{ кА}.$$

Струм двофазного КЗ на шинах ВН енергоблока в мінімальному режимі роботи енергосистеми

$$I_{\text{min}}^{(2)} = 0,87 I_{\text{К-Ш, min}} = 0,87 \cdot 10700 = 9266 \text{ А}.$$

Струм спрацьовування захисту за умовою налагодження від струму енергоблока при КЗ на боці ВН блочного трансформатора

$$I_{\text{СЗ}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{1(3)} = 1,4 \cdot 750 = 1050 \text{ А}.$$

Приймається струм спрацьовування захисту $I_{\text{СЗ}} = 1,11 \text{ кА}$.

Вторинний струм спрацьовування реле

$$I_{\text{СР}} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{СЗ}}}{K_{\text{T}}} = \frac{1,73 \cdot 1100}{80} = 24 \text{ А}.$$

Вибираємо реле РТ-40/50 для захистів на електромеханічній елементній базі.

Чутливість миттєвого струмового відсічення

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{9266}{1100} = 8,4 > 2.$$

Розрахунковий коефіцієнт чутливості задовольняє вимоги ПУЕ.

Приклад 8.7. Розрахунок максимального струмового захисту з боку системи.

Максимальний струмовий захист з боку ВРУ забезпечує резервування захистів енергоблока (у тому числі диференційного захисту).

Вихідні дані. Генератор: $P_{\text{Г}} = 30$ МВт, $U_1 = 6,3$ кВ, $\cos\varphi = 0,8$, $X''d = 0,153$; трансформатор: $S_{\text{Т1}} = 40$ МВА, $U_2 = 115$ кВ, $U_{\text{к}} = 10,5\%$.

Сумарний струм трифазного КЗ від енергосистеми на шинах ВН енергоблока в максимальному режимі роботи

$$I_{\text{К-Ш, max}} = I_{\text{К-Ш, С}} + I_{\text{К-Ш, ЕС1}} + I_{\text{К-Ш, ЕС2}} = 10,1 + 1,5 + 0,7 = 12,3 \text{ кА.}$$

Сумарний струм трифазного КЗ на шинах ВН енергоблока в мінімальному режимі роботи енергосистеми

$$I_{\text{К-Ш, min}} = I_{\text{К-Ш, С, min}} + I_{\text{К-Ш, ЕС1, min}} + I_{\text{К-Ш, ЕС2}} = 9,0 + 1,0 + 0,7 = 10,7 \text{ кА.}$$

Захист виконується на оперативному струмі керування вимикачів ВРП з пуском схеми ПРВВ і діє по окремих колах, не пов'язаних з вихідними реле захистів енергоблока.

Струмові реле вмикаються за трифазною схемою на виносні трансформатори струму ВРП 115 кВ.

Блокування за напругою виконується на боці 6,3 кВ двома реле напруги типу РН-53/60Д (або електронними реле), ввімкненими на трансформатор напруги 6,3 кВ.

Захист має бути налаштований від найбільшого зворотного струму, яким є струм зовнішнього короткого замикання на боці ВН (точка К-Ш) від енергоблока

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{К1,Г-Т}}^{(3)}$$

Розрахуємо опори, струми і напруги.

Опір генератора і трансформатора

$$x_G = x_d'' \cdot \frac{U^2}{S_G} = 0,153 \cdot \frac{115^2}{38} = 53 \text{ Ом},$$

$$x_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U^2}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,7 \text{ Ом}.$$

Струм короткого замикання від енергоблока

$$I_{K1G-T}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (x_G + x_T)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (53 + 34,7)} = 758 \text{ А}.$$

Залишкова напруга на виводах генератора

$$U_{ост.} = \frac{x_T \cdot 100}{x_G + x_T} = \frac{53 \cdot 100}{53 + 34,7} = 60,4 \text{ \%} .$$

Первинний струм спрацьовування захисту

$$I_{C.3.} = 1,2 \cdot 758 = 909,6 \text{ А} .$$

Приймаємо $I_{C.3.} = 1000 \text{ А}$.

Захист має відчувати КЗ на виводах генератора (точка К2).

Опори системи

$$X_{C, \text{МАКС}} = (X_C \% / 100) \cdot U_C^2 / S_{C, \text{МАКС}} = (20 / 100) \cdot 115^2 / 450 = 5,9 \text{ Ом}.$$

$$X_{C, \text{МИН}} = (X_C \% / 100) \cdot U_C^2 / S_{C, \text{МИН}} = (20 / 100) \cdot 115^2 / 405 = 6,5 \text{ Ом}.$$

Струми короткого замикання на виводах генератора в мінімальному (наприклад при розподілі системи і вимикання суміжних енергоблоків) і максимальному режимах

$$I_{МИН.К2}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (x_{C.МИН} + x_T)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (6,5 + 34,7)} = 1613 \text{ А},$$

$$I_{МАКС.К2}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (x_{C.МАКС} + x_T)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (5,9 + 34,7)} = 1637 \text{ А}.$$

Чутливість захисту

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{МИН}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{1613 \cdot \sqrt{3}}{2 \cdot 1000} = 1,4 .$$

Розрахунковий коефіцієнт чутливості задовольняє вимоги ПУЕ.

Напругу блокування приймаємо $U_{с.з.} = 55\%$ або 55 В (вторинних).

Приклад 8.8. Розрахунок направленої максимального струмового захисту енергоблока.

Вихідні дані та особливості використання для релейного захисту кіл змінного і постійного струму ВРП наведено в попередніх підрозділах.

Якщо виконати резервний максимальний струмовий захист (МСЗ) направленим, то його можна налаштувати від максимальних струмів короткого замикання за трансформатором власних потреб (ТВП), що рівноцінно функціям диференційного захисту енергоблока. Направлений максимальний струмовий захист енергоблока.

Направленість МСЗ від шин ВН в бік енергоблока дозволяє не враховувати зворотний наскрізний струм КЗ від генератора, що значно підвищує чутливість захисту до пошкоджень на енергоблоці.

Розрахуємо опір енергосистеми відносно точки К2 (на виводах генератора)

$$x_{C.МИН} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{МИН.К2}^{(3)}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1613} = 41,2 \text{ Ом};$$

$$x_{C.МАКС} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{МАКС.К2}^{(3)}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1637} = 40,6 \text{ Ом.}$$

Опір трансформатора ТВП типу ТМ-2500/10

$$x_{TCH} = \frac{U_K\%}{100} \cdot \frac{U^2}{S_T} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{115^2}{2,5} = 344 \text{ Ом.}$$

Опір енергосистеми відносно точки К3 (за трансформатором ТВП)

$$x_{МИН,К3} = x_{C.МИН} + x_{TCH} = 41,2 + 344 = 385,2 \text{ Ом};$$

$$x_{МАКС,К3} = x_{C.МАКС} + x_{TCH} = 40,6 + 344 = 384,6 \text{ Ом.}$$

Максимальний струм найближчого зовнішнього КЗ (наскрізний струм КЗ)

$$I_{\text{МАКС.КЗ}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot x_{\text{МАКС.КЗ}}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 384,6} = 173 \text{ А.}$$

Номинальний струм ТВП

$$I_{\text{ТЧН}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 12,5 \text{ А.}$$

Вибір струму спрацьовування направленої МСЗ виконується за умовами:

- неспрацьовування за відсутності пошкоджень

$$I_{\text{С.З.}} = k_H \cdot I_{\text{ТЧН}} = 2 \cdot 12,5 = 25 \text{ А;}$$

- неспрацьовування при зовнішніх пошкодженнях

$$I_{\text{С.З.}} = k_H \cdot I_{\text{МАКС.КЗ}}^{(3)} = 1,4 \cdot 173 = 242 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{\text{С.З.}} = 250 \text{ А.}$

Чутливість захисту

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{МИН.КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{С.З.}}} = \frac{1613 \cdot \sqrt{3}}{2 \cdot 250} = 5,5.$$

Таким чином, чутливий резервний направлений максимальний струмовий захист діє з затримкою 0,5 с на вимикання енергоблока (з пуском схеми ПРВВ) за своїми окремими колами, минаючи вихідні реле основних захистів енергоблока.

8.6. Диференційний захист синхронного генератора

Найбільші струми КЗ (5-8-кратні значення номінального струму) виникають під час багатофазних пошкоджень в обмотці статора генератора і на його виводах.

Для ліквідації таких пошкоджень необхідно застосовувати абсолютно селективний захист, щоб зменшити шкоду від розмірів пошкодження, без витримки часу.

Захист має діяти на вимикання вимикача зв'язку генератора з електричною системою, гасіння електромагнітного поля в

генераторі і зупинку первинного двигуна (гідротурбін, дизеля та ін.).

За принципом дії таким захистом може бути поздовжній диференційний струмовий захист з установленням вимірювальних трансформаторів струму на виводах і в нулі обмотки статора генератора.

До зони дії даного захисту, крім самого генератора, мають входити з'єднання генератора зі збірними шинами електростанції.

У робочому режимі і при зовнішніх КЗ (наскрізному струмі КЗ) струми в плечах захисту з боку нуля генератора і з боку його виводів рівні, а в диференційному реле (кола схеми захисту є тими, які циркулюють струмами) протікають тільки струми небалансу.

При міжфазних пошкодженнях у генераторі струми в колах вимірювальних трансформаторів струму пошкоджених фаз з боку нульових виводів генератора зростають, а з боку фазних виводів генератора змінюють свій напрямок і теж зростають (останній струм відсутній, якщо генератор ще не зв'язаний з електричною мережею).

Поздовжній диференційний струмовий захист є основним захистом генератора і має бути виконаний зі струмом спрацьовування не більше $0,6 I_{\text{ном}}$.

Для генераторів потужністю до 30 МВт з непрямим охолодженням обмотки статора допускається виконувати захист із струмом спрацьовування близько $1,3-1,4 I_{\text{ном}}$.

Поздовжній диференційний струмовий захист генератора має бути виконаний налаштуванням від перехідних значень струмів небалансу в момент пошкоджень (наприклад реле захисту з трансформаторами струму, що швидко насичуються, реле з гальмівними обмотками, реле з блокуванням від струмів зворотної послідовності тощо).

Захист слід виконувати трифазним і трирелейним.

За умови достатньої чутливості захист має реагувати на подвійні (у різних точках) замикання на землю, коли одна з точок замикання знаходиться в зоні її дії.

Для генераторів потужністю до 30 МВт захист допускається виконувати двофазним, дворелейним за наявності захисту від подвійних замикань.

При оцінюванні чутливості основних захистів необхідно виходити з того, що поздовжній диференційний струмовий захист генератора має забезпечувати коефіцієнт чутливості більше 2,0 при КЗ на виводах.

Приклад 8.9. Розрахунок захисту генератора з застосуванням реле РНТ-565.

Вихідні дані для розрахунків. Система: $S_{C, \max} = 450$ МВА, $S_{C, \min} = 405$ МВА, $X_C = 20$ %.

Генератор: $P_G = 30$ МВт, $U_G = 6,3$ кВ, $\cos\phi = 0,8$, $I_{\text{ном}} = 3,44$ кА $X''_d = 15,3$ %, $X_2 = 18,7$ %.

Трансформатор: $S_T = 40$ МВА, $U_{\text{ВН}} = 115$ кВ, $U_K = 10,5$ %.
 $U_2 = 115$ кВ, $U_k = 10,5$ %.

Розрахунок опорів для схеми заміщення енергоблока.

Опір системи

$$\begin{aligned} X_{C, \max} &= (X_C \% / 100) \cdot (U_G^2 / S_{C, \max}) = \\ &= (20,0 / 100) \cdot (6,3^2 / 450) = 0,018 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$X_{C, \min} = (X_C \% / 100) \cdot (U_G^2 / S_{C, \min}) = (20,0 / 100) \cdot (6,3^2 / 405) = 0,02 \text{ Ом}.$$

Опір трансформатора

$$X_T = (U_K / 100) \cdot U^2 / S_T = (10,5 / 100) \cdot 6,3^2 / 40 = 0,1 \text{ Ом}.$$

Опір генератора

$$X_G = X''_d \cdot U^2 / S_G = 0,153 \cdot 6,3^2 / 38 = 0,16 \text{ Ом}.$$

Струм від мінімальної системи при трифазному КЗ на виводах генератора

$$I_{C, G} = U_G / 1,73 \cdot (X_{C, \min} + X_T) = 3642 / (0,02 + 0,1) = 30347 \text{ А}.$$

Струм від генератора при три фазному КЗ на виводах

$$I_{G, G} = U_G / 1,73 X_G = 3642 / 0,16 = 22762 \text{ А}.$$

Струм від мінімальної системи при трифазному КЗ в нульових виводах генератора

$$I_N = U_G / 1,73 \cdot (X_{C, \min} + X_T + X_G) = 3642 / (0,02 + 0,1 + 0,16) = 13000 \text{ А}.$$

Обираємо коефіцієнт трансформації трансформаторів струму з боку нейтралі і лінійних виводів

$$K_{1N} = K_{1G} = 5000 / 5 = 1000.$$

Захист із застосуванням реле РНТ-565.

Струм спрацьовування за умови налаштування від максимального струму небалансу при зовнішньому КЗ

$$I_{НБ} = K_{АПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot f \cdot I_{\max}^{(3)} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 22762 = 2276,2,$$

$$I_{СЗ} = K_{Н} \cdot I_{НБ} = 1,3 \cdot 2276,2 = 2960 \text{ А.}$$

Приймається значення $I_{СЗ}=3000 \text{ А}$.

Струм спрацьовування реле

$$I_{СР} = I_{СЗ} / K_{ІГ} = 3000 / 1000 = 3 \text{ А.}$$

Кількість витків диференційної обмотки

$$W_{\text{ДИФ}} = F_{СР} / I_{СР} = 100 / 3 = 33,3 \text{ витка.}$$

Отримане значення округляється до найближчого меншого цілого числа

$$W_{\text{ДИФ}} = 33 \text{ витки.}$$

Остаточно

$$I_{СР} = 100 / 33 = 3 \text{ А; } I_{СЗ} = 3 \cdot 1000 = 3000 \text{ А.}$$

Чутливість захисту в режимі двофазного КЗ на виводах генератора за струмом підживлення від генератора і системи

$$K_{\text{ч, Г}} = I_{\text{Г, Г}}^{(2)} / I_{СЗ} = 0,87 \cdot 22762 / 3000 = 6,6 > 2,0;$$

$$K_{\text{ч, С}} = I_{\text{С, Г}}^{(2)} / I_{СЗ} = 0,87 \cdot 30347 / 3000 = 8,8 > 2,0.$$

Чутливість захисту в режимі двофазного КЗ в нульових виводах генератора

$$K_{\text{ч, N}} = I_{\text{Г, N}}^{(2)} / I_{СЗ} = 0,87 \cdot 13000 / 3000 = 3,7 > 2,0.$$

Висновок. Розрахункова чутливість захисту з застосуванням реле РНТ-565 в межах норми.

Приклад 8.10. Розрахунок захисту генератора з застосуванням реле ДЗТ-11/5.

Захист із застосуванням спеціального реле ДЗТ-11/5 для диференційних захистів потужних генераторів.

Встановлена кількість витків робочої обмотки з боку нульових виводів генератора $W_{\text{PN}} = 72$ витки і з боку фазних виводів генератора $W_{\text{P}} = 144$ витки.

Мінімальний струм спрацьовування захисту

$$I_{C3, \min} = 100 K_{1\Gamma} / W_P = 100 \cdot 1000 / 72 = 1389 \text{ A};$$

$$I_{C3, \min}^* = I_{C3, \min} / I_{\text{НОМ}} = 1389 / 3440 = 0,4 I_{\text{НОМ}, \Gamma}.$$

Максимальний наскрізний струм через захист $I_{\max, \text{СКВ}}$ при трифазному КЗ на виводах генератора 22762 А.

Максимальний струм небалансу в захисті

$$I_{\text{НБ}, \max} = K_{\text{АПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f \cdot I_{\max, \text{СКВ}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 I_{\max, \text{СКВ}} = 2276,2 \text{ А}.$$

Сила, що намагнічує робочу обмотку,

$$F_P = K_H \cdot I_{\text{НБ}, \max} \cdot W_P / K_{1\Gamma} = 1,5 \cdot 2276 \cdot 144 / 1000 = 492 \text{ А} \cdot \text{ВИТОК}$$

Сила, що намагнічує гальмівну обмотку,

$$F_T = F_P / \text{tg } a = 492 / 0,75 = 655 \text{ А} \cdot \text{ВИТОК}.$$

Гальмівний струм

$$I_T = I_{\max, \text{СКВ}} / K_{1\Gamma} = 22762 / 1000 = 22,7 \text{ А}.$$

Розрахункова кількість витків гальмівної обмотки

$$W_T = F_T / I_T = 655 / 22,7 = 29 \text{ витків}.$$

Чутливість захисту при вимкненому вимикачі, коли нема гальмування,

$$K_{\text{Ч}} = W_{\text{PN}} \cdot I_{\max, \text{СКВ}}^{(2)} \cdot 0,01 / K_{1\Gamma} = 72 \cdot 0,87 \cdot 0,01 \cdot 22762 / 1000 = 14.$$

Робоча сила, що намагнічує захист при ввімкненому в мережу генераторі,

$$\begin{aligned} F_P^{(2)} &= (I_{C, \Gamma}^{(2)} + I_{\Gamma, \Gamma}^{(2)}) \cdot W_P / K_{1\Gamma} = \\ &= 0,87 \cdot (30347 + 22762) \cdot 144 / 1000 = 6653 \text{ А} \cdot \text{ВИТОК}. \end{aligned}$$

Гальмівна сила, що намагнічує захист при ввімкненому в мережу генераторі,

$$F_T^{(2)} = I_{C, \Gamma}^{(2)} \cdot W_T / K_{1\Gamma} = 30347 \cdot 29 / 1000 = 880 \text{ А} \cdot \text{ВИТОК}.$$

Сила спрацьовування, що намагнічує, від робочої обмотки (за гальмівною характеристикою реле) при максимальному гальмуванні

$$F_{P, \text{CP}} = K_{T, \max} \cdot F_T^{(2)} = 1,5 \cdot 880 = 1320 \text{ А} \cdot \text{ВИТОК}.$$

Чутливість захисту при ввімкненому в мережу генераторі

$$K_{\text{Ч}} = F_P^{(2)} / F_{P, \text{CP}} = 6653 / 1320 = 5,0.$$

Приклад 8.11. Розрахунок захисту генератора з застосуванням мікропроцесорного реле.

Розрахунок загальних вставок захисту.

Струм від мінімальної системи при трифазному КЗ на виводах генератора

$$I_{C, \Gamma, \min} = U_{\Gamma} / 1,73 \cdot (X_{C, \min} + X_{\Gamma}) = 3642 / (0,02 + 0,1) = 30347 \text{ А.}$$

Струм від генератора при трифазному КЗ на виводах генератора

$$I_{\Gamma, \Gamma} = U_{\Gamma} / 1,73 X_{\Gamma} = 3642 / 0,16 = 22762 \text{ А.}$$

Струм від мінімальної системи при трифазному КЗ в нульових виводах генератора

$$\begin{aligned} I_{N, \min} &= U_{\Gamma} / 1,73 \cdot (X_{C, \min} + X_{\Gamma} + X_{\Gamma}) = \\ &= 3642 / (0,02 + 0,1 + 0,16) = 13000 \text{ А.} \end{aligned}$$

Номинальна потужність генератора

$$S_{\Gamma} = 38000 \text{ кВА.}$$

Номинальна напруга генератора

$$U_{\Gamma} = 6,3 \text{ кВ.}$$

Номинальний струм генератора

$$I_{\Gamma} = 3440 \text{ А.}$$

Групи з'єднання обмоток генератора – зірка.

Номинальні первинні струми вимірювальних трансформаторів струму

$$I_{ТНН} = 5000 \text{ А.}$$

Номинальні вторинні струми вимірювальних трансформаторів струму

$$I_{НН} = 5 \text{ А.}$$

Базовий струм (базисний коефіцієнт за струмом) – відношення номінальних струмів генератора і вимірювальних трансформаторів струму

$$I_{Б2} = I_{ННН} / I_{ТНН} = 3440 / 5000 = 0,7.$$

Вставка першого ступеня гальмівної характеристики на реле захисту

$$I_d = I_D \cdot I_{B1},$$

де I_D – струм спрацьовування першого ступеня, приведений до номінального струму генератора, приймаємо за рекомендаціями 0,2.

Тоді вставка на реле

$$I_d = 0,2 \cdot 0,7 = 0,14.$$

Мінімальна вставка, яка встановлюється на реле, дорівнює 0,15, тому струм спрацьовування першого ступеня відносно номінального струму трансформатора

$$I_D = \frac{0,15}{0,7} = 0,21.$$

Перша гальмівна характеристика оцінюється коефіцієнтом гальмування $P1$ (нахил характеристики в зоні малих струмів до 2,5 $I_{ном}$) в зоні малих похибок трансформаторів струму

$$P1 = K_3 * K^l,$$

$$P1 = 1,2 * 5 = 6\%,$$

де K_3 – коефіцієнт запасу, який дорівнює 1,2;

K^l – похибка трансформаторів струму при малих струмах, приймається 5 %.

На мікропроцесорному реле характеристика $P1$ регулюється від 18 до 50 %. Приймаємо $P1 = 18$ %.

Друга гальмівна характеристика оцінюється коефіцієнтом гальмування $P2$ (нахил характеристики в зоні великих струмів понад 2,5 номінального струму)

$$P1 = K_3 * K_{АП} * K_1^l,$$

$$P2 = 1,2 * 1,5 * 10 = 18\%,$$

де $K_{АП}$ – коефіцієнт урахування збільшення похибки за рахунок аперіодичної складової, приймаємо 1,5;

K_1^l – похибка трансформаторів струму при великих струмах наскрізного КЗ, приймається максимальна 10 %.

Характеристика $P2$ може регулюватися в межах від 30 до 100 %.

Приймаємо $P2 = 30$ %.

Вставка другого ступеня диференційного струму вибирається за умовою налаштування від максимального струму небалансу при наскрізному струмі КЗ (джерело – генератор, пошкодження на виводах генератора)

$$I_{\text{д}} = K_{\text{з}} * K'_{\text{АП}} * K_1 * I_{\text{КЗ max}}$$

$$I_{\text{д}} = 1,2 * 3 * 0,1 * 22762 = 8194 \text{ А,}$$

де $K'_{\text{АП}}$ – коефіцієнт урахування збільшення похибки при аперіодичних складових у струмі КЗ, має дорівнювати 3;

$I_{\text{КЗ max}}$ – наскрізний струм КЗ в максимальному режимі.

Вибираємо струм $I_{\text{д}} = 8200 \text{ А}$.

Розрахункова вставка другого ступеня цифрового захисту генератора

$$I_d = \frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{ТВН}}},$$

$$I_d = \frac{8200}{5000} = 1,64.$$

Отримане значення округляється до найближчого цілого числа

$$I_d \geq 2.$$

Чутливість у зоні малих струмів КЗ від системи

$$\begin{aligned} K_{\text{ч, N}} &= 0,867 * I_{\text{N, min}} / (I_{\text{д}} * I_{\text{ТНН}}) = \\ &= 0,867 * 1300 / (0,15 * 5000) = 15 > 2. \end{aligned}$$

Чутливість у зоні великих струмів КЗ від мінімальної системи при трифазному КЗ на виводах генератора

$$\begin{aligned} K_{\text{ч, Г}} &= 0,867 * I_{\text{С, Г, min}} / (I_{\text{д}} * I_{\text{ТНН}}) = \\ &= 0,867 * 30347 / (2,0 * 5000) = 2,63 > 2. \end{aligned}$$

Питання для самоконтролю

1. Від яких порушень нормального режиму встановлюються захисти енергоблоків? Як називаються захисти й на що діють?
2. На що й чому діють основні і резервні захисти енергоблока? Відповідь поясніть прикладами.
3. Поясніть вибір принципів основних захистів генератора.
4. Поясніть вибір принципів резервних захистів генератора.
5. Які функції та параметри диференційних захистів енергоблока? Відповідь поясніть прикладами.
6. Поясніть принцип вибору вставок диференційних струмових захистів генераторів.
7. Які додаткові чинники необхідно враховувати для диференційного захисту трансформаторів порівняно з аналогічним захистом генераторів? Відповідь поясніть прикладами.
8. Чим небезпечна втрата збудження генератора? Опишіть способи виявлення захистами цього режиму.
9. Назвіть способи виконання захисту генератора від однофазних замикань на землю.
10. Назвіть способи виконання захисту енергоблока від замикань на землю у зовнішній мережі.
11. На яких принципах здійснюється резервування захистів енергоблока з боку вищої напруги?
12. Складіть і поясніть суміщену структурну схему для основних захистів енергоблока.
13. Складіть і поясніть суміщену структурну схему для резервних захистів енергоблока.
14. Охарактеризуйте функції приладних модулів фірми ХАРТРОН-ІНКОР для захисту електроустановок енергоблока гідроакумуючої електростанції.

Розділ 9

АВТОМАТИЧНІ ПРИСТРОЇ ДЛЯ ВІДНОВЛЕННЯ ЖИВЛЕННЯ

9.1. Автоматичне повторне ввімкнення

Пристрої автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) використовують для швидкого відновлення живлення споживачів або міжсистемних і внутрішньосистемних зв'язків шляхом автоматичного ввімкнення вимикачів, вимкнутих пристроями релейного захисту.

Передбачають АПВ:

- 1) повітряних і змішаних (кабельно-повітряних) ліній усіх класів напруги вище 1 кВ;
- 2) шин електростанцій і підстанцій;
- 3) трансформаторів;
- 4) відповідальних електродвигунів, які вимикаються для забезпечення самозапуску інших відповідальних електродвигунів.

Схеми автоматичного повторного вмикання (АПВ) мають забезпечувати витримку часу на спрацьовування, яке пояснюється двома чинниками:

- 1) $t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{ГД}} + \Delta t$,
- 2) $t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{гот. Q}} + \Delta t$,

де $t_{\text{ГД}}$ – час гасіння дуги в місці пошкодження;

$t_{\text{гот. Q}}$ – час готовності привода вимикача до повторного вмикання;

Δt – запас селективності.

Також схеми АПВ мають передбачати:

- ✓ задану кратність дії;
- ✓ прискорення дії релейного захисту до АПВ або після АПВ;
- ✓ витримку часу на автоматичне повернення схеми до готового стану;
- ✓ заборону АПВ при спрацьовуванні деяких видів релейних захистів і автоматики, наприклад диференційного і газового захисту трансформатора;

- ✓ блокування АПВ від багаторазових вмикань, попереджаючи стійке КЗ, а також при несправності в самому пристрої АПВ;
- ✓ блокування АПВ при вмиканні вимикача від SA на КЗ.

Приклад 9.1. Принцип дії електромеханічного реле АПВ.

Розглянемо АПВ на прикладі реле РПВ-358 (рис. 9.1).

Це АПВ одноразової дії, яке приєднується до кіл оперативного струму $+EC$ і $-EC$, де CG – блок живлення за напругою, використовується одночасно як зарядний пристрій конденсаторної батареї $1C$.

Крім того, до схеми пристрою АПВ входять вказівні реле KH , реле KQ , що спрацьовує при вимкненні вимикача, реле блокування від багаторазового вмикання вимикача $KB S$ і проміжне реле $KL2$, контакт якого замикає коло розряду конденсаторної батареї $1C$ на котушку вимикання вимикача $УАТ$ при вимкненні вимикача від ключа керування SA .

Ключ керування вимикача має шість положень: «ПОПЕРЕДНЬО ВВИМКНЕНО», «ВВИМКНУТИ», «ВВИМКНЕНО»; «ПОПЕРЕДНЬО ВИМКНЕНО», «ВИМКНУТИ», «ВИМКНЕНО».

До схеми РПВ входять реле часу KT , на якому встановлюється час на спрацьовування, проміжне реле KL з обмотками $KL1.V$ і $KL2.A$, конденсатор C , енергія заряду якого забезпечує спрацьовування реле KL через резистори заряду $R2$ або розряду $R3$ конденсатора.

При вмиканні вимикача від SA конденсатор C заряджається з постійною часу і залишається зарядженим протягом усього часу нормальної роботи електроустановки.

При виникненні КЗ спрацьовує релейний захист (замикається контакт $P3$), у результаті чого котушка вимикання $УАТ$ вимикача отримує живлення і вимикач вимикається.

При цьому спрацьовує реле KQ , тому що його обмотка підключена до джерела живлення через замкнений контакт $Q1$.

Контакт KQ замикається і підключає до джерела живлення обмотку реле часу KT в реле РПВ-358.

Таким чином, пуск схеми АПВ здійснюється за невідповідністю положень SA і вимикача.

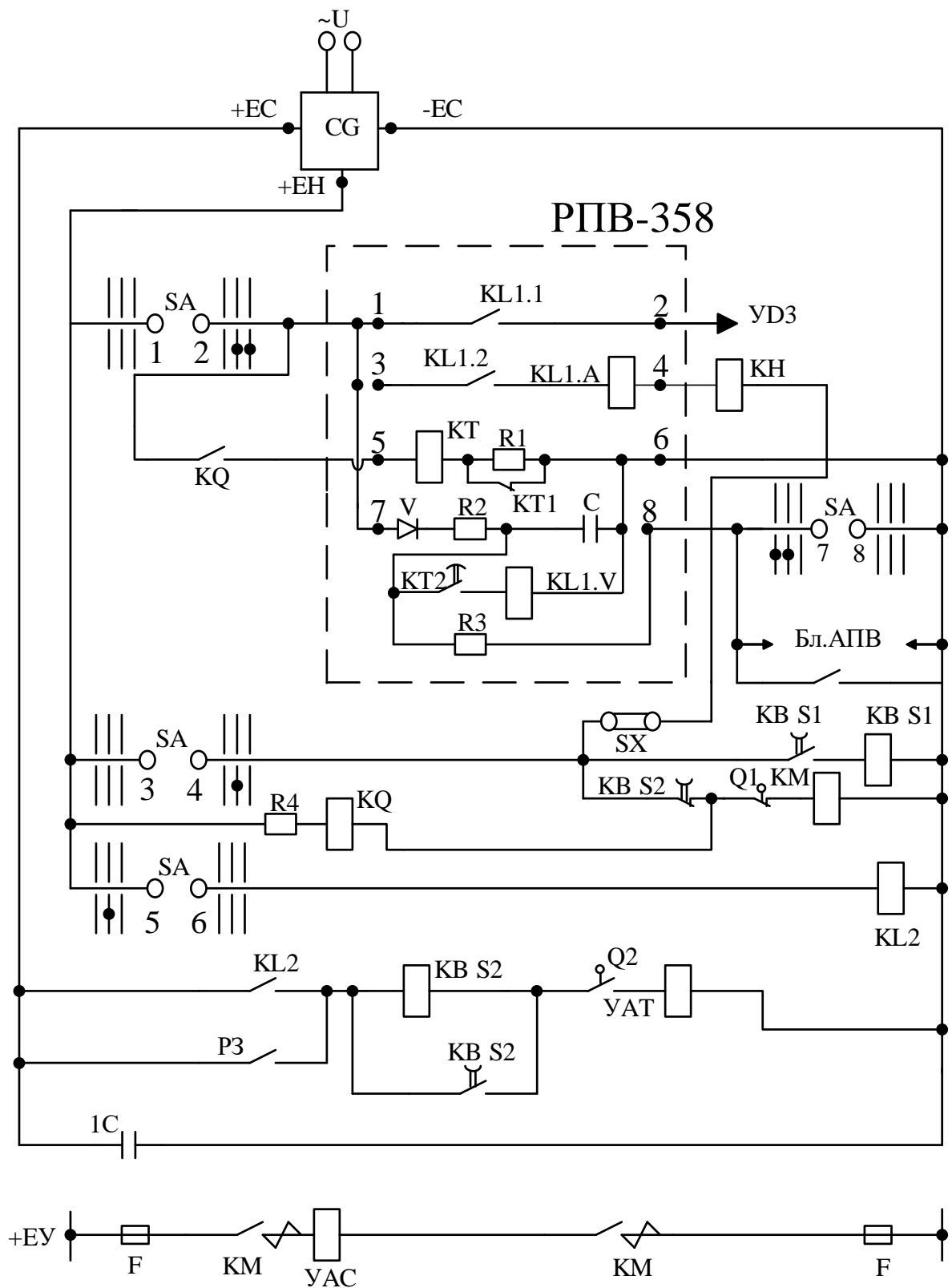


Рис. 9.1. Схема автоматического повторного вмикаання

Через час, заданий витримкою для дії повторного вмикання, контакти $KT2$ замикаються, створюється коло розряду конденсатора на обмотку $KL1.V$.

Реле KL спрацьовує, і контактор пуску KM через контакти $KL1.2$ і обмотку утримання $KL1.A$ підключено до джерела живлення.

Контактор спрацьовує, підключає котушку вмикання UAC до силових шин EY , вимикач вмикається.

Якщо $K3$ стійке, то знову спрацьовує релейний захист. Конденсаторна батарея $1C$ до часу дії захисту має запаси енергії для вимикання вимикача.

При повторному вмиканні вимикача від $P3$ через коло невідповідності положень SA і вимикача виявляється замкненим, однак нового АПВ не відбудеться, тому що конденсатор C не встигає запаси енергії, достатню для спрацьовування KL (це однократність АПВ).

При вимкнених положеннях SA конденсатор C розряджений, тому що до нього підключений резистор $R3$.

Тому діє блокування АПВ при вмиканні вимикача від SA на $K3$.

Недія пристрою АПВ при вимиканні вимикача ключем керування забезпечується розривом кола невідповідності контактом 1 – 2 SA і розрядом конденсатора через $R3$.

З метою запобігання розряду конденсатора C на джерело живлення в його колі заряджання встановлений напівпровідниковий діод VD .

Реле KBS виключає можливість багаторазового вмикання вимикача при стійкому $K3$.

Контакти $KL1.1$ використовуються для живлення реле прискорення дії захисту (ПДЗ).

Заборона АПВ для електроустановки при спрацьовуванні пристроїв захисту й автоматики здійснюється підключенням до конденсатора C резистора $R3$, опір якого значно менше опору $R2$ в колі заряду конденсатора. Конденсатор швидко розряджається.

Розглянуту типову схему АПВ з пуском при невідповідності між раніше поданою оперативною командою і вимкненим положенням вимикача можна застосувати для нетипових рішень АВР.

Тут формування сигналу невідповідності (пуску АВР) здійснюється послідовним колом із замикальних контактів реле фіксації вмикання K_{QQ} вимикача і реле положення «ВИМКНЕНО» K_{QT} автоматики керування вимикача (АКВ) введення робочого живлення.

АПВ введення робочого живлення блокується за режимом, а сигналом невідповідності АКВ здійснюється пуск АПВ (в функції АВР) лінії (введення) резервного живлення.

Сигнал пуску АВР блокується за квітутуванням ключа керування вимикача шляхом переведення його в положення «ВИМКНУТИ».

9.2. Автоматичне вмикання резервного живлення устаткування

Пристрої автоматичного вмикання резерву (АВР) застосовують для відновлення живлення споживачів шляхом їх автоматичного приєднання до резервного джерела живлення при вимкненні робочого джерела живлення та знеструмленні електроустановок споживача. Особливо пристрої АВР передбачені для відновлення живлення споживачів I категорії надійності електропостачання шляхом автоматичного ввімкнення резервного устаткування після вимкнення робочого устаткування для недопущення порушення технологічного процесу. АВР також використовують для спрощення релейного захисту, зниження струмів КЗ і здешевлення апаратури за рахунок заміни кільцевих мереж радіальними.

АВР встановлюють на трансформаторах, лініях, секційних і шиноз'єднувальних вимикачах, електродвигунах тощо.

АВР у разі вимкнення вимикача робочого джерела живлення має вмикати, як правило, без додаткової витримки часу вимикач резервного джерела живлення. При цьому має бути забезпечена одноразовість дії пристрою.

Приклад 9.2. Функціональна схема автоматичного вмикання резерву лінії.

Принцип дії автоматичного вмикання резерву лінії показаний на рис. 9.2. Лінія $W1$ є робочою. Лінія $W2$ в нормальному

режимі не працює і знаходиться в резерві. Відповідно вимикачі $Q1$, $Q2$ і $Q3$ ввімкнені, а вимикач $Q4$ вимкнений.

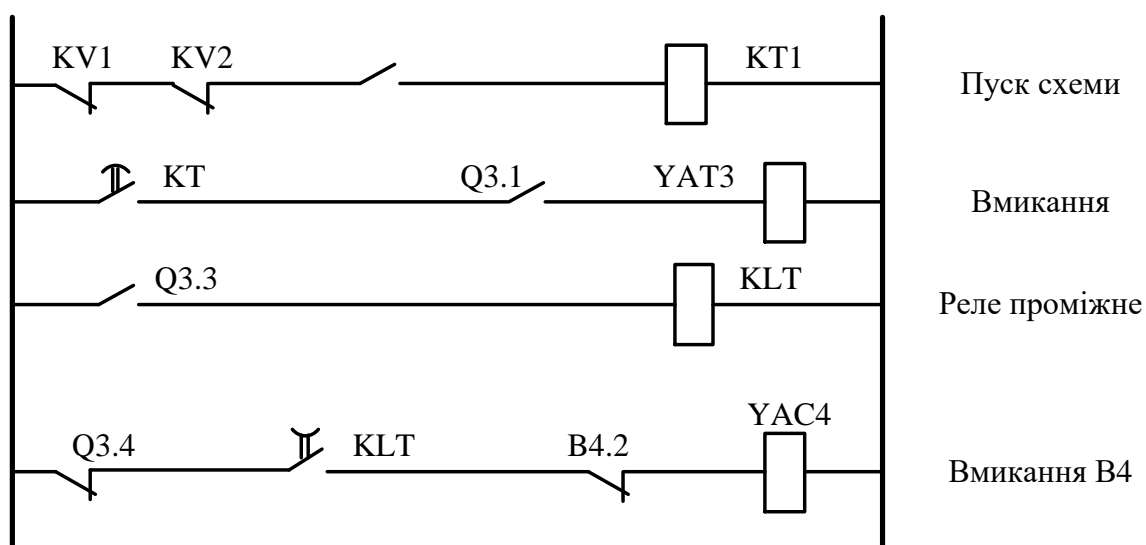
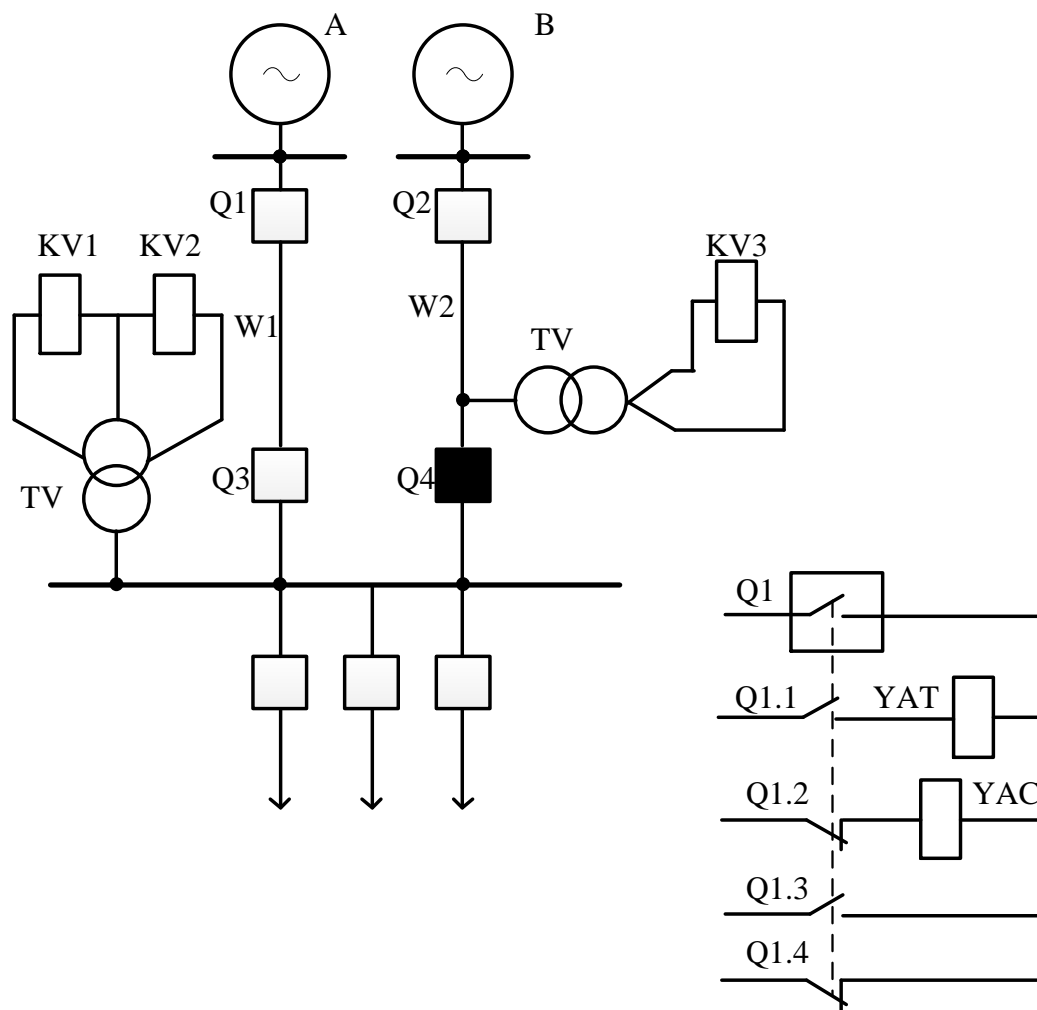


Рис. 9.2. Пояснювальна схема автоматичного вмикання резерву

Для підвищення надійності резервна лінія живиться від іншого джерела. Схема керування автоматикою містить велику кількість замкнених і розімкнених контактів. При спрацьовуванні елементів розімкнені контакти стають замкненими і навпаки. Щоб уникнути помилкового читання схем, приймається зображення контактів для знеструмленого стану елемента.

Кожний вимикач має електромагнітний привод. Котушка вмикання YAC підключена послідовно за блок-контактом вимикача $Q1.2$. У колі котушки вимкнення YAT є блок-контакт вимикача $Q1.1$. Це зроблено для контролю кола наступної операції, щоб розрив кола вмикання або вимикання здійснювався допоміжними контактами вимикача, а не контактами пускового елемента, які мають порівняно невелику розривну потужність.

Розглянемо процес вмикання вимикача $Q1$. Для цього ключем керування має бути подано живлення в коло котушки вмикання YAC .

Як тільки вимикач увімкнеться, його допоміжні контакти в цьому колі $Q1.2$ розімкнуться і розірвуть коло живлення. А в колі вимикання вимикача YAT контакти $Q1.1$ замкнуться.

Пуск схеми АВР здійснюється за допомогою реле мінімальної напруги $KV1$ і $KV2$, контакти яких ввімкнені послідовно.

Напруга спрацьовування цих реле вибирається $0,3 \div 0,4 U_{ном}$.

Використання двох реле напруги, ввімкнених на різні фази, виключає можливість помилкового пуску схеми через перегорання одного запобіжника в колі трансформатора напруги. Одночасне перегорання двох запобіжників малоімовірно.

При зниженні напруги на збірних шинах підстанції нижче $0,3 \div 0,4 U_{ном}$ реле спрацьовують і запускають схему. Витримка часу для АВР здійснюється за допомогою реле часу KT .

Якщо на робочій лінії $W1$ встановлено АПВ, то вставка реле часу має бути більше часу, необхідного для вимикання робочої лінії з подальшим її вмиканням дією АПВ.

Реле часу подає сигнал на вимикання вимикача $Q3$ ($YAT3$).

Через допоміжні контакти цього вимикача $Q3.3$ знімається напруга з реле KLT (проміжне реле з витримкою часу на повернення). Допоміжні контакти $Q3.4$ подають сигнал на вмикання вимикача $Q4$ ($YAC4$).

У разі успішного циклу АВР резервна лінія $W2$ вмикається.

Якщо запуск схеми АВР стався при стійкому КЗ на шинах підстанції, то дією релейного захисту лінія $W2$ вимикається. Повторного вмикання лінії не відбудеться, оскільки до цього часу якір реле KLT повернено і його контакти в колі електромагніту $YAC4$ розмикаються.

Це дає одноразове вмикання резервної лінії, оскільки стійке КЗ на збірних шинах досить небезпечно. Для того щоб скоротити час вмикання на стійке КЗ, застосовується прискорення дії релейного захисту. На час дії схеми АВР витримка часу захисту резервної лінії скорочується практично до нуля. При вмиканні на стійке КЗ на збірних шинах резервна лінія миттєво буде відключена за допомогою прискорення релейного захисту після АВР.

Перевірка напруги на резервній лінії здійснюється за допомогою реле $KV3$. При нормальній нарузі на резервній лінії контакти реле замкнені. Якщо напруга на резервній лінії відсутня, то контакти розмикаються, і живлення з реле часу KT знімається. У цьому випадку схема АВР блокується.

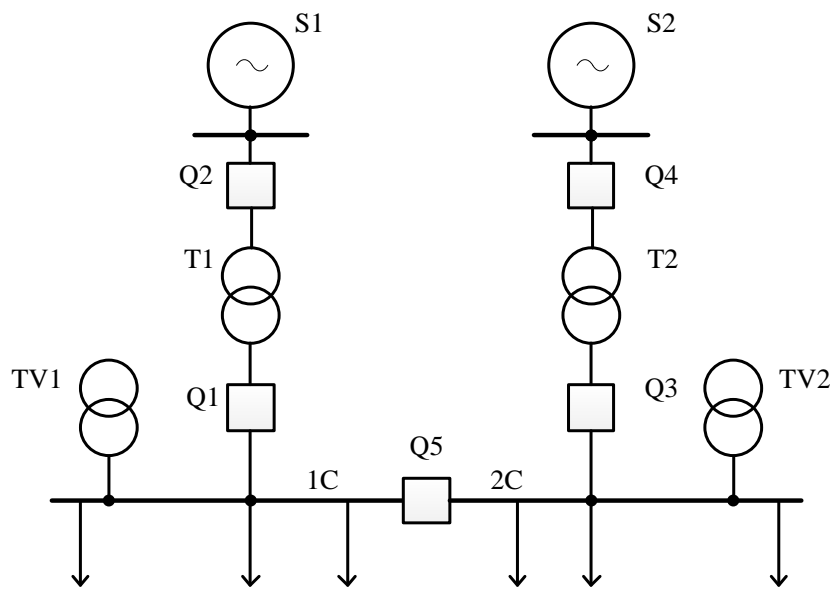
Приклад 9.3. Функціональна схема автоматичного вмикання резерву для секційного вимикача.

Розглянемо принцип дії схем АВР секційного вимикача на прикладі двотрансформаторної підстанції (рис. 9.3).

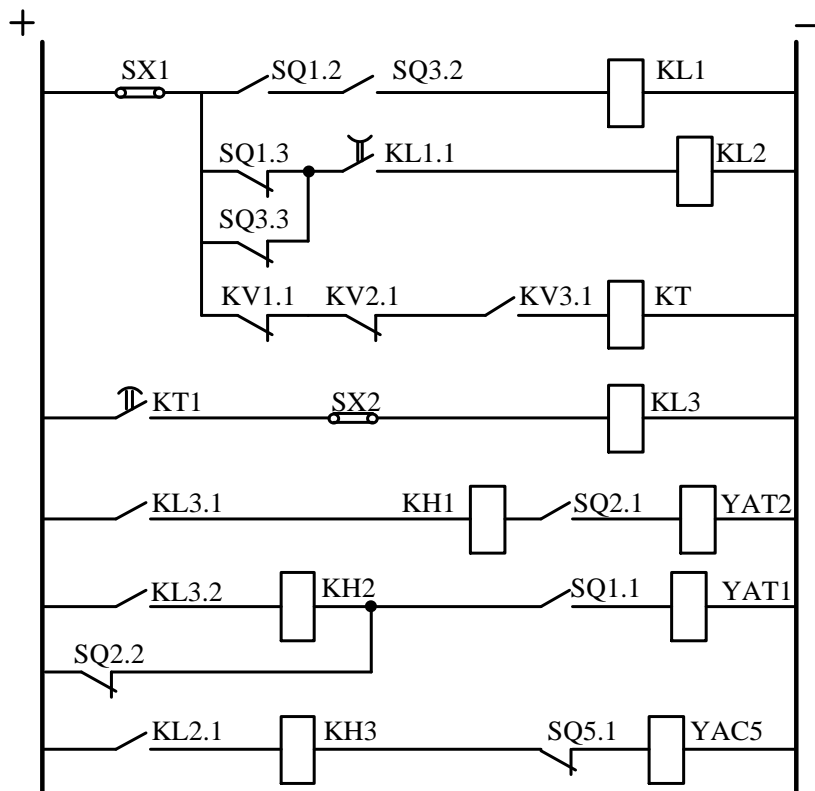
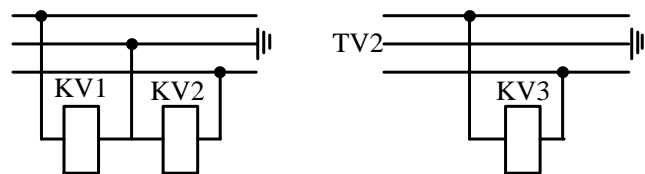
При нормальній роботі обидва трансформатори $T1$ і $T2$ ввімкнені і живлять споживачів секцій шин нижчої напруги ($1C$ і $2C$), а вимикач $Q5$ вимкнений. При вимкненні з будь-якої причини вимикача $Q1$ трансформатора $T1$ його допоміжний контакт $SQ1.2$ розмикає коло обмотки проміжного реле $KL1$.

У результаті контактна система ($KL1.1$) реле $KL1$ при знятті напруги повертається у вихідне положення з деякою витримкою часу і розмикає контакти.

Другий допоміжний контакт $SQ1.3$ вимикача $Q1$, замкнувшись, подає плюс через ще замкнений контакт $KL1.1$ на обмотку проміжного реле $KL2$, яке своїми контактами вмикає контактор вмикання $YAC5$ секційного вимикача $Q5$.



a)



б)

Рис. 9.3. Пояснювальна схема АВР секційного вимикача:
 а – схема первинних з'єднань; б – коло змінного напруги;
 в – коло оперативного струму

Після закінчення встановленої витримки часу реле *KL1* розмикає контакт *KL1.1* і розриває коло обмотки проміжного реле *KL2*. Якщо секційний вимикач *Q5* вмикається дією схеми АВР на *K3* і вмикається від релейного захистом, то повторного ввімкнення *Q5* не відбудеться.

Таким чином, реле *KL1* забезпечує однократність АВР, і тому називається реле однократності вмикання. Реле *KL1* знову замкне свій контакт *KL1.1* і підготує схему АВР до нової дії лише після того, як буде відновлена нормальна схема живлення підстанції і ввімкнено *Q1*.

Витримка часу на розмикання контакту *KL1* має бути більше часу вмикання вимикача *Q5*, для того щоб він встиг надійно ввімкнутися.

З метою забезпечення АВР при вимиканні вимикача *Q2* від його допоміжного контакту *SQ2.2* подається команда на котушку вимикання *YAT1* вимикача *Q1*. Після вимикання *Q1* схема АВР запускається і діє, як розглянуто вище.

При аварійному вимиканні трансформатора *T2* теж буде діяти АВР секційного вимикача.

Крім розглянутих випадків вимикання одного з трансформаторів, споживачі також втратять живлення, якщо з якої-небудь причини залишаться без напруги шини вищої напруги. Схема АВР при цьому не подіє, оскільки обидва вимикачі *T1* (*Q1* і *Q2*) або *T2* (*Q3* і *Q4*) залишаться ввімкненими.

Для того щоб забезпечити дію схеми АВР і в цьому випадку, передбачений спеціальний пусковий орган мінімальної напруги, до складу якого входять реле *KV1*, *KV2* і *KV3*.

При зникненні напруги на шинах вищої напруги *T1*, а отже, і на шинах *1С* реле мінімальної напруги, яке підключено до трансформатора напруги *TV1*, замикає свої контакти і дає плюс оперативного струму на обмотку реле часу *KT* через контакт реле *KV3*.

Реле *KT* при цьому запускається і після закінчення встановленої витримки часу дає плюс на обмотку вихідного проміжного реле *KL3*, яке зробить вимикання вимикачів *Q1* і *Q2* трансформатора *T1*. Після вимикання вимикача *Q1* схема АВР подіє, як було розглянуто вище.

Реле напруги $KV3$ передбачено для того, щоб запобігти вимиканню трансформатора $T1$ від пускового органу мінімальної напруги в разі відсутності напруги на шинах нижчої напруги іншої секції, коли дія схеми АВР буде свідомо марна.

Реле $KV3$, підключене до трансформатора напруги $TV2$ секції шин $2С$, за відсутності напруги розмикає контакт $KV3.1$ і розриває коло від контактів $KV1.1$ і $KV2.1$ до обмотки реле часу KT .

Аналогічний пусковий орган мінімальної напруги передбачається для вимикання трансформатора $T2$ в разі зникнення напруги з боку вищої напруги.

Вставка спрацьовування цих реле зазвичай, якщо нема конкретних даних, вибирається з умови

$$U_{cp} = (0,25 \dots 0,4) \cdot U_{ном}.$$

Час спрацьовування пускового органу пристрою АВР (t_{ABP}) вибирається за двома умовами:

1) налаштування від часу спрацьовування тих захистів, у зоні дії яких пошкодження можуть викликати зменшення напруги нижче прийнятого

$$t_{ABP} \geq t_{C3} + \Delta t,$$

де t_{C3} – найбільший час спрацьовування зазначених захистів;

Δt – ступінь селективності, приймається 0,6 с при використанні реле часу зі шкалою до 9 с і 1,5 ... 2 с зі шкалою до 20 с;

2) погодження дії АВР з іншими пристроями автоматики (наприклад АПВ лінії, по якій здійснюється подача енергії від основного джерела живлення)

$$t_{ABP} \geq t_{C3, л} + t_{АПВ, л} + t_{зап},$$

де $t_{C3, л}$ – найбільший час дії захисту лінії (елемента системи електропостачання), що передає енергію споживачам, для яких здійснюється АВР;

$t_{АПВ, л}$ – час циклу неуспішного АПВ цієї лінії;

$t_{зап}$ – запас за часом, що дорівнює 2-3,5 с.

Приклад 9.4. Функціональна схема автоматичного вмикавання резерву шин 110 кВ.

На рис. 9.4 дано приклад застосування АВР 110 для підстанції ПС *F*. Секції шин (1СШ і 2СШ) підстанції приєднуються до мережі енергосистеми за допомогою відгалуження від магістральних ПЛ (W1 і W2).

У нормальній оперативній схемі підстанції вимикач Q1 лінії «відпайка W1» вимкнений (введення резервного живлення).

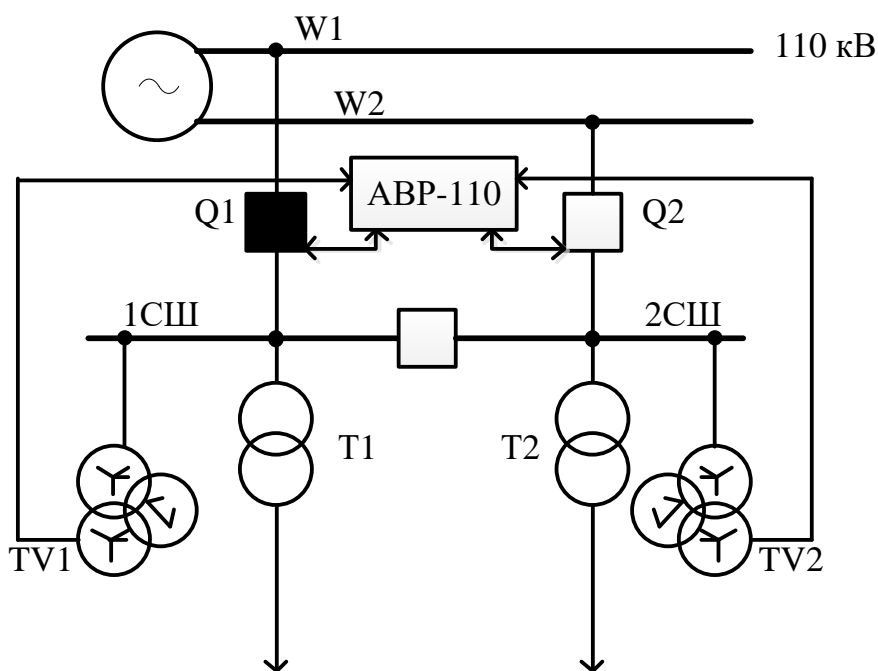


Рис. 9.4. Функціональна схема АВР 110 кВ

Вимикач Q2 є введенням робочого живлення «відпайка W2». У роботі знаходяться трансформатори T1 і T2.

Схемотехніка АВР-110 типова двобічної дії з оперативним вибором введення робочого живлення за допомогою ключа керування (на рисунку обрано Q2 «робоче введення»).

Приклад 9.5. Функціональна схема автоматичного вмикання резерву з використанням типової схеми АПВ.

На рис. 9.5 дано приклад нетипового рішення АВР на основі застосування типової схеми АПВ з пуском від невідповідності між раніше поданою оперативною командою для вимикача Q4 (контролюється реле фіксації команд KQQ) і положенням вимикача Q4 після спрацьовування релейного захисту і його вимкнення (реле положення KQT «ВИМКНЕНО»).

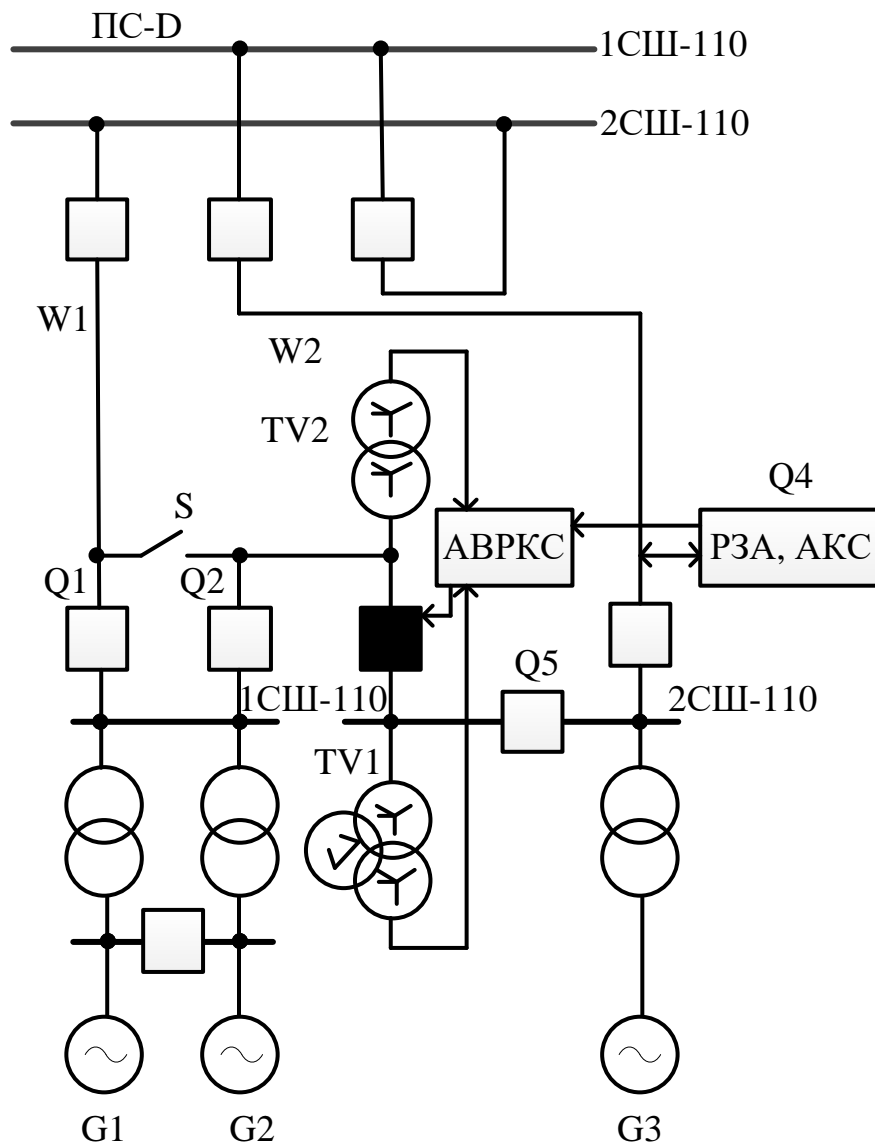


Рис. 9.5. Функціональна схема для АВРКС

Всі дії фіксуються автоматикою керування вимикача (АКВ), де *КСС* – реле команди «ВВИМКНУТИ», *КСТ* – реле команди «ВВИМКНУТИ», *КQC* – реле положення «ВВИМКНЕНО».

Послідовним колом із замикальних контактів реле *КQQ* і *КQT* запускається схема АПВ (на рисунку АПВКС) з уловлюванням синхронізму між енергосистемою, генераторами, *G1, 2* та енергосистемою, генератором *G3*.

На рисунку лінія *W1* постійно контролюється робочою напругою (вимірювальний трансформатор напруги *TV2*).

АПВ лінії *W2* з боку підстанції *ПС-D* виведено для забезпечення пріоритету АВР на вимикачі *Q3*, що дозволяє виключити цикл неуспішного АПВ лінії *W2*.

- Застосування типової схеми АПВ для цілей АВР дозволяє:
- ✓ забезпечити однократність дії при вмиканні вимикача $Q3$ на коротке замикання;
 - ✓ забезпечити заборону АВР при роботі диференційного захисту шин (ДЗШ), наприклад ДЗШ 2СШ-110;
 - ✓ забезпечити вмикання вимикача $Q3$ з уловлюванням синхронізму.

Приклад 9.6. Функціональна схема автоматичного вмикання резерву з явним резервуванням.

Розподільний пристрій 110 кВ для підстанції ПС-В (рис. 9.6) виконаний за схемою містка з вимикачами на лініях $Q1$, $Q2$ і роз'єднувачем S у перемичці.

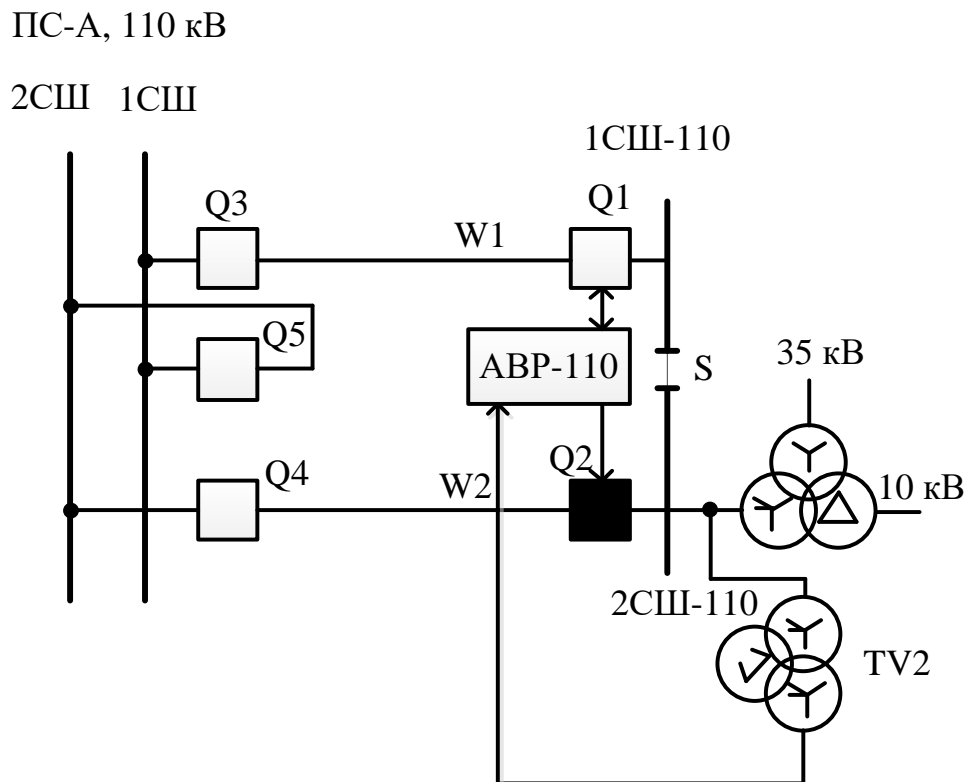


Рис. 9.6. Функціональна схема АВР лінії 110 кВ

Живлення ПС-В здійснюється по двох взаємно резервованих ПЛ 110 кВ ($W1$ і $W2$), для яких з живильного боку на вимикачах $Q3$ і $Q4$ встановлені ступінчасті струмові і дистанційні захисти (основний і резервний комплекти).

На рисунку показано застосування АВР-110 однобічної дії з неявним резервуванням, що значно спрощує релейний захист ліній.

Лінія W2 (резервного живлення) знаходиться під напругою з боку підстанції ПС-А.

З боку ПС-В на цій лінії W2 вимикач Q2 вимкнений з функцією АВР-110 діє за наступним алгоритмом: при аварійному вимиканні вимикача Q3 з живильного боку лінії робочого живлення АВР запускається пусковим органом напруги (ПОН: TV2) і з витримкою часу, налаштований від циклу успішного АПВ (на Q3), діє на вимикання вимикача Q1.

За фактом вимикання Q1 без витримки часу вмикається вимикач Q2 резервного живлення від лінії W2.

Таким чином, при аварійному вимиканні робочої лінії W1 і неуспішному АПВ на вимикачі Q3 електропостачання підстанції ПС-В відновлюється дією АВР-110 шляхом приєднання резервної лінії W2.

Дія АВР-110 блокується при спрацьовуванні дугових захистів у шафах КРП 10 кВ і захистів від внутрішніх пошкоджень у трансформаторах підстанції.

Приклад 9.7. Класична функціональна схема АВР з неявним резервуванням.

На рис. 9.7 показана класична функціональна схема АВР з неявним резервуванням, коли всі джерела живлення вимкнені, але працюють окремо.

Секційні вимикачі Q7 (35 кВ) і Q10 (10 кВ) нормально вимкнені. Роз'єднувач S в перемичці на шинах 110 кВ підстанції ПС-В вимкнений.

Кожен трансформатор T1 і T2 підключений відповідно до своєї лінії W1 і W2. АВР-35 і АВР-10 типові двобічної дії з пуском за фактом стійкого зниження напруги на відповідних секціях. ПОН з витримкою часу, налаштованою від циклу АПВ на живильних лініях (Q3 і Q4), діє на вимикання свого введеного вимикача (наприклад, Q8 і Q9).

За фактом вимкнення вимикачів Q8 і Q9 вводів без витримки часу вмикаються секційні вимикачі Q7 і Q10.

Однократність дії АВР забезпечується за рахунок використання замикального контакту реле KQC (реле положення «ВВІМКНЕНО») з затримкою на повернення (розмикання).

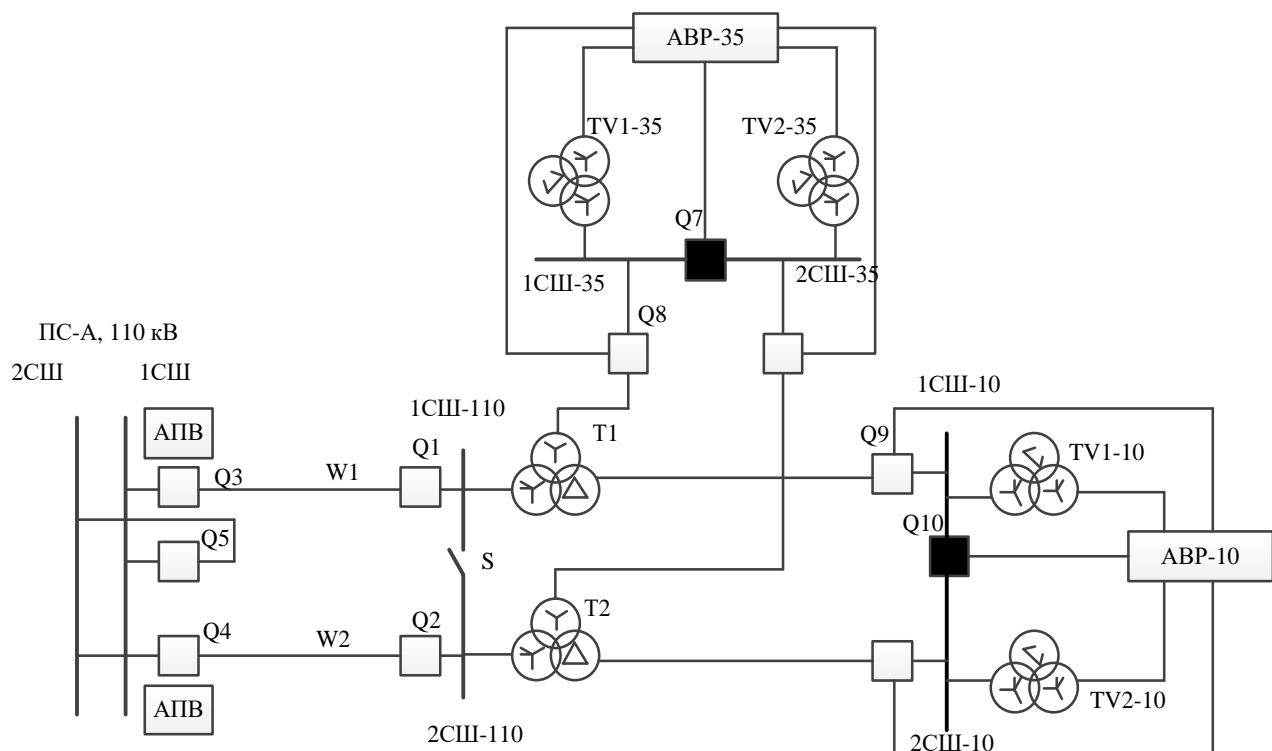


Рис. 9.7. Функціональна схема АВР СВ 35 і 10 кВ

Приклад 9.8. Узгодження дії автоматики в розподільній мережі.

Вихідні дані. На рис. 9.8 показаний фрагмент розподільної електричної мережі з застосуванням автоматики для відновлення живлення після ліквідації коротких замикань. Обсяги автоматизації розміщені в позначеннях для вимикачів.

Наприклад, $Q1$ (РЗ, АПВ) говорить про те, що для вимикача $Q1$ лінії системи $S1$ застосовується релейний захист (РЗ) і автоматичне повторне вмикання (АПВ).

З метою спрощення будемо позначати релейний захист і автоматику за номером вимикача. Наприклад, релейний захист на вимикачі $Q1$ як РЗ1, автоматичне вмикання резерву на вимикачі $Q1$ – АВР3. Вставки спрацьовування задані в табл. 9.1.

Таблиця 9.1

Вставки спрацьовування для пристроїв автоматики

Пристрій	Релейний захист $t_{CЗ}$					АПВ $t_{АПВ}$	
	$Q1$	$Q4$	$Q8$	$Q11$	$Q12$	$Q1$	$Q8$
Час дії, с	1,7	1,3	1,3	0,6	1,0	2,0	1,5

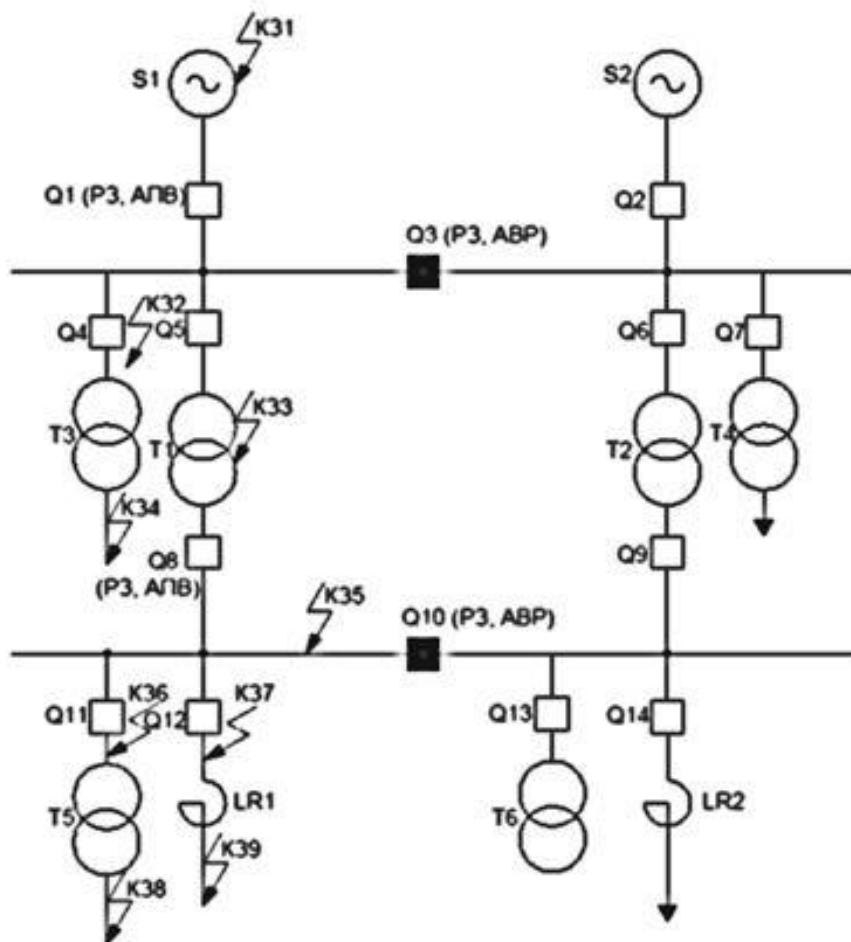


Рис. 9.8. Фрагмент схеми розподільної мережі

Розв'язання. У наступних міркуваннях треба застосувати Правило узгодження дії резервних захистів – від споживачів до джерел живлення (наприклад при К33 спочатку має спрацювати Р35, а потім, якщо не вимикається К33, то спрацює резервний захист Р31).

Правило узгодження дії автоматики – від джерел живлення до споживачів (наприклад АВР3 має спрацювати після спрацювання АПВ1).

Як було сказано раніше, миттєве спрацювання АВР відбувається, коли ввідний вимикач отримує команду на вимкнення від власного релейного захисту. В інших випадках команду на вимкнення видає пусковий орган (ПО) АВР.

Напруга спрацювання реле мінімальна типу ПО вибирається за умовою налаштування від віддалених КЗ за опорами приєднань (на рисунку це К34, К38 і К39).

Для налаштування від найближчих КЗ (наприклад КЗ2, КЗ6, КЗ7) використовується реле часу в ПО. Також ПО застосовується для узгоджених дій автоматики.

Методику вибору витримки часу для ПО АВР розглянемо в такій послідовності.

Для ПО АВР секційного вимикача СВ Q3 дві умови:

1) спрацьовування після неуспішної дії АПВ «зверху»

$$t_{\text{АВР3}} \geq t_{\text{РЗ1}} + t_{\text{АПВ1}} + t_{\text{нал}} = 1,7 + 2,0 + 2,0 = 5,7 \text{ с,}$$

де $t_{\text{РЗ1}}$ – час спрацьовування послідовного захисту;

$t_{\text{АПВ1}}$ – вставка попередньої автоматики;

$t_{\text{нал}}$ – час налаштування;

2) налаштування від максимального часу спрацьовування суміжних захистів, коли може спрацювати ПО з напругою (наприклад при КЗ2),

$$t_{\text{АВР3}} \geq t_{\text{max, пр}} + \Delta t = t_{\text{РЗ4}} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с.}$$

З двох умов приймається час

$$t_{\text{АВР3}} = 5,7 \text{ с.}$$

Для відповідальних споживачів можна порушити послідовність дій автоматики з метою прискорення відновлення живлення, приймаючи

$$t_{\text{АВР3}} = 1,8 \text{ с.}$$

Аналогічно для ПО АВР секційного вимикача СВ Q10 три умови:

1) налаштування (очікування) дії автоматики «зверху» з боку живлення

$$t_{\text{АВР10}} \geq t_{\text{АВР3}} + t_{\text{зап}} = 1,8 + 2,0 = 3,8 \text{ с;}$$

2) налаштування від максимального часу суміжних захистів з боку живлення

$$t_{\text{АВР10}} \geq t_{\text{max, посл}} + \Delta t = t_{\text{РЗ4}} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с;}$$

3) налаштування від максимального часу суміжних захистів з боку навантаження

$$t_{\text{АВР10}} \geq t_{\text{max, пр}} + \Delta t = t_{\text{РЗ12}} + \Delta t = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ с.}$$

З трьох умов приймається найбільший час

$$t_{\text{АВР10}} = 3,8 \text{ с.}$$

Однак, як і для попередньої автоматики, можна прискорити дію АВР, приймаючи $t_{\text{ABP10}} = 1,8$ с.

При однакових або близьких часах АВР з метою поліпшення самозапуску електродвигунів можна розсунути часи спрацьовування.

На рис. 9.8 показано ще й можливе застосування АПВ8 на ввідному вимикачі Q8. Таке автоматичне повторне вмикання має блокуватися від основних захистів трансформатора Т1 і запускатися від резервних захистів РЗ8.

Тоді схема резервних захистів РЗ8 вмикає Q8, запускає АПВ8 і затримує дію АВР10 на час неуспішного АПВ8.

Питання для самоконтролю

1. Поясніть види автоматичного повторного ввімкнення.
2. Як обирається витримка часу автоматичного повторного ввімкнення.
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 для підстанції 110 кВ.
11. Поясніть функціональну схему АВР для АВРКС.
12. Поясніть функціональну схему АВР лінії 110 кВ.
13. Поясніть функціональну схему АВР СВ 35 і 10 кВ.

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, 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/. 2019 p.
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 електропересилання. Львів: Вид-во 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 «ХПІ», 2015. С. 162–163.

21. Сабадаш І. О. Новітні мікропроцесорні технології в експлуатації мереж 6–35 кВ. *Електрические сети и системы*. 2011, № 4. С. 37-41.

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. *Зб. наук. праць Укр. держ. ун-ту залізнич. трансп.* 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-во Нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2004. 180 с.

28. Баженов В. М., Одегов М. М. Релейний захист електроустановок вузла навантаження: Метод. вказівки 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 «ХП», 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 автоматизации тяговых подстанций. *Збірник наукових праць.* Харків: НТУ «ХП», 2011. № 41. С. 8-14.

33. Баженов В. Н., Эхсони Субхон. Условия функционирования дистанционной защиты узловой схемы питания распределительной сети. *Вісник НТУ «ХП».* Серія:

Енергетика: 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. Адонина В. В., Крутько З. П., Хенкина З. С., Кочегаров Ю. И. Реализация функций противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных устройств. *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. посіб. 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.

Кваліфікаційні завдання

Завдання 1. Інженер-проектант відділу релейного захисту та автоматики

Для енергоблока електричної станції потрібно:

1. Визначити види пошкоджень і ненормальних режимів, запропонувати пристрої релейного захисту та автоматики, розробити структурну схему релейного захисту при вихідних даних з табл. Д.1.1.

Таблиця Д.1.1

Вихідні дані для енергоблока

Параметр	Варіант			Примітка
	1	2	3	
1. Тип станції	ТЕЦ	КЕС	ТЕЦ	
2. Тип генератора	ТГВ-300	ТГВ-200	ТВВ-320	
3. Напруга видачі потужності, кВ	110	330	330	
4. Потужність КЗ від системи, МВА	2200	7300	5700	
5. Довжина лінії зв'язку з системою, км	4	1,5	2	
6. Схема релейного захисту	Поперечний диференційний захист	Захист від асинхронного режиму	Поздовжній диференційний захист	

2. Зробити розрахунки струмів і напруг при пошкодженнях енергоблока, визначити параметри пристроїв для розроблених схем.

3. Розрахувати збитки від раптового вимкнення енергоблока внаслідок надмірних і помилкових дій пристроїв керування та захисту при показниках з табл. Д.1.2.

Таблиця Д.1.2

Вихідні дані для розрахунків збитків

Показник	Варіант		
	1	2	3
1. Частота відмов, відмова/р.	0,05	0,1	0,07
2. Середня тривалість аварійного ремонту, год/відмова	10	15	18
3. Питомі збитки, тис. грн/кВт·р.	33,5	45,6	57,5
4. Середня вартість пристрою РЗА, грн	45000	57000	110000

4. Визначити правила та розробити заходи з безпеки технічної експлуатації для розроблених схем пристроїв релейного захисту та електроавтоматики.

5. Скласти трифазну схему струмових кіл трансформаторів струму та реле до захисту генератора. Визначити струм реле в різних режимах енергоблока та коефіцієнт схеми при вихідних даних можливої несправності з табл. Д.1.3.

Таблиця Д.1.3

Можливі несправності

Параметр	Варіант		
	1	2	3
1. Обмотка ТА у фазі В ввімкнена у зворотній полярності	+		
2. Обрив кола обмотки ТА у фазі А		+	
3. Закорочений ТА у фазі С			+

Завдання 2. Інженер місцевої служби релейного захисту та автоматики

Для підстанції потрібно:

1. Визначити види пошкоджень і ненормальних режимів, обсяг релейного захисту та автоматики відповідно до правил улаштування електроустановок, розробити структурну схему релейного захисту або автоматики при вихідних даних з табл. Д.1.4.

Таблиця Д.1.4

Вихідні дані для підстанції

Параметр	Варіант		
	1	2	3
1	2	3	4
1. Тип трансформатора	ТДТН-40000/150	ТДТН-40000/110	ТДТН-63000/110
2. Напруга підстанції, кВ	154/38,5/6,6	115/11/6,6	115/38,5/10
3. Навантаження на шинах середньої напруги, МВА	35	37	30
4. Навантаження на шинах низької напруги, МВА	21	20	50
5. Потужність системи, МВА	6450	5200	7000
6. Опір системи, %	220	470	500
7. Кількість ЛЕП системи	4	2	2
8. Параметри синхронних компенсаторів, МВА	2x30	2x10	30
9. Еквівалентна температура навколишнього середовища, °С	10	15	20

Продовження табл. Д.1.4

1	2	3	4
10. Схема релейного захисту або автоматики	Автоматика вмикання резерву	Захист від КЗ на шинах СН	Поздовжній диференційний захист

2. Зробити розрахунки струмів і напруги при електричних пошкодженнях підстанції, визначити параметри пристроїв для розроблених схем (п. 1).

3. Визначити допустиме систематичне перевантаження трансформаторів підстанції при вихідних даних з табл. Д.1.5.

Таблиця Д.1.5

Вихідні дані для розрахунків

Інтервал	Тривалість навантаження, год доби	Навантаження, відн. од.		
		Варіант		
1	0-1	0,45	0,5	0,4
2	1-5	0,4	0,45	0,45
3	5-8	0,6	0,55	0,5
4	8-12	0,7	0,75	0,7
5	12-13	0,4	0,45	0,5
6	13-15	0,6	0,55	0,55
7	15-18	0,65	0,6	0,6
8	18-19	0,8	0,9	0,85
9	19-21	1	1	1
10	21-22	0,85	0,95	0,9
11	22-23	0,7	0,75	0,9
12	23-24	0,45	0,5	0,7

4. Визначити правила та розробити заходи з безпеки технічної експлуатації для заданих пристроїв релейного захисту або автоматики.

5. Визначити характеристики пристрою захисту, скласти схему для перевірки і протокол випробувань при вихідних даних з табл. Д.1.6.

Таблиця Д.1.6

Вихідні дані для протоколу випробувань

Параметр	Варіант		
	1	2	3
Тип пристрою РЗА	РН-53	РТ-80	РП-252

Завдання 3. Інженер центральної служби релейного захисту та автоматики

Для регіональної енергетичної системи (електрична схема та умови задаються викладачем) потрібно:

1. Проаналізувати вид пошкодження або ненормального режиму (причина, наслідки), розшифрувати осцилограму аварійної події (вид, граничні умови та векторні діаграми; принцип і послідовність дії релейного захисту й автоматики; тривалість вимикання вимикача та безструмової паузи; кратність величин струмів і напруги при пошкодженнях), запропонувати принципи релейного захисту та автоматики при вихідних даних з табл. Д.1.7.

Таблиця Д.1.7

Вихідні дані для регіональної енергетичної системи

Параметр	Варіант		
	1	2	3
1. Вид пошкодження або ненормального режиму	Просте замикання на землю	Гойдання в електросистемі	Порушення сталої рівноваги
2. Номер осцилограми	№ 1	№ 4	№ 3
3. Об'єкт релейного захисту та автоматики	Генератор	Трансформатор	Лінія

2. Зробити розрахунки вставок основних пристроїв релейного захисту генератора та визначити частоту в енергосистемі після аварійного вимикання його при показниках з табл. Д.1.8.

Таблиця Д.1.8

Вихідні дані для розрахунків релейного захисту генератора

Показник	Варіант		
	1	2	3
1. Номінальна потужність генератора, МВт	300	63	200
2. Коефіцієнт потужності, відн. од.	0,85	0,8	0,8
3. Напруга, кВ	20	10,5	18
4. Опір X_d'' , відн. од.	0,18	0,17	0,19
5. Максимальний наскрізний струм, кА	75	30	49
6. Частота до аварії, Гц	50	49,7	49,8
7. Сумарне навантаження до аварії, МВт	1120	1050	1100
8. Резервна потужність, МВт	100	50	90
9. Потужність вимкненого навантаження, МВт	120	70	110
10. Коефіцієнт регульованого ефекту навантаження, відн. од.	1,5	2	1,8
11. Частота відмов, відмова/р.	0,05	0,12	0,067
12. Тривалість аварійного ремонту, год/відмова	12	17	8
13. Питомі збитки, тис. грн/кВт·р.	20	15	10

3. Розрахувати збитки від раптового вимкнення генератора внаслідок надмірних і помилкових дій пристроїв керування та захисту при показниках п. 2.

4. Визначити правила та розробити заходи з безпеки технічної експлуатації для основних пристроїв релейного захисту генератора п. 2.

5. Проаналізувати можливі несправності схеми захисту генератора (схема та умови задаються викладачем).

Завдання 4. Інженер розрахункової групи служби релейного захисту та автоматики

Для високовольної лінії електропередачі після її реконструкції потрібно:

1. Визначити обсяг релейного захисту та автоматики відповідно до правил улаштування електроустановок, розробити й описати схему розміщення пристроїв РЗА при вихідних даних з табл. Д.1.9.

Таблиця Д.1.9

Вихідні дані для високовольної лінії електропередачі

Параметр	Варіант		
	1	2	3
1. Напруга лінії, кВ	330	330	110
2. Опір лінії, Ом	9,8+j58	10,1+j61,0	3,5+ j22
3. Мінімальна напруга, кВ	280	280	93
4. Робочий максимальний струм, А	900	1000	400
5. Коефіцієнт струморозподілу лінії, відн. од.	0,8	0,8	0,85
6. Опір суміжної лінії, Ом	48,8	47,2	15,6
7. Параметри суміжних трансформаторів, МВА	2x125	2x200	2x80
8. Час суміжних пристроїв захисту по зонах, с	0/0,9/5,5	0/0,8/5,4	0,1/0,9/5,5

2. Зробити розрахунки струмів, напруги, опору при електричних пошкодженнях лінії, визначити параметри триступінчастого дистанційного захисту при показниках п. 1.

3. Оцінити надійність схеми передачі електроенергії та розрахувати вартість збитків від раптового вимкнення лінії при показниках з табл. Д.1.10.

Таблиця Д.1.10

Вихідні дані для розрахунків надійності схеми передачі електроенергії

Показник	Варіант		
	1	2	3
1. Частота відмов лінії, 1/км р.	0,017	0,016	0,015
2. Частота відмов вимикача, 1/р.	0,016	0,02	0,03
3. Частота навмисних вимикань лінії, 1/р.	0,5	0,4	0,2
4. Кількість ліній	2	2	2
5. Тривалість поновлення та навмисних вимикань, год	15	24	23
	20	23	25
6. Питомі збитки, тис. грн/кВт·р.	14	20	25

4. Визначити правила та розробити заходи з безпеки технічної експлуатації для триступінчастого дистанційного захисту високовольтної лінії електропередачі.

5. Розробити алгоритм функціонування для схем релейного захисту та автоматики з табл. Д.1.11.

Таблиця Д.1.11

Вихідні дані для схем релейного захисту та автоматики

Параметр	Варіант		
	1	2	3
Схема РЗА	<i>ПРВВ</i>	МСЗ	АПВ

Завдання 5. Інженер електроцеху станції з релейного захисту та автоматики

Для електричної частини електростанції потрібно:

1. З метою збільшення потужності електростанції розробити і проаналізувати варіанти схеми видачі потужності (визначити потужність трансформаторів зв'язку, техніко-економічні показники) при вихідних даних з табл. Д.1.12.

Таблиця Д.1.12

Вихідні дані для електростанції

Показник	Варіант		
	1	2	3
1. Потужність станції, МВт	2x100+200	4x300	3x200
2. Збільшення потужності, МВт	200	300	200
3. Напруга видачі потужності, кВ	220/110	330/110	154/110

2. Зробити розрахунки параметрів диференційного захисту резервного трансформатора власних потреб електростанції при показниках з табл. Д.1.13.

Таблиця Д.1.13

Вихідні дані для розрахунків параметрів диференційного захисту

Показник	Варіант		
	1	2	3
1. Тип трансформатора	ТРДН-25000/110	ТРДНС-40000/110	ТРДНС-32000/150
2. Максимальне КЗ від системи, МВА	7000	6800	5000
3. Мінімальне КЗ від системи, МВА	4000	5300	4500
4. Коефіцієнт навантаження, відн. од.	1,5	1,4	1,3
5. Кратність пускового струму двигунів	4,5	4,5	5,1
6. Частота відмови, 1/р.	0,05	0,09	0,07
7. Аварійний ремонт, год/відмова	12	16	20
8. Питомі збитки, тис. грн/кВт·р.	15	20	25

3. Розрахувати збитки від раптового вимкнення резервного трансформатора власних потреб внаслідок надмірних і помилкових дій пристроїв керування та захисту при показниках п. 2.

4. Визначити правила та розробити заходи з безпеки технічної експлуатації для диференційного захисту резервного трансформатора власних потреб електростанції.

5. Скласти трифазну схему струмових кіл, з'єднаних у зірку для захисту резервного трансформатора власних потреб. Визначити струм реле в різних режимах трансформатора та коефіцієнт схеми при вихідних даних можливої несправності з табл. Д.1.14.

Таблиця Д.1.14

Вихідні дані для схем струмових ланцюгів

Показник	Варіант		
	1	2	3
1. Обмотка ТА у фазі С ввімкнена у зворотній полярності	+		
2. Обрив кола обмотки ТА у фазі А		+	
3. Закорочений ТА у фазі С			+

Завдання 6. Інженер електротехнічного бюро відділу головного енергетика заводу

Для вузла навантаження головної знижувальної підстанції потрібно:

1. Визначити потужність, тип і каталожні дані трансформаторів; основні характеристики провідників лінії електропередачі; витрати електроенергії в лініях і трансформаторах; вплив відхилення напруги (- 10%) на витрати електроенергії в ЛЕП при вихідних даних з табл. Д.1.15.

Таблиця Д.1.15

Вихідні дані для головної знижувальної підстанції

Параметр	Варіант		
	1	2	3
1. Навантаження, МВт	70	50	60
2. Напруга, кВ	110/11	220/11	150/10
3. Дані ЛЕП, км	2x40	2x55	2x30
4. Частота відмов лінії, 1/км р.	0,012	0,0085	0,0095
5. Частота відмов вимикача, 1/р.	0,08	0,0085	0,06
6. Частота навмисного вимикання лінії, 1/р.	0,5	0,75	0,65
7. Тривалість поновлення та навмисних вимикань, год	12/10	18/16	16/14
8. Питомі збитки, тис. грн/кВт·р.	10	15	20

2. Вибрати й визначити параметри релейного захисту системи енергопостачання РП1, ЦРП і ЦП 10 кВ з АВР при показниках з табл. Д.1.16.

Таблиця Д.1.16

Вихідні дані для розрахунків релейного захисту системи енергопостачання

Показник	Варіант		
	1	2	3
1. Струм КЗ на шинах, кА:			
ЦП1 -	21	18	15
ЦРП1 -	6,2	4,2	3,2
РП1 -	4,8	3,8	2,8
2. Потужність трансформатора на пункті, кВА:			
ЦРП1 -	630	630	400
РП1 -	2x630	2x400	2x400

3. Оцінити надійність схеми передачі електроенергії та розрахувати вартість збитків від раптового вимкнення лінії при показниках п. 1.

4. Визначити правила та розробити заходи з безпеки технічної експлуатації для пристроїв релейного захисту й електроавтоматики головної знижувальної підстанції.

5. Визначити характеристики пристрою релейного захисту та електроавтоматики, скласти схему для перевірки, провести вимірювання і скласти протокол випробувань при вихідних даних з табл. Д.1.17.

Таблиця Д.1.17

Вихідні дані для протоколу випробувань

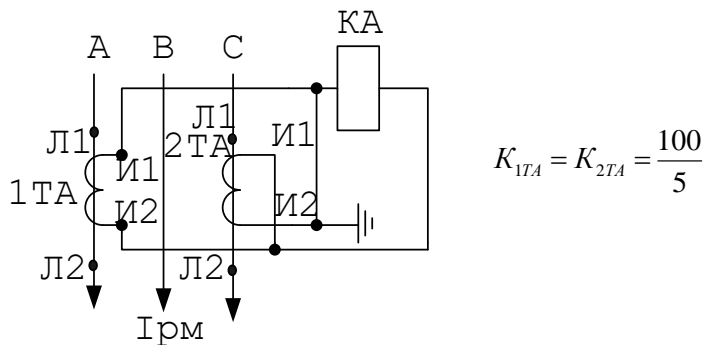
Параметр	Варіант		
	1	2	3
Тип пристрою РЗА	РТ-80	РНТ-563	РПВ-58

**Перелік тестових питань
з дисципліни «Релейний захист і автоматика»**

Q1 Описати, як вплине на час спрацьовування збільшення струму понад вставки в обмотці реле РТ-40:

- V1 зменшиться;
- V2 не зміниться;
- V3 збільшиться;
- V4 збільшиться пропорційно струму;
- V5 збільшиться пропорційно квадрату струму.

Q2 Визначити струм у реле КА захисту, виконаного одним реле, ввімкненим на різницю струмів двох фаз А і С, у режимі максимального навантаження $I_{рм}=80$ А:



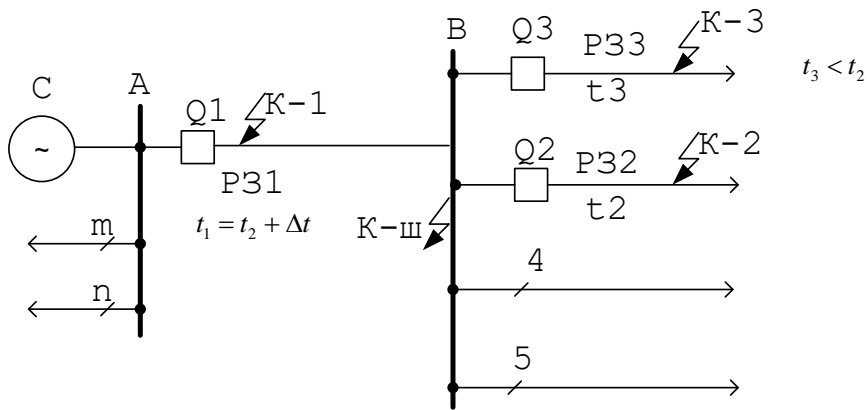
$$K_{1TA} = K_{2TA} = \frac{100}{5}$$

- V1 4 А;
- V2 $4\sqrt{3}$ А;
- V3 8 А;
- V4 5 А;
- V5 $8\sqrt{3}$ А.

Q3 Описати, як працюватимуть (правильно або неправильно) максимальні струмові захисти РЗ1 і РЗ2 із струмом

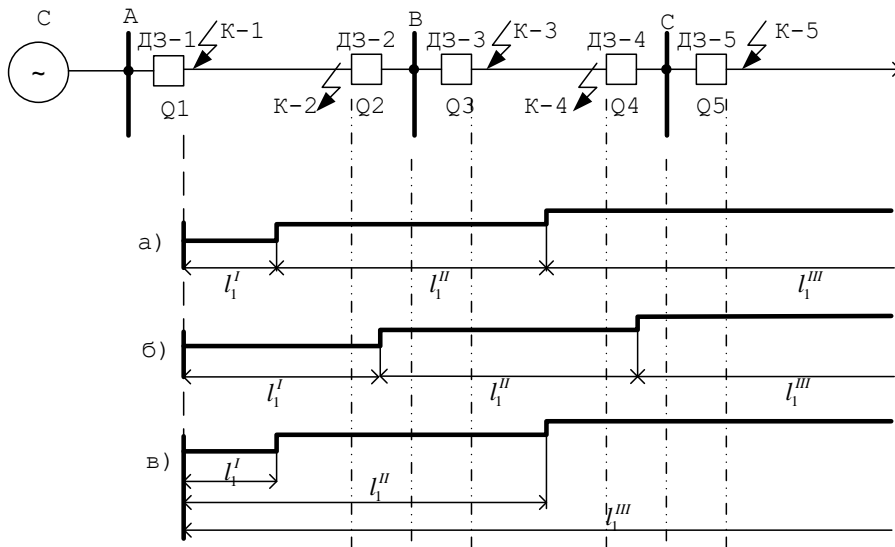
спрацьовування, обраним за формулою $I_{сз} = K_H \cdot K_{сзн} \cdot \frac{I_{рм}}{K_\epsilon}$ при

короткому замиканні в точці К-2, якщо у реле струму захисту РЗ1 різко знизився коефіцієнт повернення K_B :



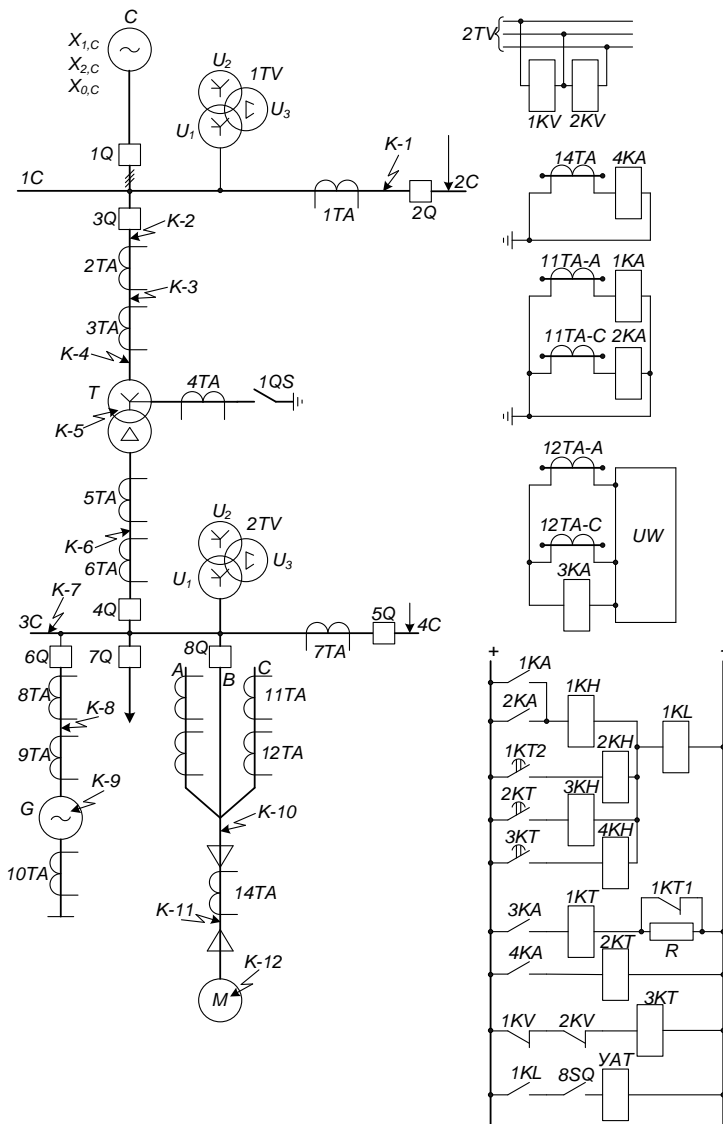
- V1 P31 та P32 неправильно;
 V2 P31 неправильно;
 V3 P32 правильно;
 V4 P32 неправильно;
 V5 P31 та P32 правильно.

Q4 Описати, яка характеристика є правильною для триступінчастого дистанційного захисту ДЗ1:



- V1 а);
 V2 в);
 V3 б);
 V4 а) та в);
 V5 а) та б).

Q5 Описати, як вплине на захистоспроможність струмового відсічення лінії W1 збільшення опору системи С1:



$$V1 = \frac{2\sqrt{3}U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c} + x_{0c}};$$

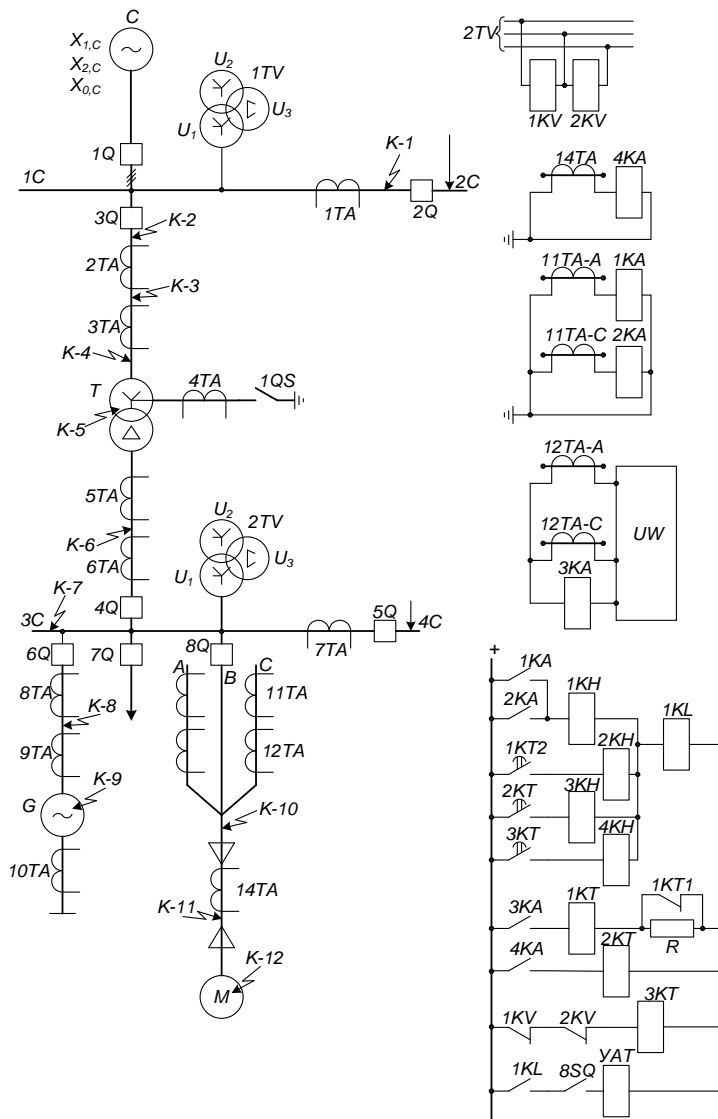
$$V2 = \frac{3U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c} + x_{0c}};$$

$$V3 = \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c} + x_{0c}};$$

$$V4 = \frac{3U_{\phi}}{x_{1c} + 2x_{0c}};$$

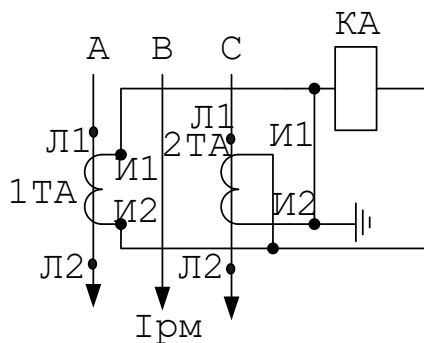
$$V5 = \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{x_{1c} + 2x_{0c}}.$$

Q8 Пояснити, яке реле призначене для сигналізації спрацьовування захисту електродвигуна від перевантаження:



- V1 3KH;
- V2 2KH;
- V3 1KH;
- V4 YAT;
- V5 4RY.

Q9 Пояснити, як вплине на час спрацьовування збільшення струму понад вставку (залежний елемент) в обмотці реле РТ-80:



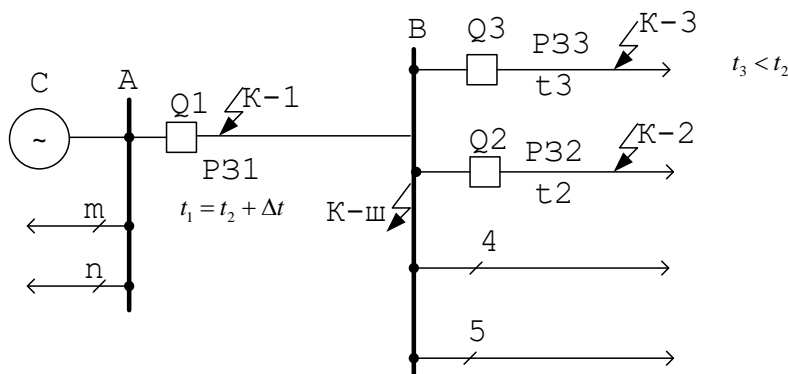
$$K_{1TA} = K_{2TA} = \frac{100}{5}$$

- V1 зменшиться;
- V2 не зміниться;
- V3 збільшиться;
- V4 збільшиться пропорційно струму;
- V5 збільшиться пропорційно квадрату струму.

Q10 Визначити струм у реле КА захисту, виконаного одним реле, ввімкненим на різницю струмів двох фаз А і С, у режимі двофазного КЗ фаз А і С за умови $I_{AC}^{(2)} = 5I_{PM}$ ($I_{PM}=80$ А):

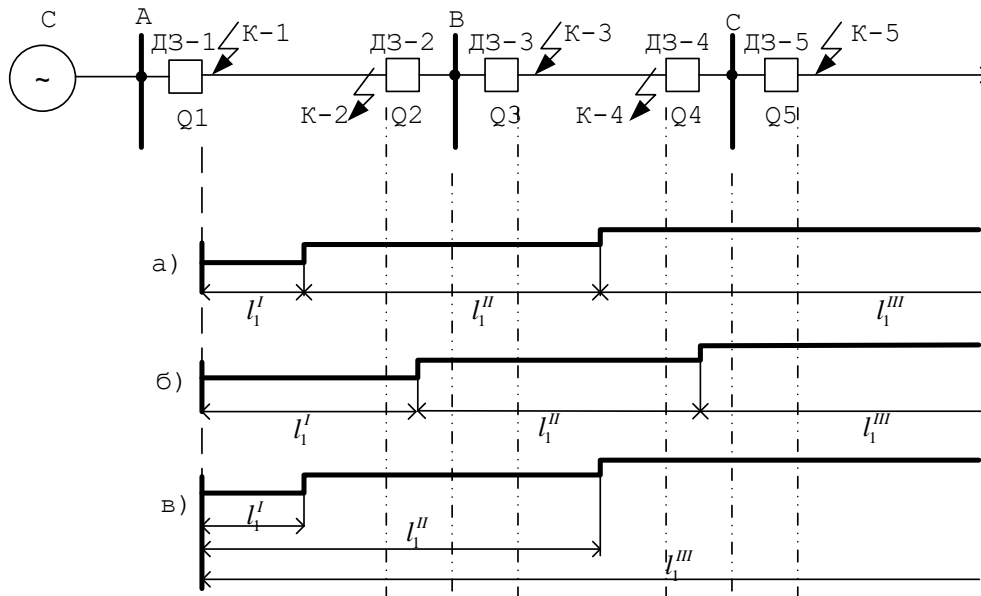
- V1 10 А;
- V2 30 А;
- V3 40 А;
- V4 50 А;
- V5 80 А.

Q11 Струм спрацьовування відсічень захистів РЗ1, РЗ2 і РЗ3 вибирається за формулою $I_{сз} = K_H \cdot I_{кзвн.макс}$. Як впливає на значення коефіцієнта надійності K_H коефіцієнт повернення K_B , використаних реле струму вказаних захистів:



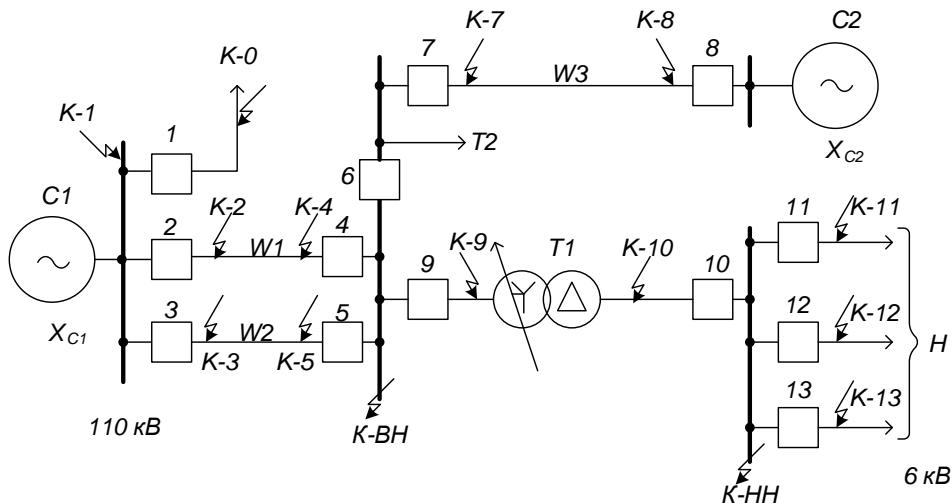
- V1 збільшує;
- V2 зменшує;
- V3 не впливає;
- V4 збільшиться пропорційно струму;
- V5 збільшиться пропорційно квадрату струму?

Q12 Лінії АВ, ВС захищаються триступінчастим направленим дистанційним захистом. Якими ступенями вимикатиметься К-3, якщо перший ступінь захисту ДЗ3 (I_3^1) відмовляє через великий перехідний опорір дуги $R_{п}$:



- V1 l_1^I i l_4^{II} ;
- V2 l_3^{II} i l_4^I ;
- V3 l_2^I i l_4^{III} ;
- V4 l_3^{II} i l_4^{II} ;
- V5 l_2^I i l_4^{II} ?

Q13 Як вплине на захистоспроможність струмового відсічення лінії W2 збільшення опору системи C1:



- V1 збільшується;
- V2 зменшується;
- V3 не впливає;
- V4 збільшиться пропорційно струму;
- V5 збільшиться пропорційно квадрату струму?

Q14 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при послідовному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/2:

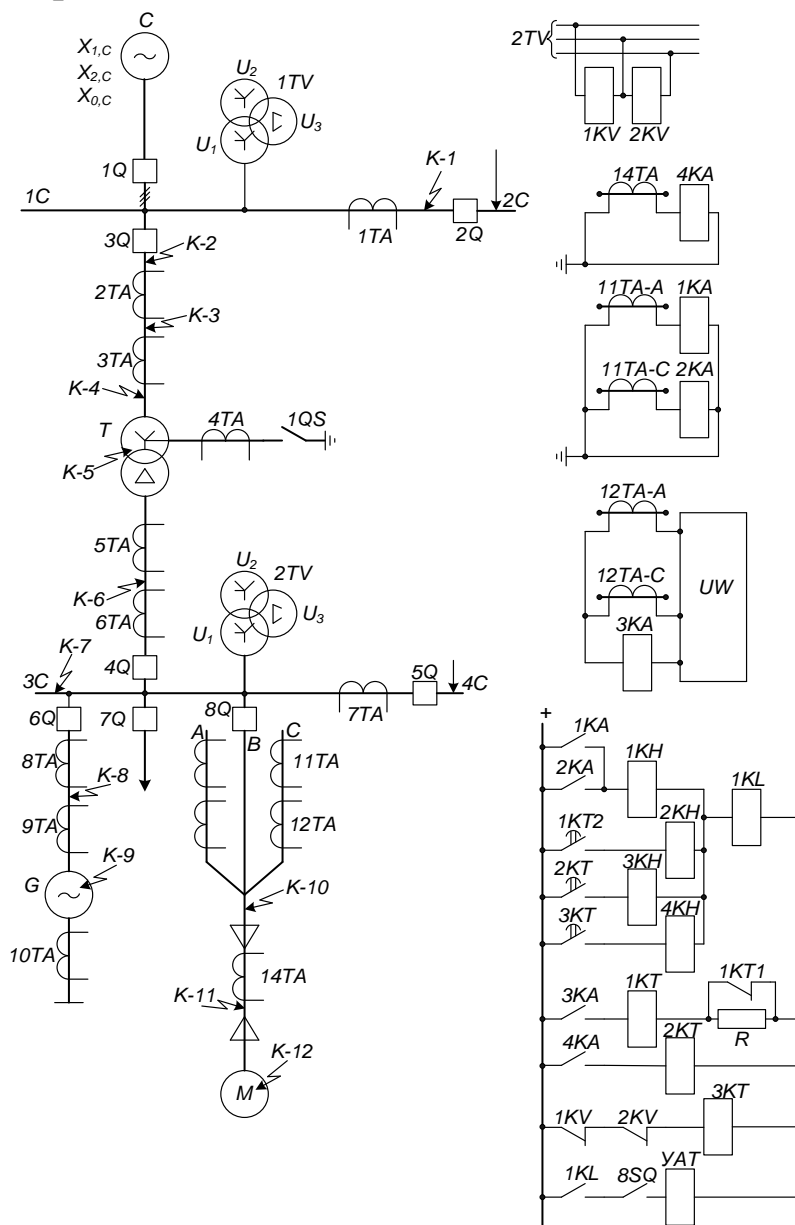
V1 0,1...2 А;

V2 0,5...1 А;

V3 0,05...2 А;

V4 2...40 А?

Q15 За якою формулою розраховується струм пошкодження для перевірки чутливості струмового відсічення трансформатора Т до двофазного КЗ на землю в точці К-3:



$$V1 \frac{2\sqrt{3}U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c} + x_{0c}};$$

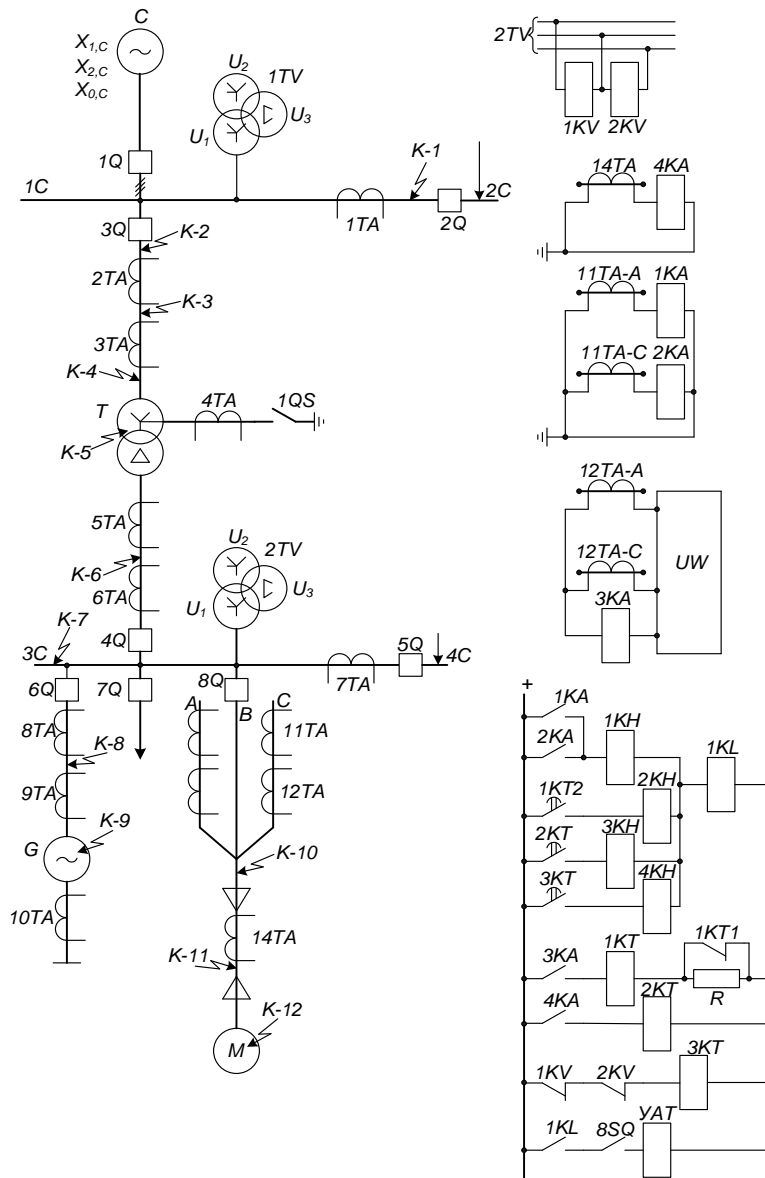
$$V2 \frac{3U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c} + x_{0c}};$$

$$V3 \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c} + x_{0c}};$$

$$V4 \frac{3U_{\phi}}{x_{1c} + 2x_{0c}};$$

$$V5 \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{x_{1c} + 2x_{0c}} ?$$

Q16 Яке реле призначене для сигналізації спрацьовування захисту електродвигуна від зниженої напруги джерела живлення:



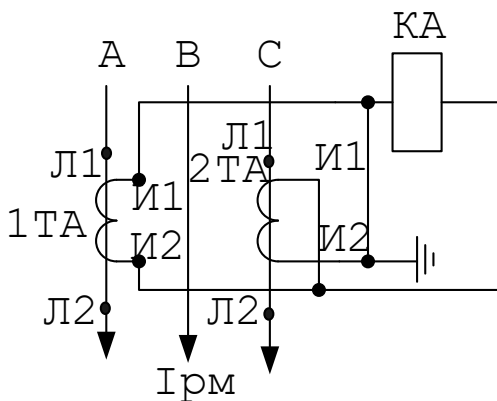
V1 3KH;
V2 2KH;

- V3 1КН;
- V4 УАТ;
- V5 4КН?

Q17 Як вплине на час спрацьовування збільшення струму понад вставку (незалежний елемент) в обмотці реле РТ-80:

- V1 зменшиться;
- V2 не зміниться;
- V3 збільшиться;
- V4 збільшиться пропорційно струму;
- V5 збільшиться пропорційно квадрату струму?

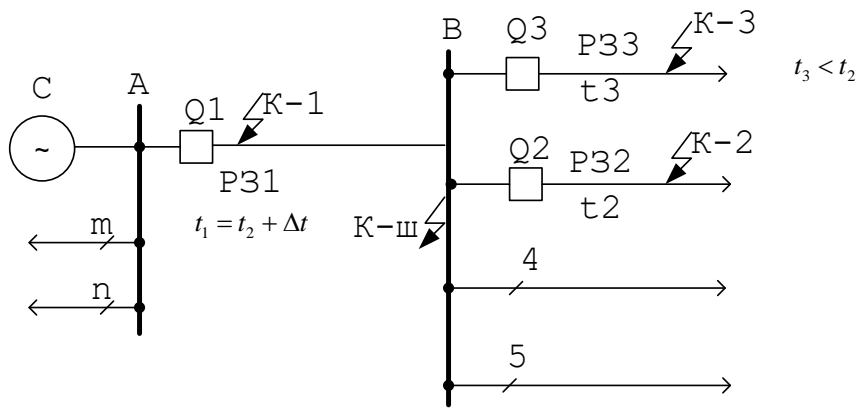
Q18 Визначити струм у реле КА захисту, виконаного одним реле, ввімкненим на різницю струмів двох фаз А і С, у режимі трифазного КЗ за умови $I^{(3)} = 6I_{рм}$ ($I_{рм}=80$ А):



$$K_{1TA} = K_{2TA} = \frac{100}{5}$$

- V1 $8\sqrt{3}$ А;
- V2 10 А;
- V3 $24\sqrt{3}$ А;
- V4 $4\sqrt{3}$ А;
- V5 30 А.

Q19 Як вплине на значення коефіцієнта самозапуску $K_{сзп}$ при виборі струму спрацьовування максимального струмового захисту РЗ1, якщо замість захисту з обмеженою залежною характеристикою (РТ-80) встановити захист з незалежною характеристикою (РТ-40):

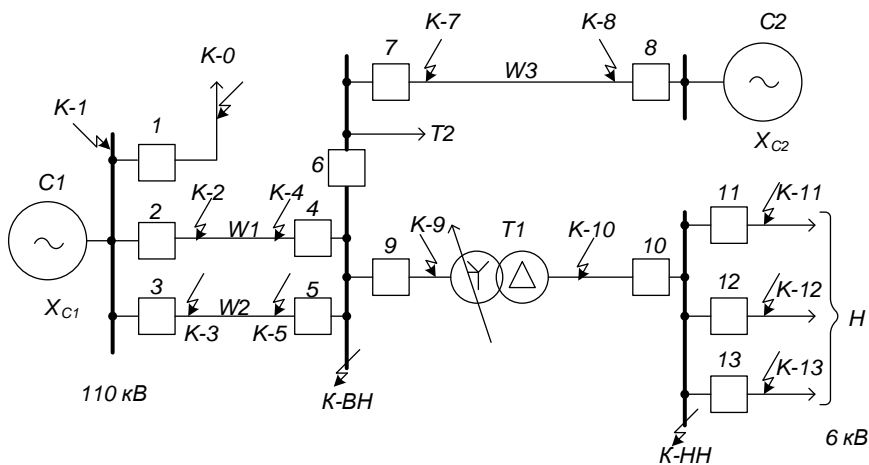


- V1 збільшиться;
- V2 зменшиться;
- V3 не вплине;
- V4 збільшиться пропорційно струму;
- V5 збільшиться пропорційно квадрату струму?

Q20 При виборі вставок опору спрацьовування триступінчастого дистанційного захисту для яких ступенів треба враховувати коефіцієнти струморозподілу:

- V1 для першого ступеня;
- V2 другого ступеня;
- V3 третього ступеня;
- V4 струмового відсічення;
- V5 визначення кута спрацьовування?

Q21 Як вплине на чутливість струмового відсічення лінії W1 зменшення опору системи C1:



- V1 збільшиться;
- V2 зменшиться;

V3 не вплине;

V4 збільшиться пропорційно струму;

V5 збільшиться пропорційно квадрату струму?

Q22 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при послідовному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/0,6:

V1 0,15...0,6 А;

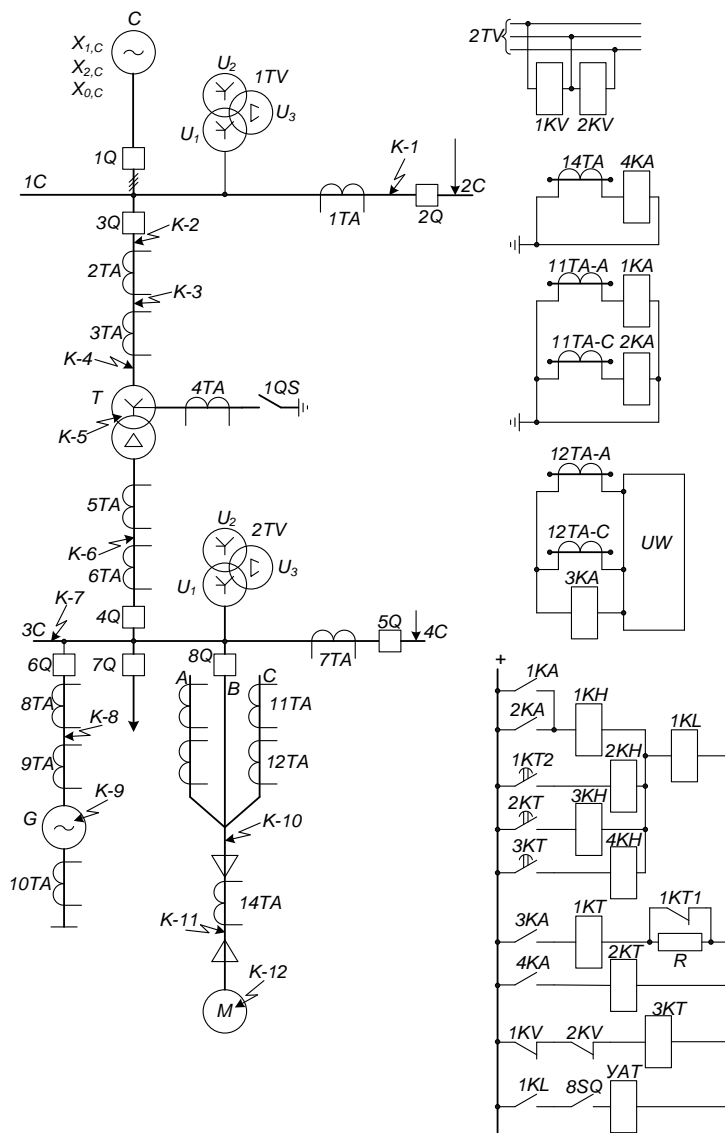
V2 0,15...0,3 А;

V3 0,3...0,6 А;

V4 0,6...40 А;

V5 0,15...40 А?

Q23 За якою формулою розраховується струм пошкодження для перевірки чутливості струмового відсічення трансформатора Т до двофазного КЗ в точці К-3:



$$V1 \frac{2\sqrt{3}U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c} + x_{0c}};$$

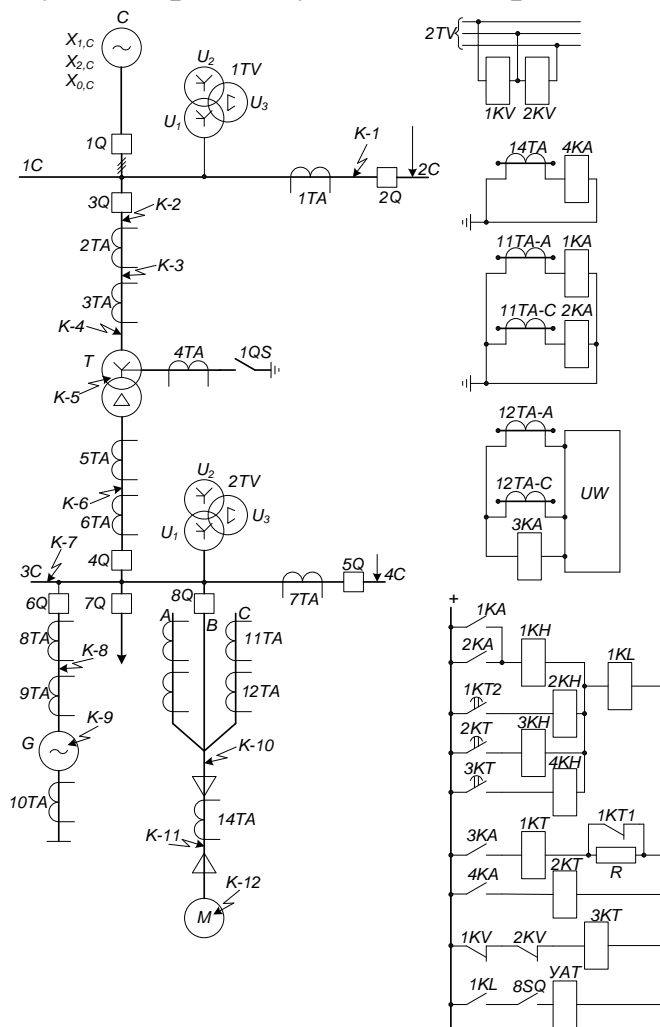
$$V2 \frac{3U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c} + x_{0c}};$$

$$V3 \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c} + x_{0c}};$$

$$V4 \frac{3U_{\phi}}{x_{1c} + 2x_{0c}};$$

$$V5 \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c}} ?$$

Q24 Яке реле призначене для сигналізації спрацьовування захисту електродвигуна від міжфазного КЗ:



V1 3KH;

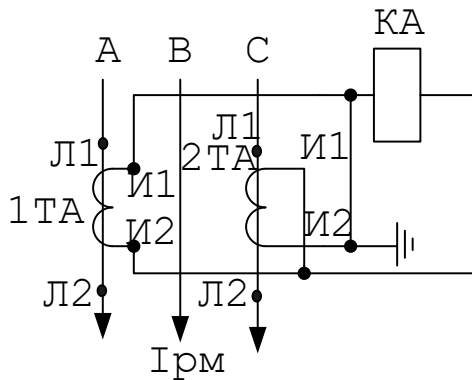
V2 2KH;

- V3 1кН;
- V4 УАТ;
- V5 4кН?

Q25 При якому струмі має спрацювати відсічення реле РТ-80, якщо на шкалі відсічення цифра 4, а вставка за струмом індукційного елемента 5 А:

- V1 4 А;
- V2 5 А;
- V3 10 А;
- V4 20 А;
- V5 30 А?

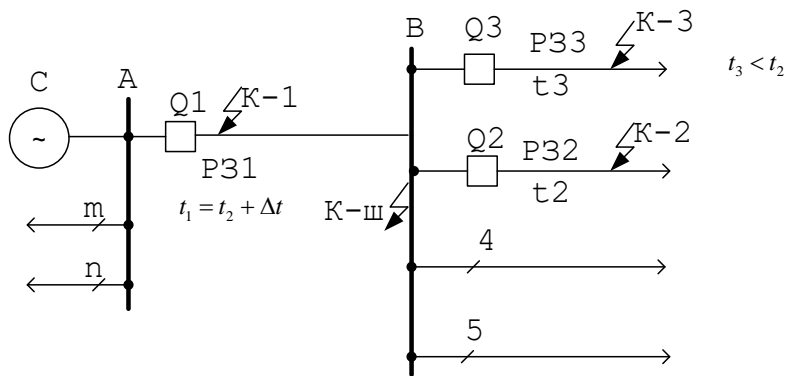
Q26 Визначити струм у реле КА захисту, виконаного одним реле, ввімкненим на різницю струмів двох фаз А і С, при переплутаних (при збиранні) з'єднаннях кінців вторинної обмотки трансформатора струму фази С в режимі максимального навантаження $I_{рм}=80$ А:



$$K_{1TA} = K_{2TA} = \frac{100}{5}$$

- V1 4 А;
- V2 8 А;
- V3 12 А;
- V4 16 А;
- V5 20 А.

Q27 За яким зовнішнім КЗ має вибиратися струм спрацювання струмового відсічення лінії АВ:

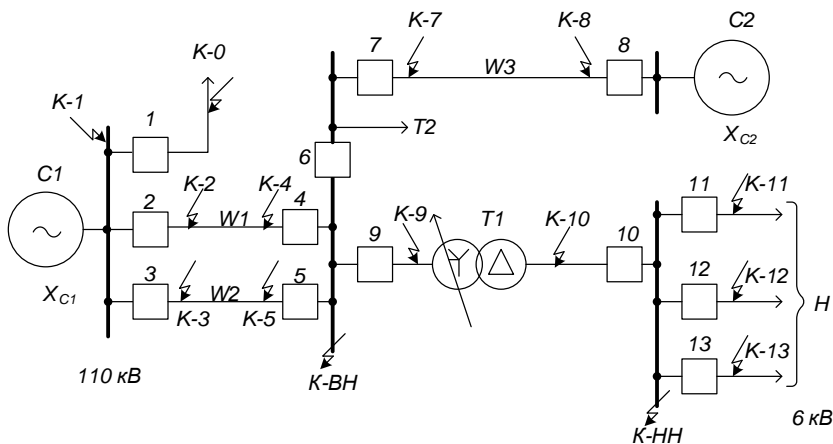


- V1 $I_{\text{макс}}^{(3)}$;
- V2 $I_{\text{мин}}^{(3)}$;
- V3 $I_{\text{макс}}^{(2)}$;
- V4 $I_{\text{мин}}^{(2)}$;
- V5 $I_{\text{макс}}^{(1)}$?

Q28 Як вплине перехідний опір дуги R_p на довжину захищених зон дистанційних захистів:

- V1 збільшиться;
- V2 зменшиться;
- V3 не вплине;
- V4 збільшиться пропорційно струму;
- V5 збільшиться пропорційно квадрату струму?

Q29 Як вплине на чутливість струмового відсічення лінії W2 зменшення опору системи C1:



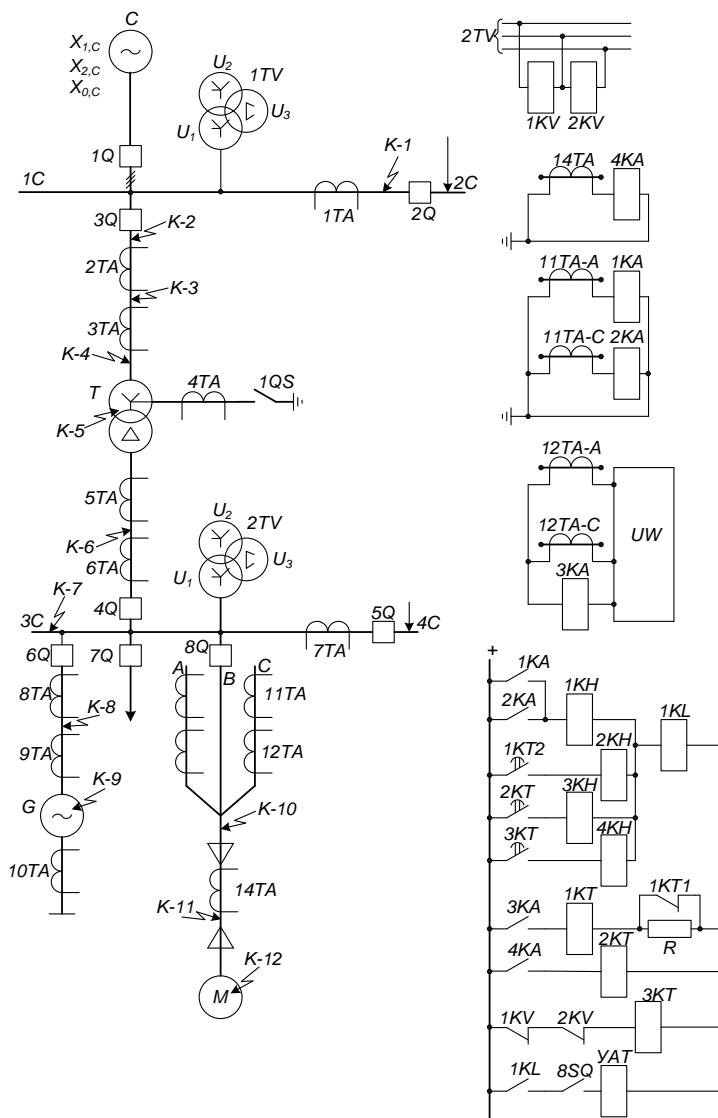
- V1 збільшиться;
- V2 зменшиться;
- V3 не вплине;

V4 збільшиться пропорційно струму;
 V5 збільшиться пропорційно квадрату струму?

Q30 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при послідовному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/10:

- V1 0,1...10 А;
- V2 2,5...5 А;
- V3 0,3...0,6 А;
- V4 0,6...40 А;
- V5 10...40 А?

Q31 За якою формулою розраховується струм пошкодження для перевірки чутливості струмового відсічення трансформатора Т до трифазного КЗ в точці К-3:



$$V1 \frac{2\sqrt{3}U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c} + x_{0c}};$$

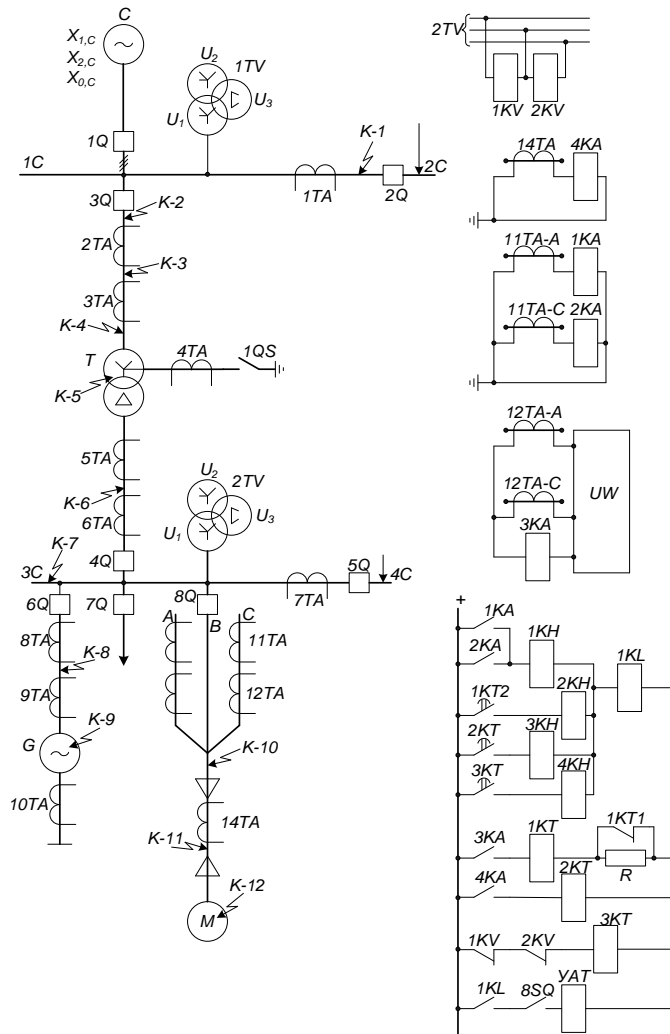
$$V2 \frac{3U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c} + x_{0c}};$$

$$V3 \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{x_{1c} + x_{2c} + x_{0c}};$$

$$V4 \frac{3U_{\phi}}{x_{1c} + 2x_{0c}};$$

$$V5 \frac{U_{\phi}}{x_{1c}} ?$$

Q32 Яке реле призначене для сигналізації спрацьовування захисту електродвигуна від замикання на землю:



V1 3KH;

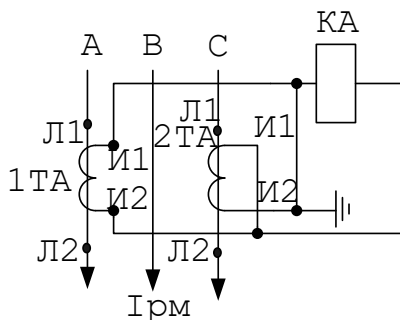
V2 2KH;

- V3 1КН;
- V4 УАТ;
- V5 4КН?

Q33 У якому стані будуть знаходитися диск, черв'як і сектор, якщо вставка за струмом індукційного елемента 6 А, а в обмотці реле РТ-80 струму 8 А:

- V1 диск обертається, черв'як і сектор не зчеплені;
- V2 диск обертається, черв'як і сектор у зачепленні;
- V3 диск не обертається, черв'як і сектор у зачепленні;
- V4 диск не обертається, черв'як і сектор не зчеплені;
- V5 диск не обертається?

Q34 Визначити струм у реле КА захисту, виконаного одним реле, включеним на різницю струмів двох фаз А і С, при переплутаних (при збиранні) з'єднаннях кінців вторинної обмотки трансформатора струму фази С в режимі двофазного КЗ фаз А і С за умови $I_{AC}^{(2)} = 5I_{pm}$ ($I=80$ А):



$$K_{1TA} = K_{2TA} = \frac{100}{5}$$

- V1 0 А;
- V2 4 А;
- V3 8 А;
- V4 12 А;
- V5 16 А.

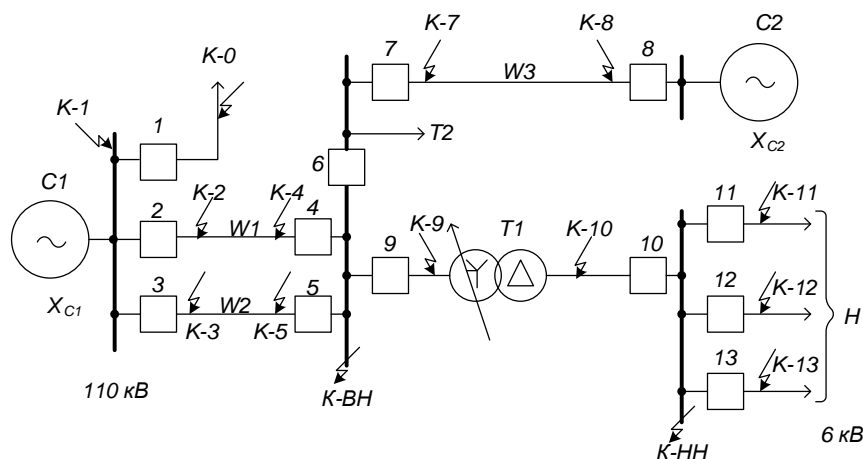
Q35 Який номінал напруги оперативного живлення релейного захисту:

- V1 110 А;
- V2 220 А;
- V3 220 В;
- V4 220 Вар;
- V5 220 ВА?

Q36 Який із захистів зі ступінчастими характеристиками витримки часу в загальному випадку має велику довжину першої зони, що захищається:

- V1 дистанційний захист;
- V2 струмовий захист;
- V3 струмовий направлений захист;
- V4 захист від коливань;
- V5 захист мінімальної напруги?

Q37 Як вплине на чутливість струмового відсічення лінії W1 вимкнення лінії W2:



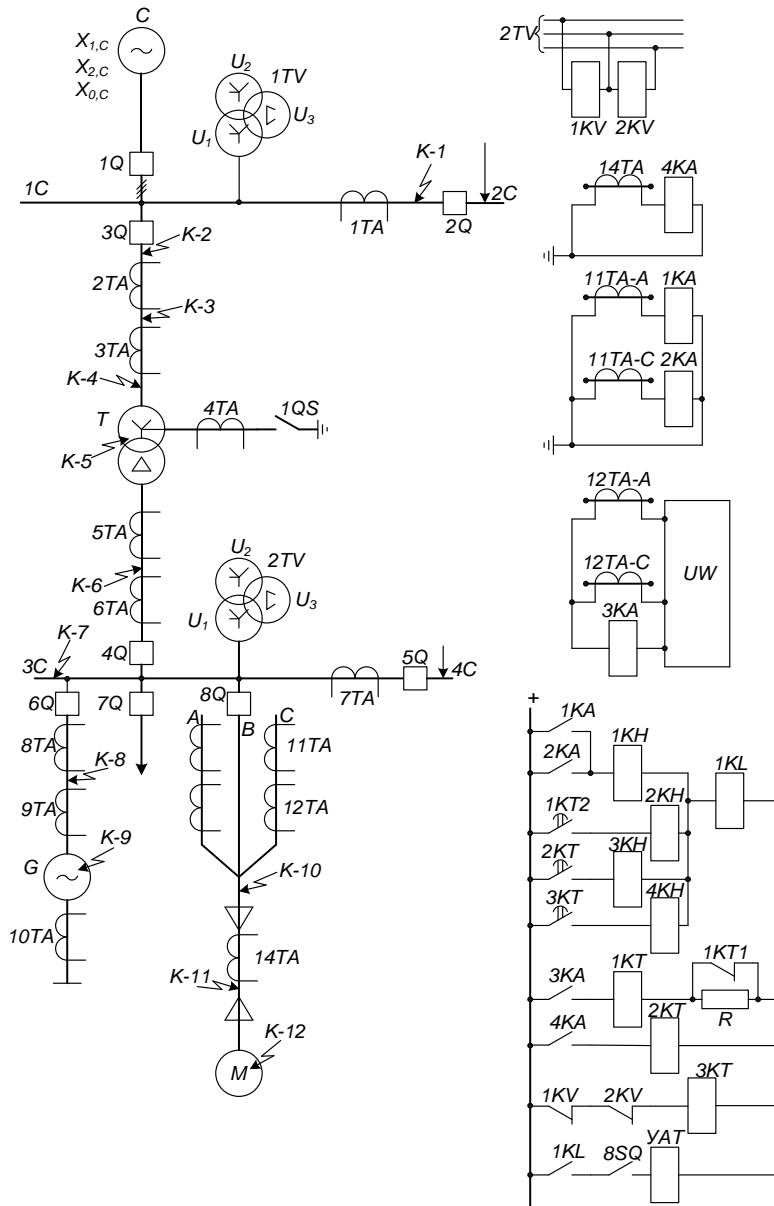
- V1 збільшиться;
- V2 зменшиться;
- V3 не вплине;
- V4 збільшиться пропорційно струму;
- V5 збільшиться пропорційно квадрату струму?

Q38 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при послідовному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/20

- V1 1...10 А;
- V2 5...10 А;
- V3 2...20 А;
- V4 20...40 А;
- V5 10...40 А?

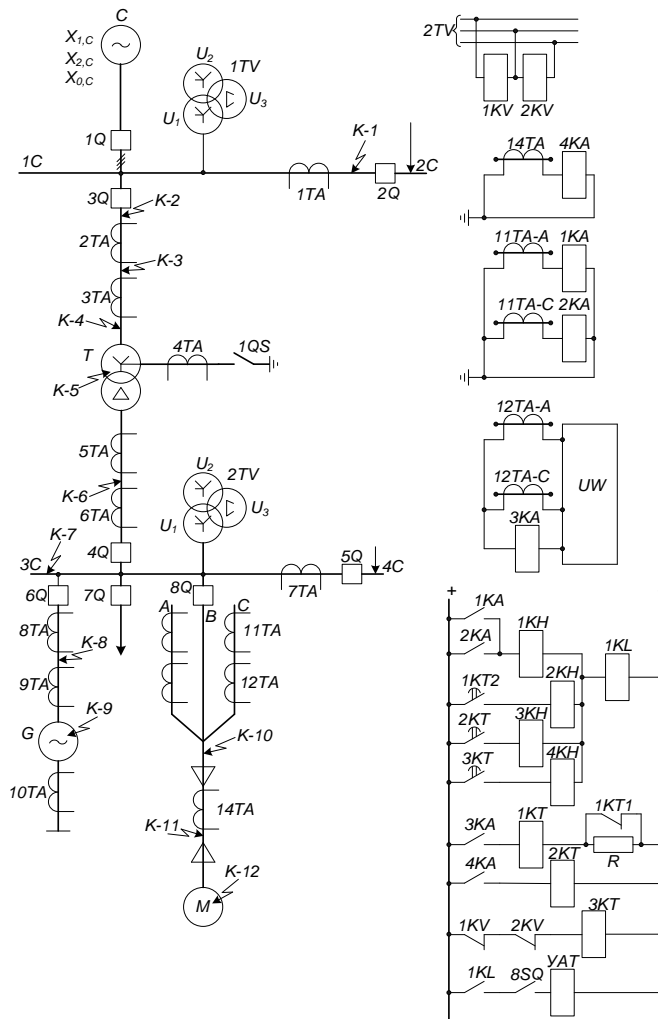
Q39 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ на боці вищої напруги ($K_{сзп} = 1,34$; $K_{в} = 0,8$) за умовою неспрацьовування

після вимкнення близького зовнішнього КЗ в точці К-10 для трансформатора Т типу ТМН-2500/110 ($U_{ВН} = 121 \text{ кВ}$; $U_{НН} = 6,3 \text{ кВ}$):



- V1 10...20 A;
- V2 20...30 A;
- V3 30...40 A;
- V4 40...50 A;
- V5 50...60 A.

Q40 Вказати вимірювальні органи, що контролюють стан захищеного електродвигуна М, при перевантаженнях:

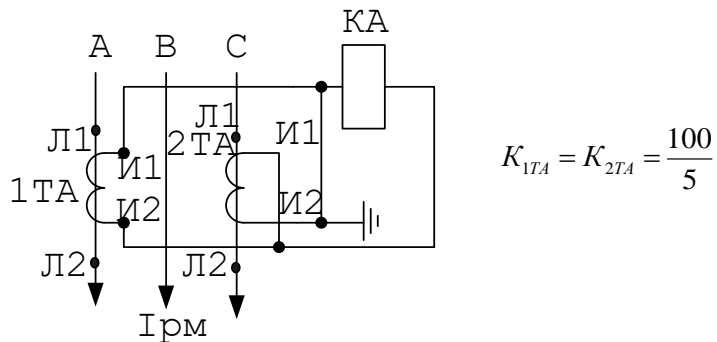


- V1 3KA;
- V2 2KH;
- V3 1KH;
- V4 YAT;
- V5 4KH.

Q41 При якому струмі час спрацьовування відповідатиме цифрам на шкалі часу типу РТ-80 (90), якщо вставка за струмом спрацьовування індуктивного елемента 4А:

- V1 20 А;
- V2 10 А;
- V3 30 А;
- V4 4 А;
- V5 40 А?

Q42 Визначити струм у реле КА захисту, виконаного одним реле, включеним на різницю струмів двох фаз А і С, при переплутаних (при збиранні) з'єднаннях кінців вторинної обмотки трансформатора струму фази С в режимі трифазного КЗ за умови $I^{(3)} = 6I_{рм}$ ($I_{рм}=80$ А):

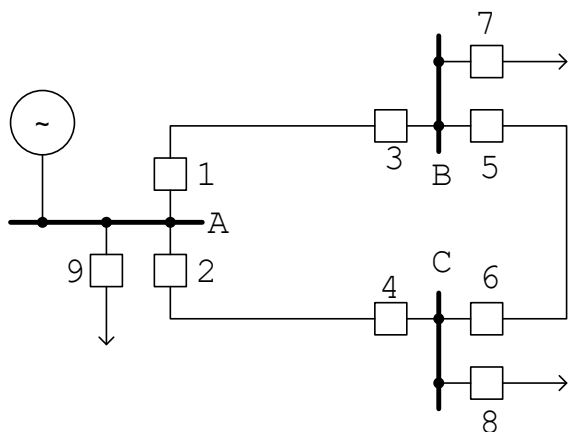


- V1 4 А;
- V2 8 А;
- V3 12 А;
- V4 16 А;
- V5 24 А.

Q43 Як вплине перехідний опір дуги $Rп$ на довжину зон дистанційного захисту:

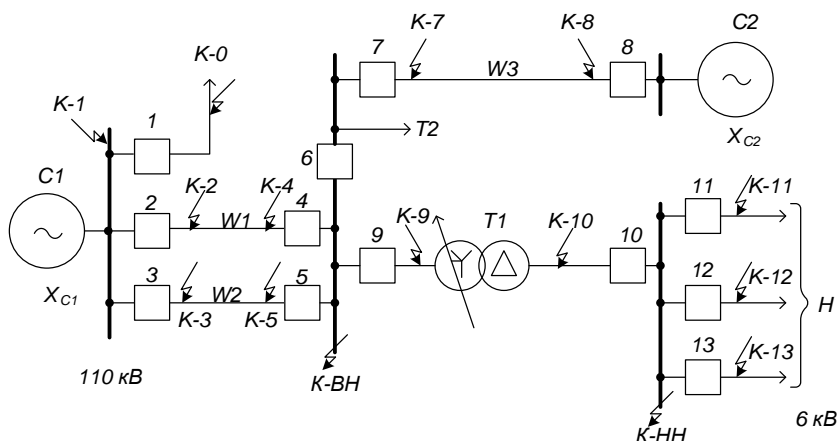
- V1 зменшується;
- V2 не впливає;
- V3 збільшується;
- V4 збільшується пропорційно напруги;
- V5 збільшується пропорційно квадрату напруги?

Q44 Кільцева мережа з одним джерелом живлення має струмовий направлений захист. Які захисти можуть подіяти на вимкнення при КЗ на ділянці АВ в зоні каскадної дії захисту 3, якщо не було виконано узгодження струмів спрацьовування захистів за чутливістю, при таких заданих витримках часу захистів: $t_1=2,5$ с; $t_2=2,5$ с; $t_3=0,1$ с; $t_4=0,1$ с; $t_5=1,5$ с; $t_6=1$ с:



- V1 1 i 6;
- V2 1 i 3;
- V3 1 i 5;
- V4 1 i 2;
- V5 5 i 6?

Q45 Як вплине на чутливість струмового відсічення лінії W2 вимкнення лінії W1:



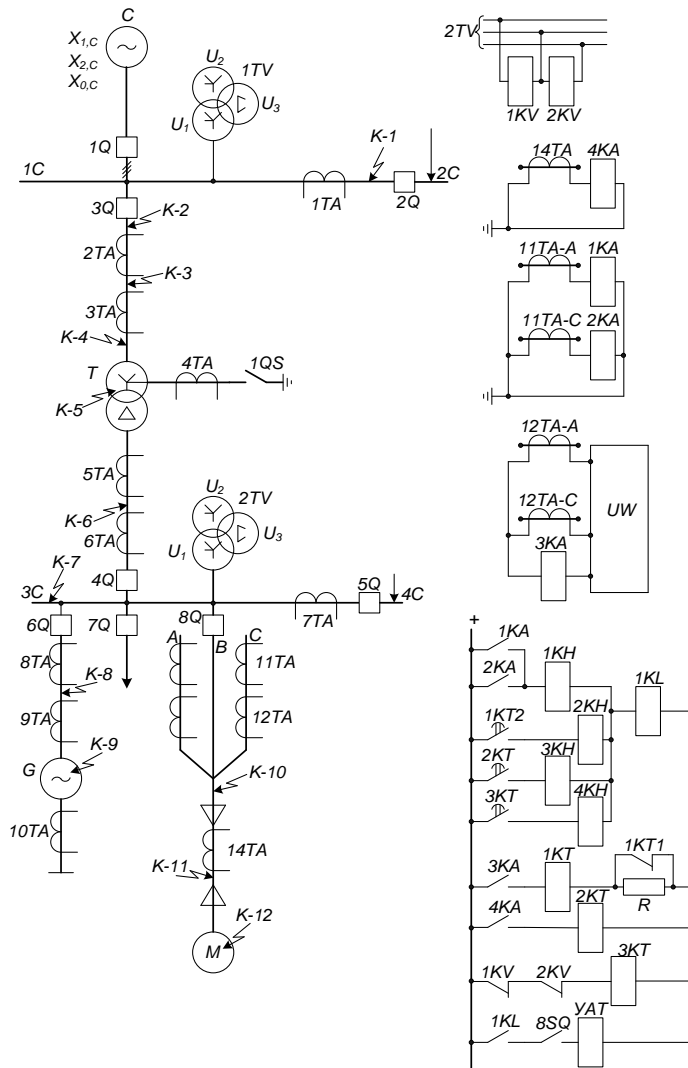
- V1 збільшиться;
- V2 зменшиться;
- V3 не вплине;
- V4 збільшиться пропорційно струму;
- V5 збільшиться пропорційно квадрату струму?

Q46 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при послідовному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/50:

- V1 10...50 А;
- V2 12,5...25 А;

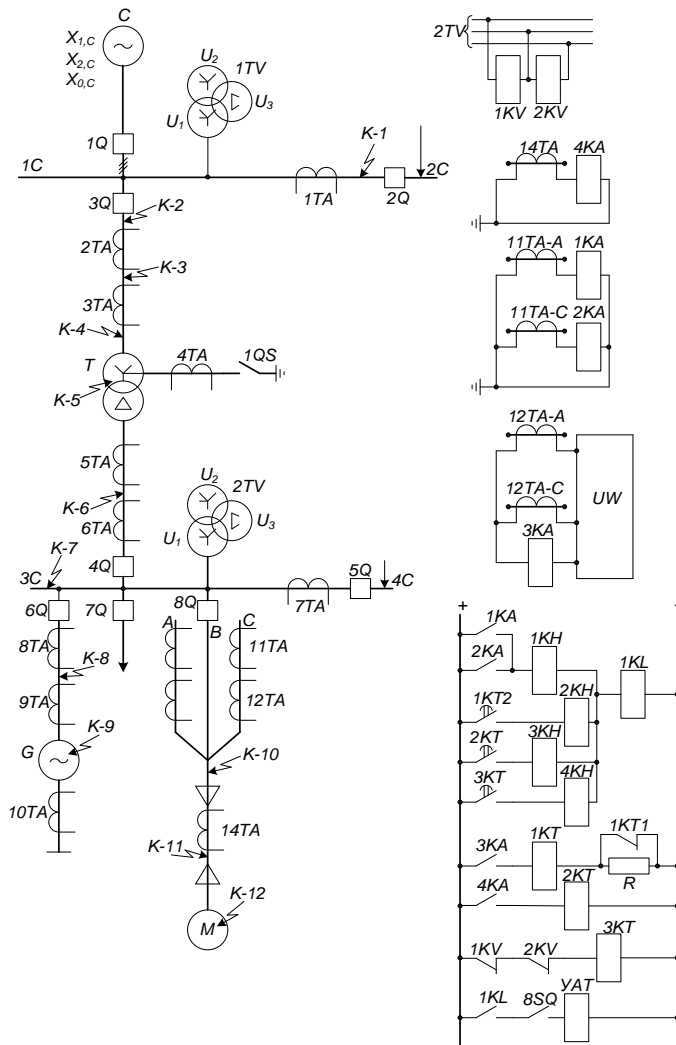
V3 2...40 A;
 V4 40...50 A;
 V5 5...25 A?

Q47 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ на боці вищої напруги ($K_{сзп} = 1,34$; $K_{в} = 0,8$) за умови неспрацьовування після вимкнення близького зовнішнього КЗ в точці К-10 для трансформатора Т типу ТМН-4000/110 ($U_{вн} = 121$ кВ; $U_{нн} = 6,3$ кВ):



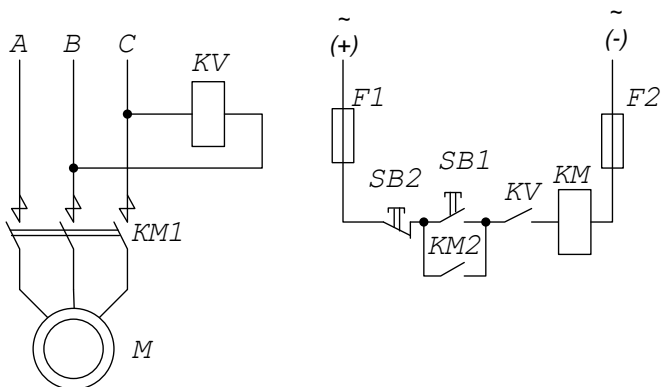
V1 10...20 A;
 V2 36...40 A;
 V3 30...40 A;
 V4 40...50 A;
 V5 50...60 A.

Q48 Вказати вимірювальні органи, що контролюють стан захищеного електродвигуна М, при зниженні напруги на секції 3С:



- V1 1KV;
- V2 2KH;
- V3 1KH;
- V4 YAT;
- V5 4KH.

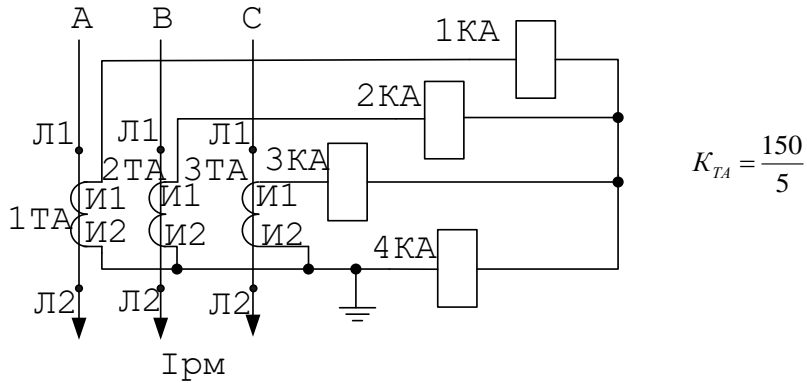
Q49 Який захист електродвигуна:



- V1 максимальний струмовий захист;
- V2 захист від втрати живлення;

- V3 захист максимальної напруги;
- V4 захист мінімального струму;
- V5 частотний захист?

Q50 Визначити струм у реле 4 КА захисту, виконаного схемою повної зірки, у режимі максимального навантаження $I_{pm}=120$ А:

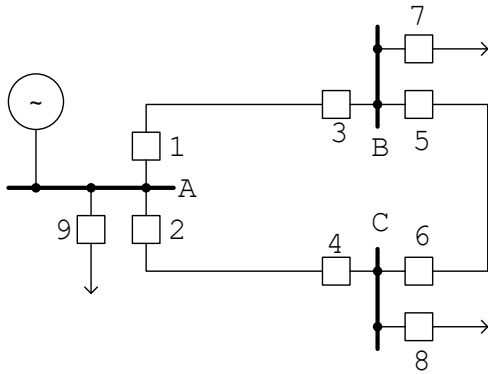


- V1 0 А;
- V2 4 А;
- V3 8 А;
- V4 12 А;
- V5 16 А.

Q51 Який із захистів із ступінчастими характеристиками витримки часу в загальному випадку має велику довжину першої зони, що захищається:

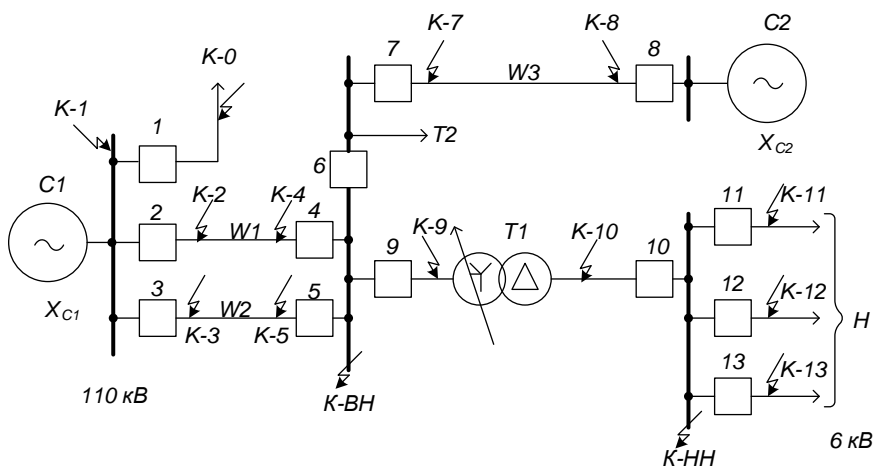
- V1 дистанційний захист;
- V2 струмовий захист;
- V3 струмовий направлений захист;
- V4 захист від мінімальної напруги;
- V5 газовий захист?

Q52 Кільцева мережа з одним джерелом живлення має струмовий направлений захист. З урахуванням витримок часу яких захистів має вибиратися витримка часу захисту б, що має орган напрямку потужності:



- V1 захист 7;
- V2 захисти 3 і 7;
- V3 захист 3;
- V4 захист 5;
- V5 захист 8?

Q53 Як вплине на захистоспроможність диференційного фазного струмового захисту з ВЧ блокуванням лінії W1 збільшення опору системи C1:



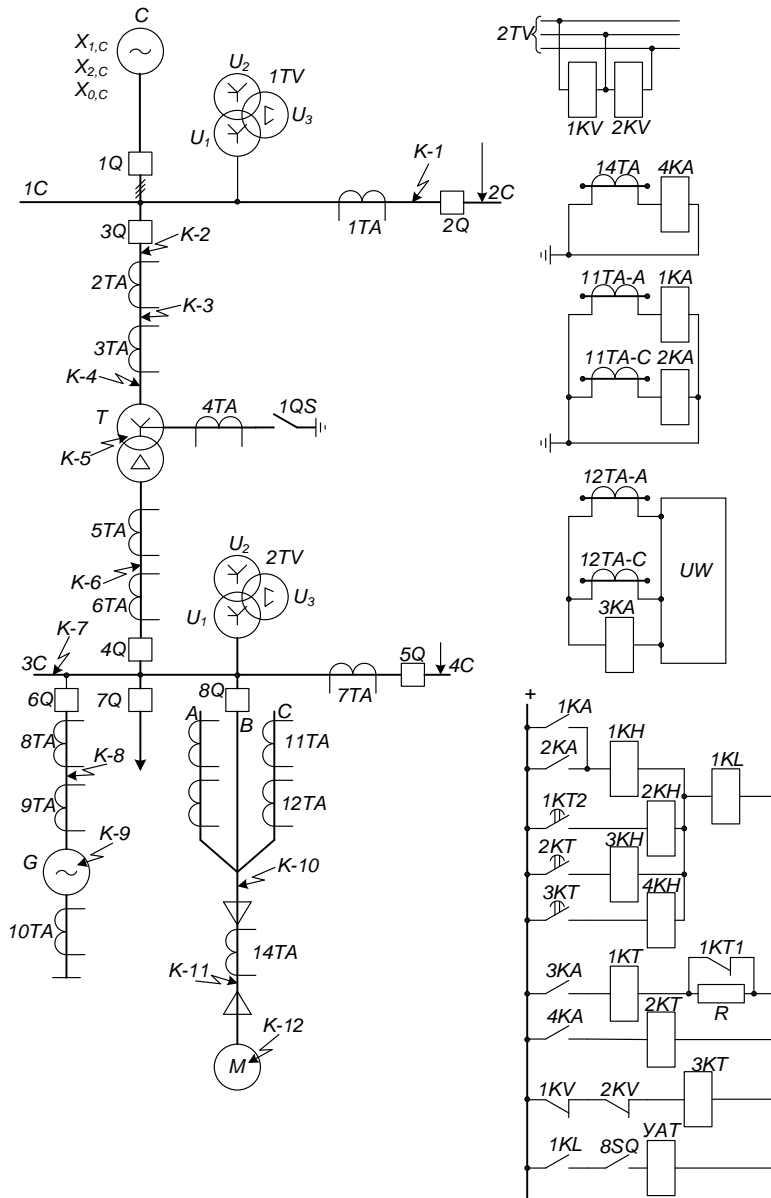
- V1 збільшить;
- V2 зменшить;
- V3 не вплине;
- V4 збільшить пропорційно струму;
- V5 збільшить пропорційно квадрату струму?

Q54 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при послідовному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/100:

- V1 20...50 А;
- V2 25...50 А;
- V3 4...10 А;

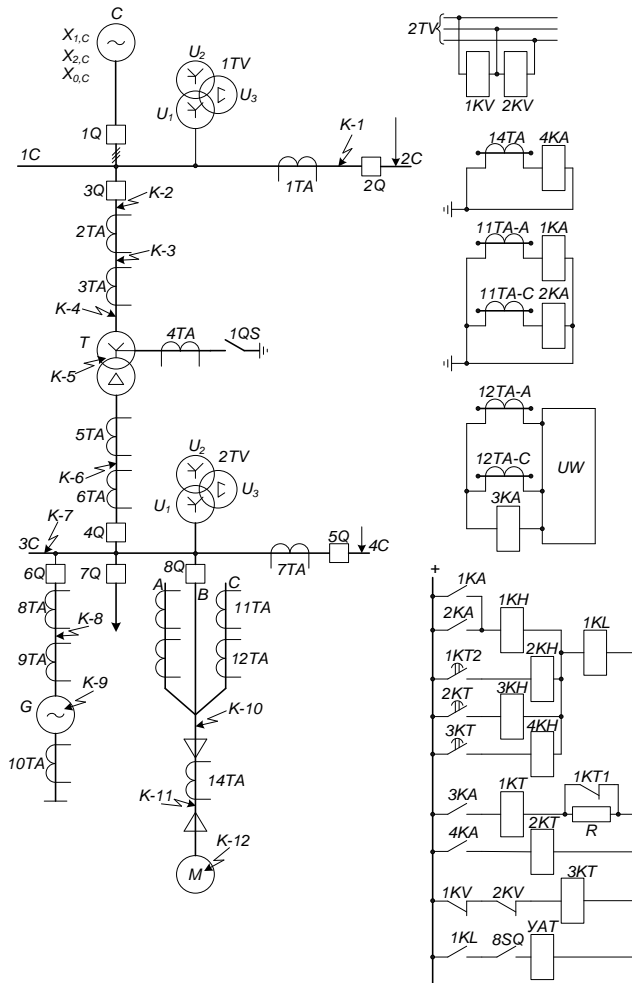
V4 40...100 A;
V5 10...25 A?

Q55 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ на боці вищої напруги ($K_{сзп} = 1,34$; $K_{в} = 0,8$) за умови неспрацьовування після вимкнення близького зовнішнього КЗ в точці К-10 для трансформатора Т типу ТМН-6300/110 ($U_{вн} = 121$ кВ; $U_{нн} = 6,3$ кВ):



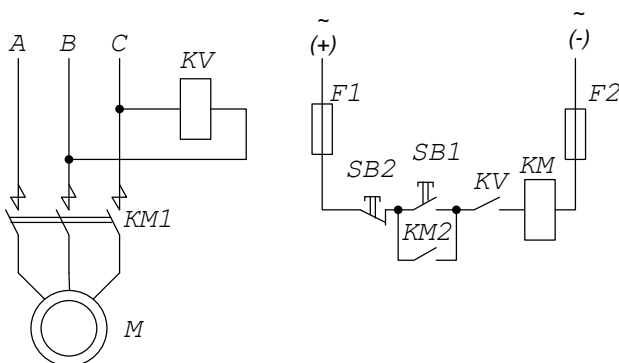
V1 30...50 A;
V2 58...62 A;
V3 40...100 A;
V4 20...100 A;
V5 5...25 A.

Q56 Вказати вимірювальні органи, що контролюють стан захищеного електродвигуна М, при вимиканні вимикача 4Q газвим захистом трансформатора Т:



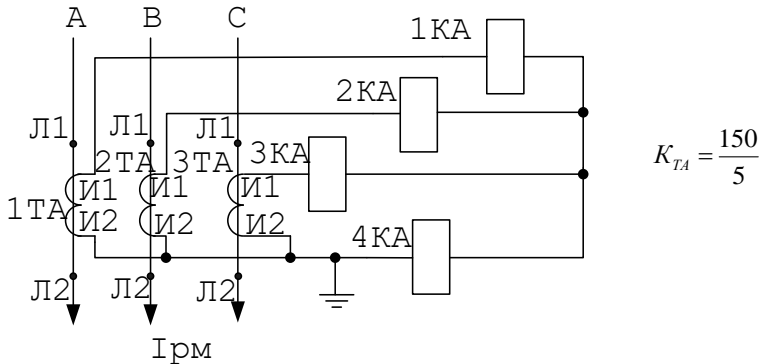
- V1 2KV;
- V2 2KH;
- V3 1KH;
- V4 YAT;
- V5 1KV.

Q57 Для чого потрібні при захисті електродвигуна від втрати живлення запобіжники F1 та F2:



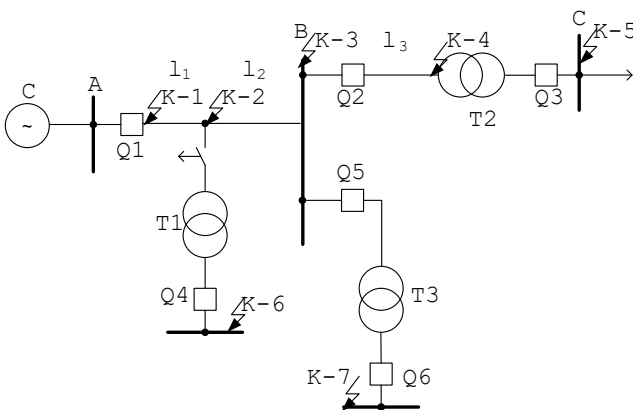
- V1 для захисту від перевантаження;
- V2 захисту від замикання фаз АВ;
- V3 захисту від замикання фаз СА;
- V4 захисту від підвищення напруги;
- V5 захисту від втрати живлення?

Q58 Визначити струм у реле 4 КА захисту, виконаного схемою повної зірки, у режимі двофазного КЗ фаз А і С, $I^{(2)} = 600$ А:



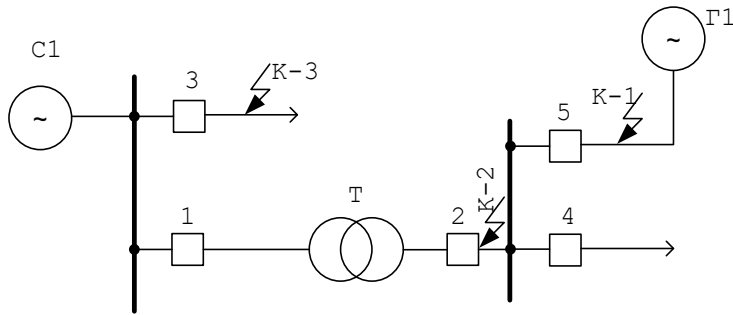
- V1 10 А;
- V2 20 А;
- V3 8 А;
- V4 40 А;
- V5 0 А.

Q59 Яка точка КЗ приймається за розрахункову при виборі вставки першого ступеня дистанційного захисту блока лінія 1 – трансформатор Т2:



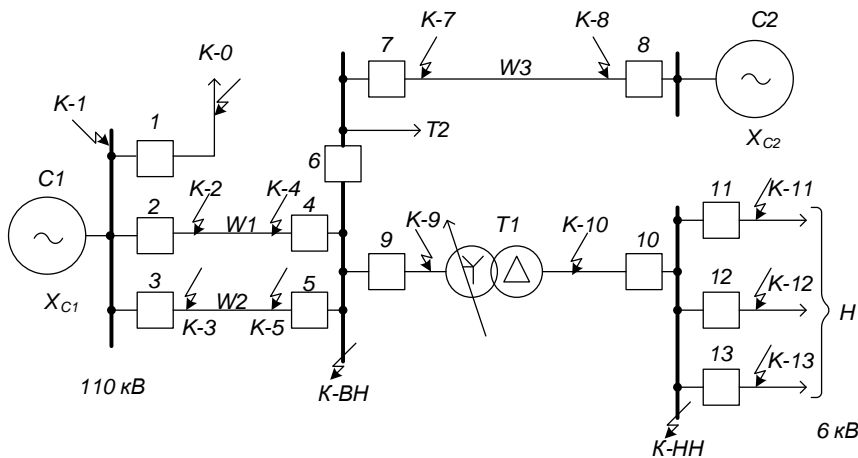
- V1 К-3;
- V2 К-4;
- V3 К-5;
- V4 К-1;
- V5 К-2?

Q60 У якому випадку після ліквідації КЗ може бути більше стрибок струму намагнічування в трансформаторі:



- V1 при К-1;
- V2 К-2;
- V3 К-3;
- V4 К-1 та К-2;
- V5 вмиканні вимикача 4?

Q61 Як вплине на захистоспроможність диференційного фазного струмового захисту з ВЧ блокуванням лінії W2 збільшення опору системи C1:



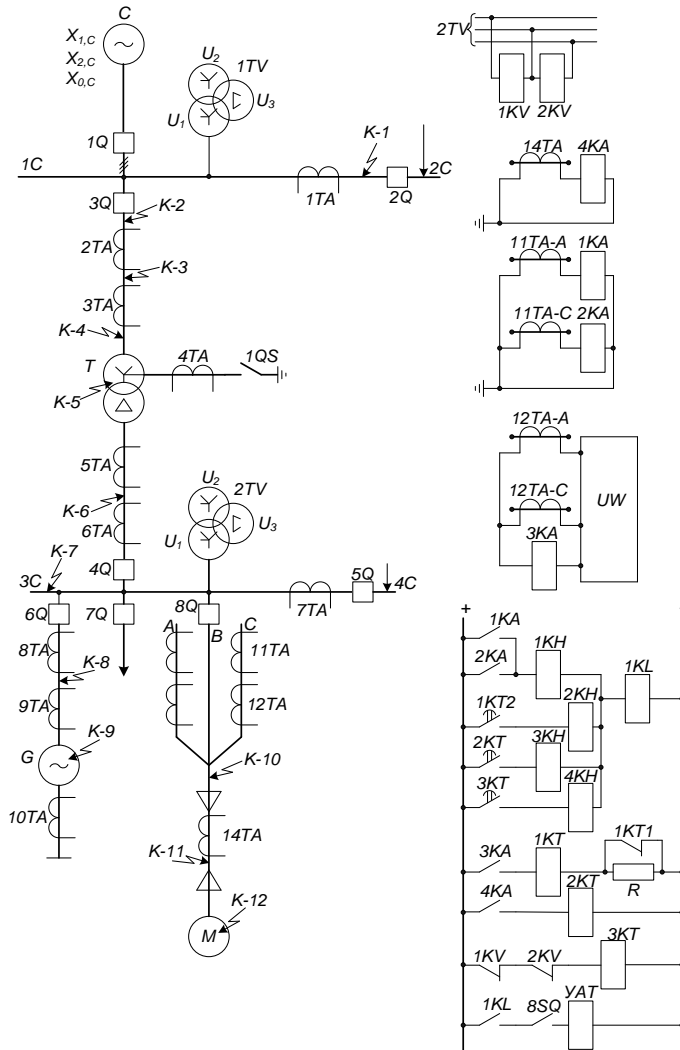
- V1 збільшить;
- V2 зменшить;
- V3 не вплине;
- V4 збільшить пропорційно струму;
- V5 збільшить пропорційно квадрату струму?

Q62 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при послідовному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/200:

- V1 20...50 А;
- V2 50...100 А;

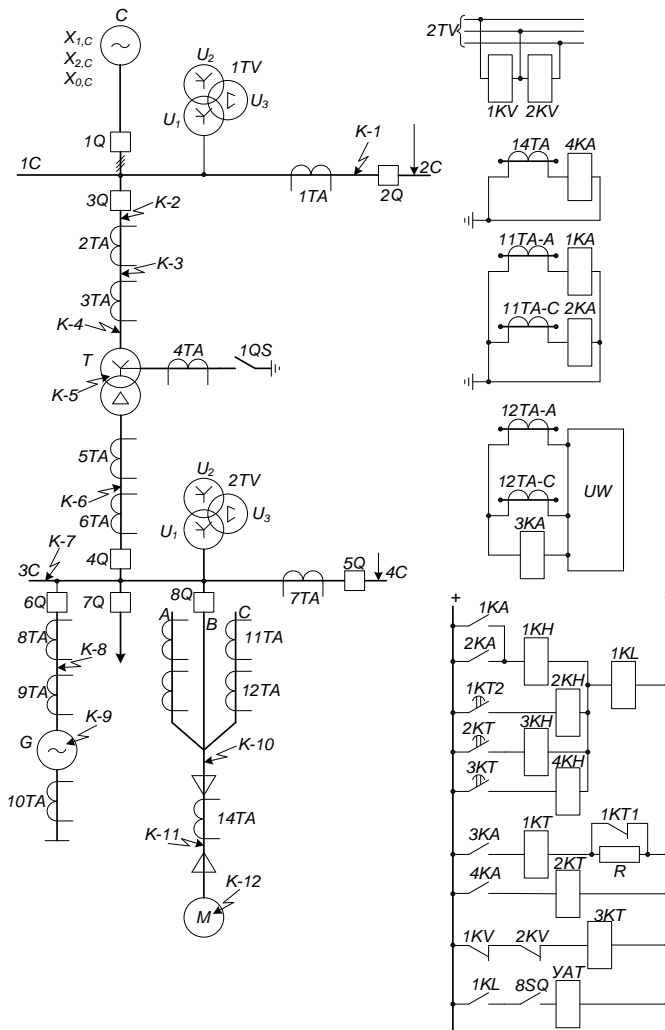
- V3 4...10 A;
- V4 40...100 A;
- V5 40...200 A?

Q63 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ на боці вищої напруги ($K_{сзп} = 1,34$; $K_{в} = 0,8$) за умови неспрацьовування після вимкнення близького зовнішнього КЗ в точці К-10 для трансформатора Т типу ТДН-10000/110 ($U_{вн} = 121$ кВ; $U_{нн} = 6,3$ кВ):



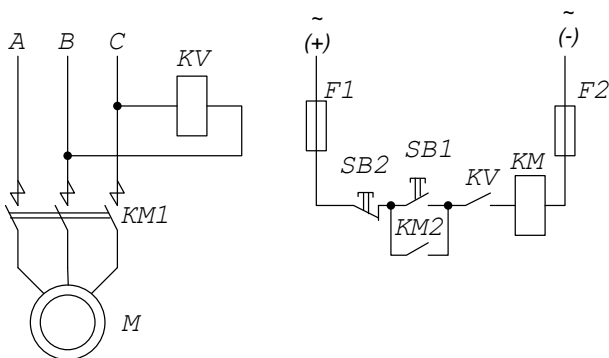
- V1 30...50 A;
- V2 92...100 A;
- V3 40...100 A;
- V4 20...100 A;
- V5 5...25 A.

Q64 Вказати вимірювальні органи, що контролюють стан захищеного електродвигуна М, при трифазних КЗ:



- V1 1KA;
- V2 2KH;
- V3 1KH;
- V4 YAT;
- V5 1KV.

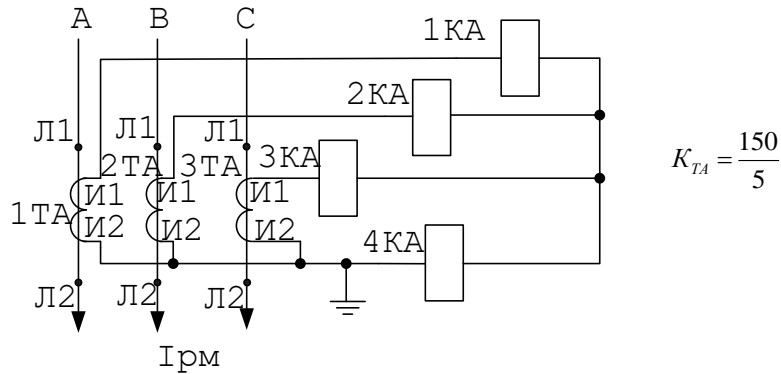
Q65 Вказати несправність у схемі, якщо при натисненні кнопки SB1 електродвигун запускається, а після завершення натиснення – зупиняється:



V1 обрив проводу в колі електродвигуна;

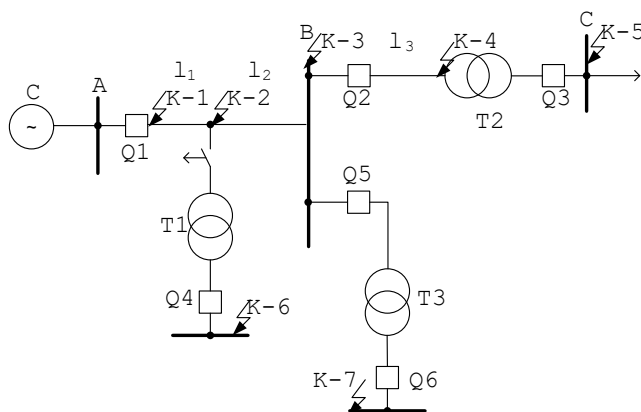
- V2 обрив проводу в колі котушки КМ;
- V3 до схеми не підключена напруга живлення;
- V4 кнопка SB2 розімкнена;
- V5 кнопка SB1 не зашунтована контактом КМ2.

Q66 Визначити струм у реле 4 КА захисту, виконаного схемою повної зірки, у режимі трифазного КЗ $I^{(3)} = 900 \text{ A}$:



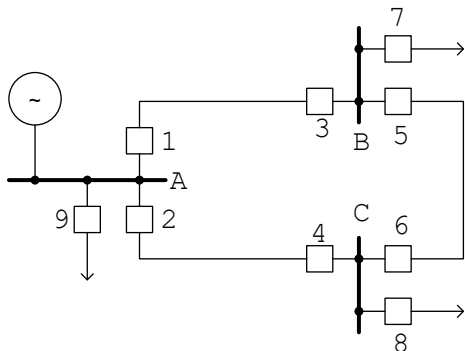
- V1 30 A;
- V2 0 A;
- V3 60 A;
- V4 20 A;
- V5 $30\sqrt{3}$.

Q67 Визначити, яка точка КЗ береться за розрахункову при виборі вставки першого ступеня дистанційного захисту лінії 11-12 при заданих опорах елементів: $Z_{Л1}=10 \text{ Ом}$; $Z_{Л2}=30 \text{ Ом}$; $Z_{Т1}=20 \text{ Ом}$; $Z_{Л3}=10 \text{ Ом}$:



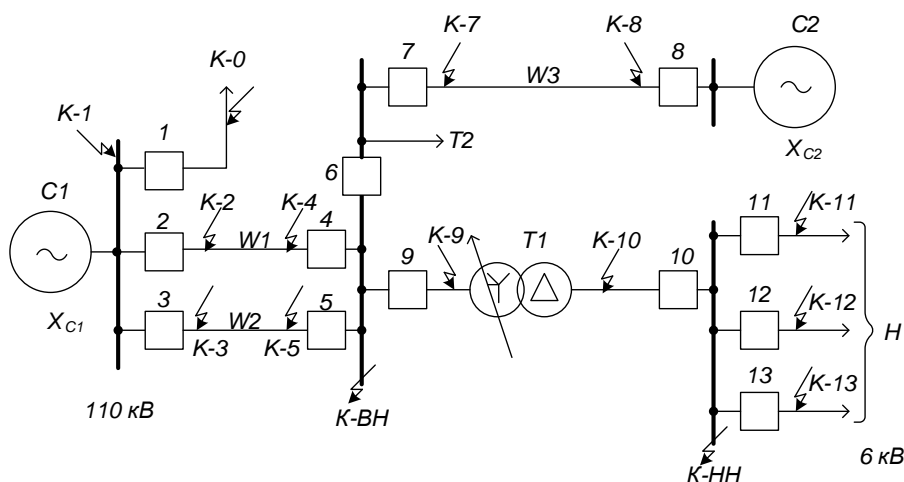
- V1 К-2;
- V2 К-3;
- V3 К-4;
- V4 К-5;
- V5 К-6.

Q68 Кільцева мережа з одним джерелом живлення має струмовий направлений захист. Які захисти можуть подіяти на вимкнення при КЗ на ділянці АВ в зоні каскадної дії захисту 3, якщо не було здійснено узгодження струмів спрацьовування захистів за чутливістю, при таких заданих витримках часу захистів: $t_1=2,5$ с; $t_2=2,5$ с; $t_3=0,1$ с; $t_4=0,1$ с; $t_5=1,5$ с; $t_6=1$ с:



- V1 7 і 6;
- V2 1 і 3;
- V3 1 і 5;
- V4 2 і 6;
- V5 2 і 5?

Q69 Як вплине на захистоспроможність диференційного фазного струмового захисту з ВЧ блокуванням лінії W1 вимкнення лінії W2 в результаті КЗ в К-3:

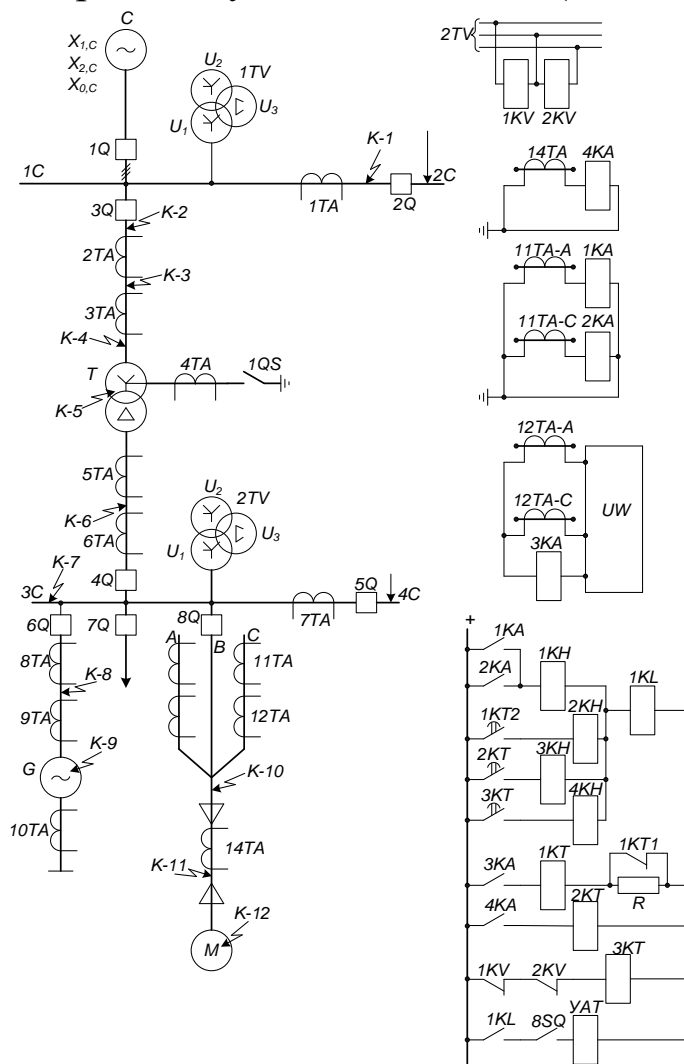


- V1 збільшує;
- V2 зменшує;
- V3 не вплине;
- V4 збільшує пропорційно струму;
- V5 збільшує пропорційно квадрату струму?

Q70 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при паралельному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/0,2:

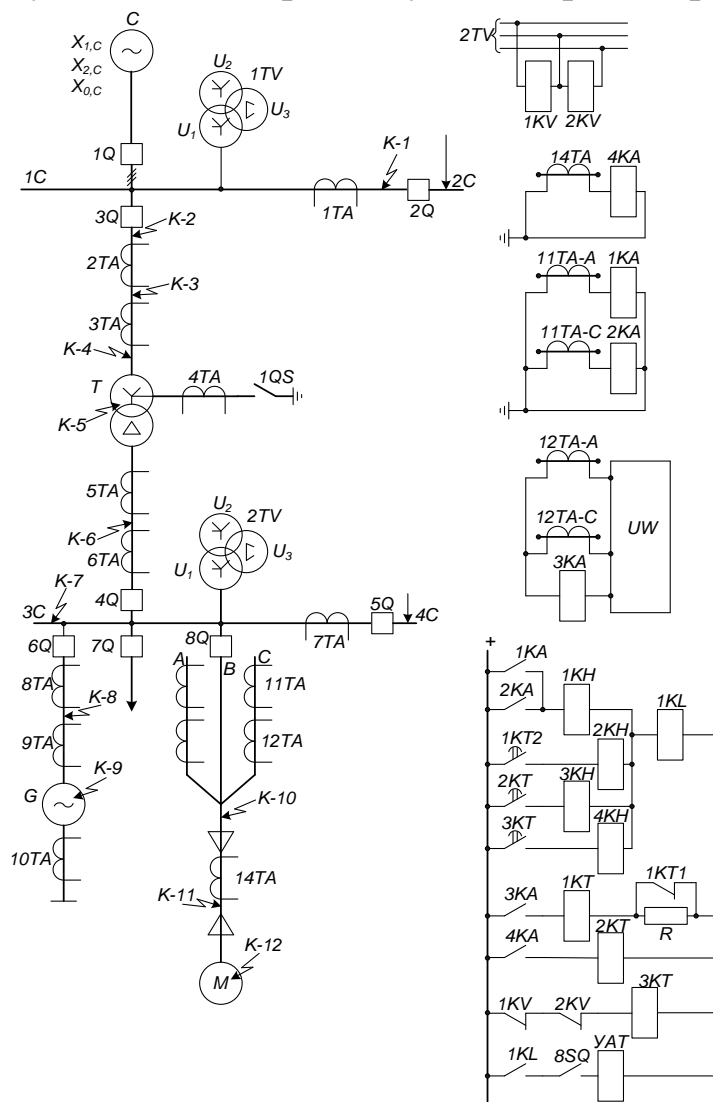
- V1 0,05...0,2 А;
- V2 0,1...0,2 А;
- V3 4...10 А;
- V4 0...0,2 А;
- V5 0,2...40 А?

Q71 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ на боці вищої напруги ($K_{сзп} = 1,34$; $K_{в} = 0,8$) за умови неспрацьовування після вимикання близького зовнішнього КЗ в точці К-10 для трансформатора Т типу ТДН-16000/110 ($U_{вн} = 121$ кВ; $U_{нн} = 6,3$ кВ):



- V1 30...50 А;
- V2 150...160 А;
- V3 40...100 А;
- V4 20...100 А;
- V5 5...25 А.

Q72 Вказати вимірювальні органи, що контролюють стан захищеного електродвигуна М, при двофазних КЗ фаз АВ:

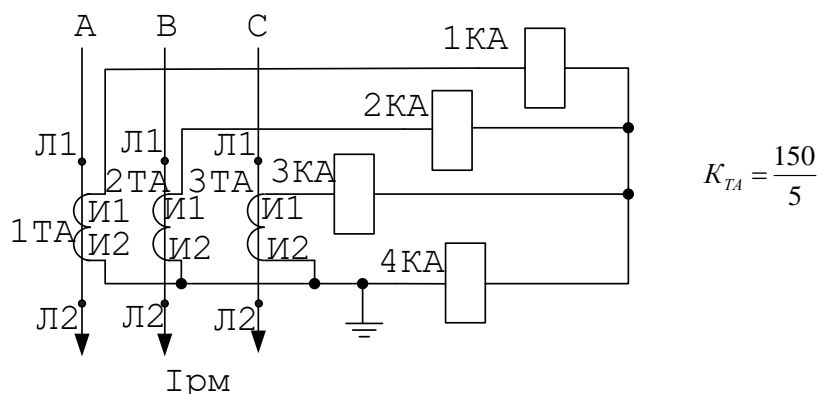


- V1 1KA;
- V2 2KH;
- V3 1KH;
- V4 YAT;
- V5 1KV.

Q73 Як впливає використання реле струму зі зниженим коефіцієнтом повернення на вибране значення струму спрацьовування максимального струмового захисту:

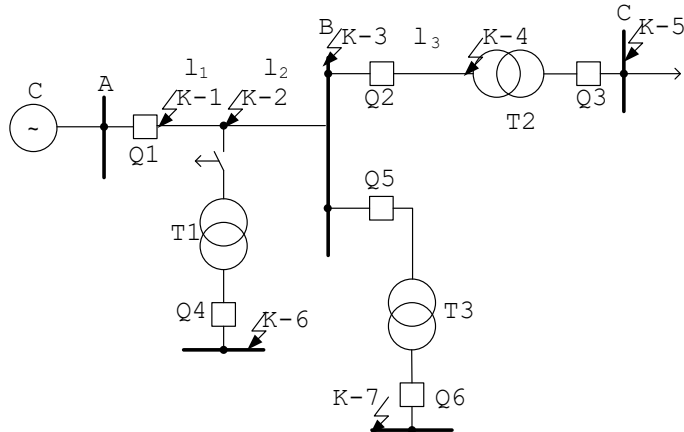
- V1 збільшує;
- V2 зменшує;
- V3 не вплине;
- V4 зменшує пропорційно струму;
- V5 зменшує пропорційно квадрату струму?

Q74 Визначити струм у реле 4 КА захисту, виконаного схемою повної зірки, при переплутаних з'єднаннях кінців вторинної обмотки трансформаторів струму фази С в режимі максимального навантаження $I_{рм}=120$ А:



- V1 0 А;
- V2 4 А;
- V3 8 А;
- V4 12 А;
- V5 16 А.

Q75 Визначити, яка точка КЗ береться за розрахункову при виборі вставки першого ступеня дистанційного захисту лінії 11-12 при заданих опорах елементів: $Z_{Л1}=10$ Ом; $Z_{Л2}=20$ Ом; $Z_{Т1}=50$ Ом:

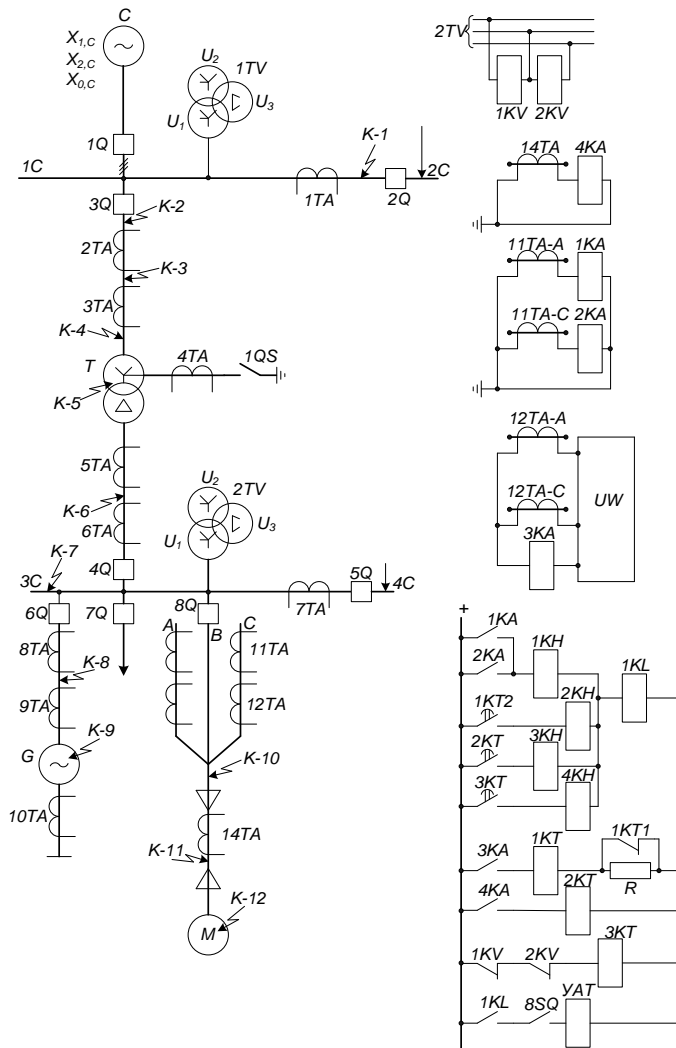


- V1 К-2;
- V2 К-3;
- V3 К-4;
- V4 К-5;
- V5 К-6.

Q76 Кільцева мережа з одним джерелом живлення має струмовий направлений захист. Які захисти можуть подіяти на вимкнення

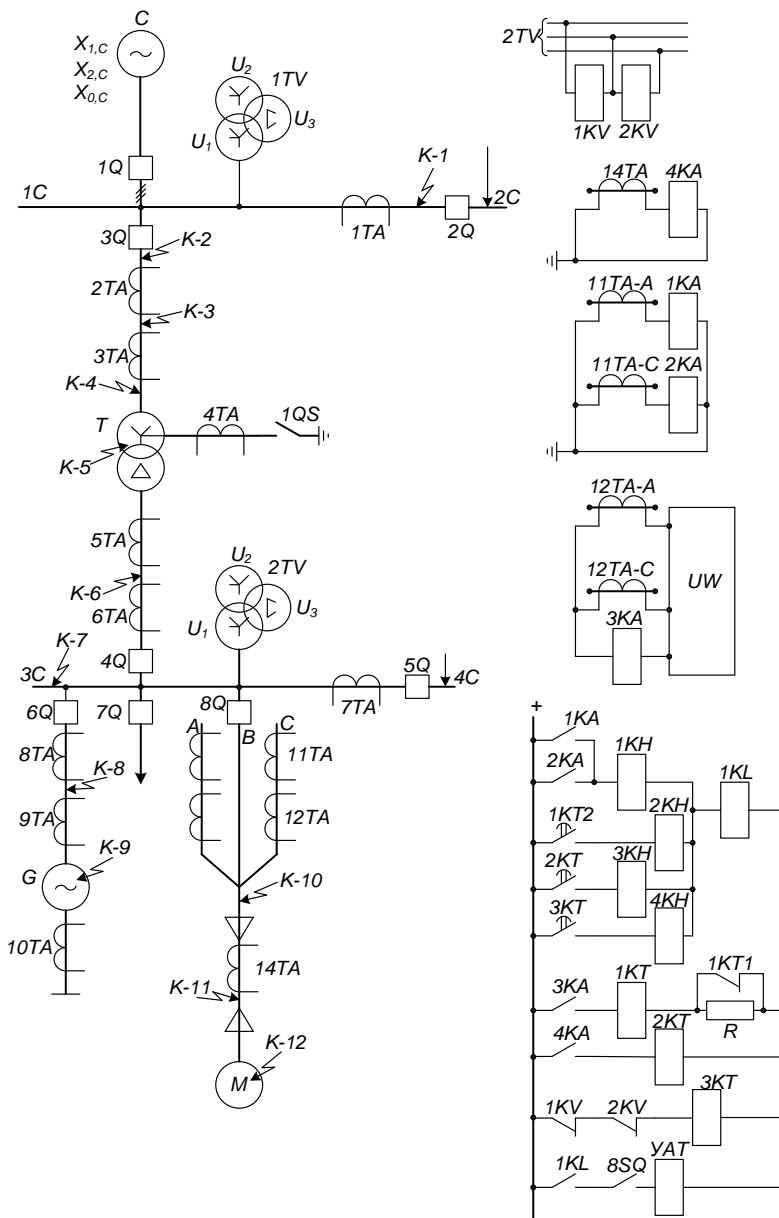
- V2 1...2 A;
- V3 4...10 A;
- V4 0...2 A;
- V5 2...40 A?

Q79 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ на боці вищої напруги ($K_{сзп} = 1,34$; $K_{в} = 0,8$) за умови неспрацьовування після вимкнення близького зовнішнього КЗ в точці К-10 для трансформатора Т типу ТДН-25000/110 ($U_{вн} = 121$ кВ; $U_{нн} = 6,3$ кВ):



- V1 30...50 A;
- V2 235...245 A;
- V3 10...100 A;
- V4 20...200 A;
- V5 5...25 A.

Q80 Вказати вимірювальні органи, що контролюють стан захищеного електродвигуна М, при двофазному КЗ фаз АС:

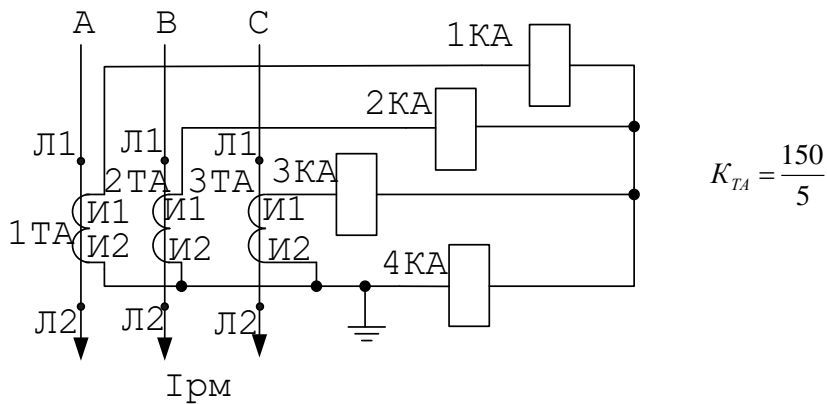


- V1 1KA, 2KA;
- V2 2KH;
- V3 1KH;
- V4 YAT;
- V5 1KV.

Q81 Як впливає використання реле струму зі зниженим коефіцієнтом повернення на чутливість захисту:

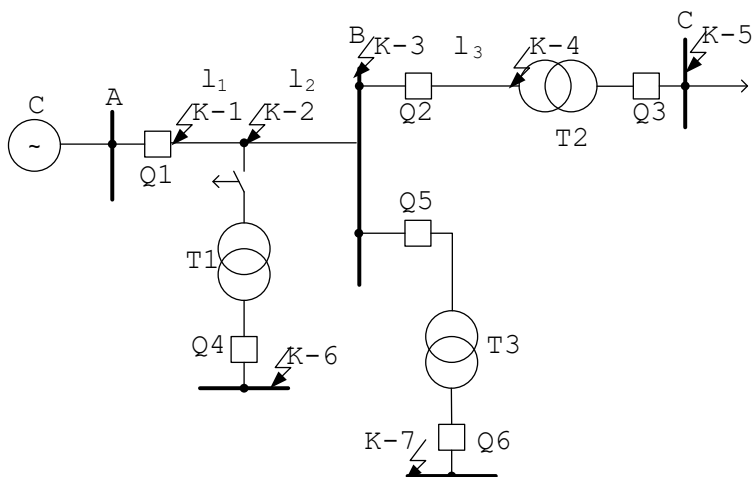
- V1 збільшує;
- V2 зменшує;
- V3 не вплине;
- V4 зменшує пропорційно струму;
- V5 зменшує пропорційно квадрату струму?

Q82 Визначити струм у реле 4 КА захисту, виконаного схемою повної зірки, при переплутаних з'єднаннях кінців вторинної обмотки трансформаторів струму фази С в режимі двофазного КЗ $I_{ac}^{(2)} = 600 \text{ A}$:



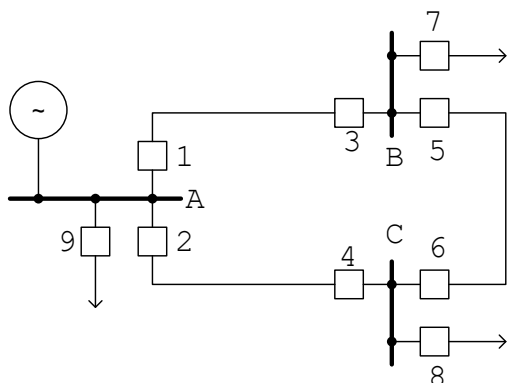
- V1 10 A;
- V2 20 A;
- V3 8 A;
- V4 40 A;
- V5 0 A.

Q83 Визначити, яка точка КЗ має прийматися за розрахункову при виборі вставки другого ступеня дистанційного захисту лінії 11-12 при заданих опорах елементів: $Z_{Л1-Л2}=10 \text{ Ом}$; $Z_{Л3-Т2}=10 \text{ Ом}$; $Z_{Т3}=40 \text{ Ом}$:



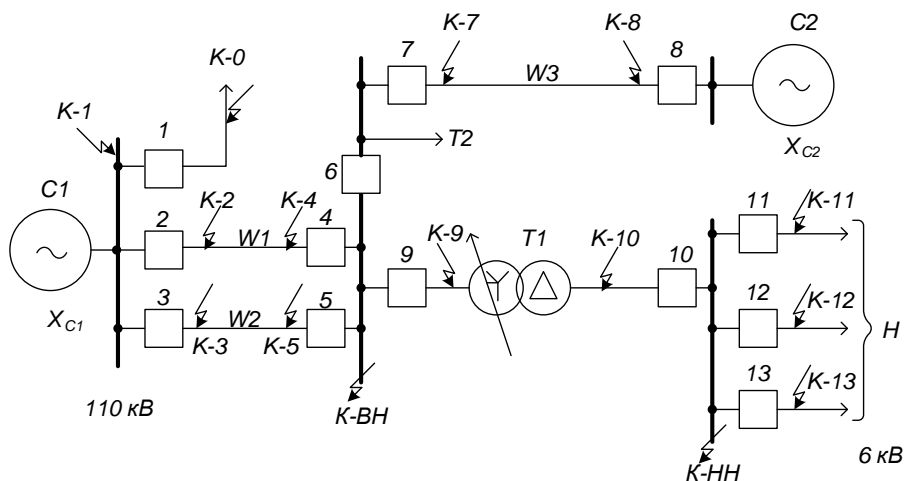
- V1 К-3;
- V2 К-4;
- V3 К-5;
- V4 К-7;
- V5 К-1.

Q84 Кільцева мережа з одним джерелом живлення має струмовий направлений захист. З урахуванням витримок часу яких захистів має вибиратися витримка часу захисту б, що має орган напрямку потужності:



- V1 захисту 7;
- V2 захистів 3 і 7;
- V3 захисту 3;
- V4 захисту 5;
- V5 захисту 8?

Q85 Як впливає збільшення вставки струмового пускового органу поперечного диференційного направленої захисту лінії W1, W2 на величину «мертвої зони» захисту:

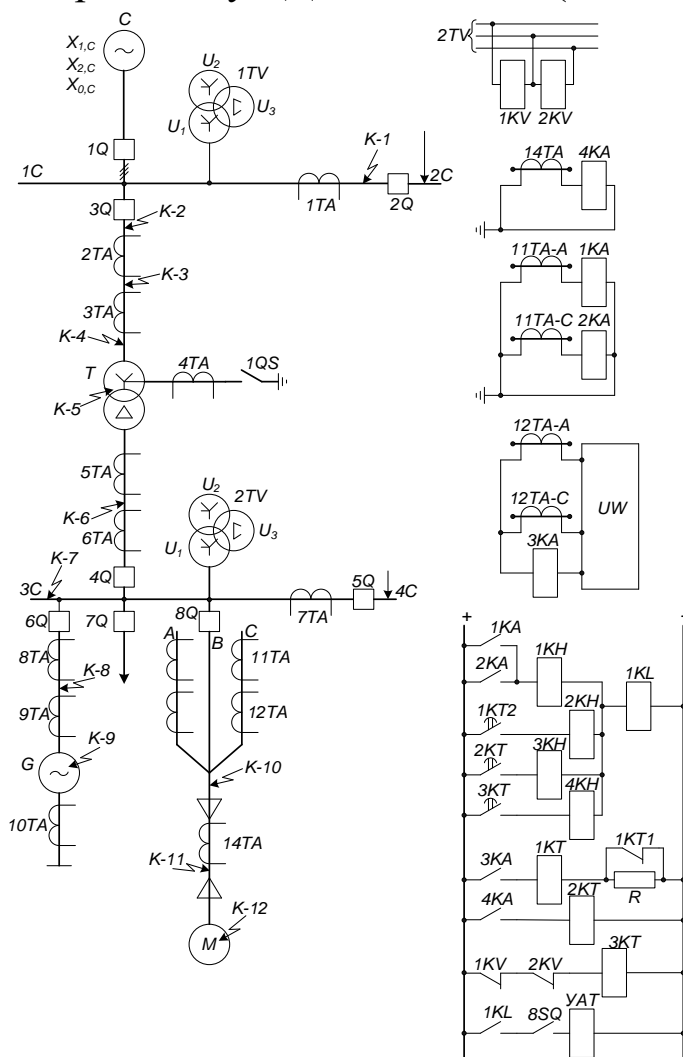


- V1 збільшує;
- V2 зменшує;
- V3 не вплине;
- V4 зменшує пропорційно струму;
- V5 зменшує пропорційно квадрату струму?

Q86 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при паралельному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/0,6:

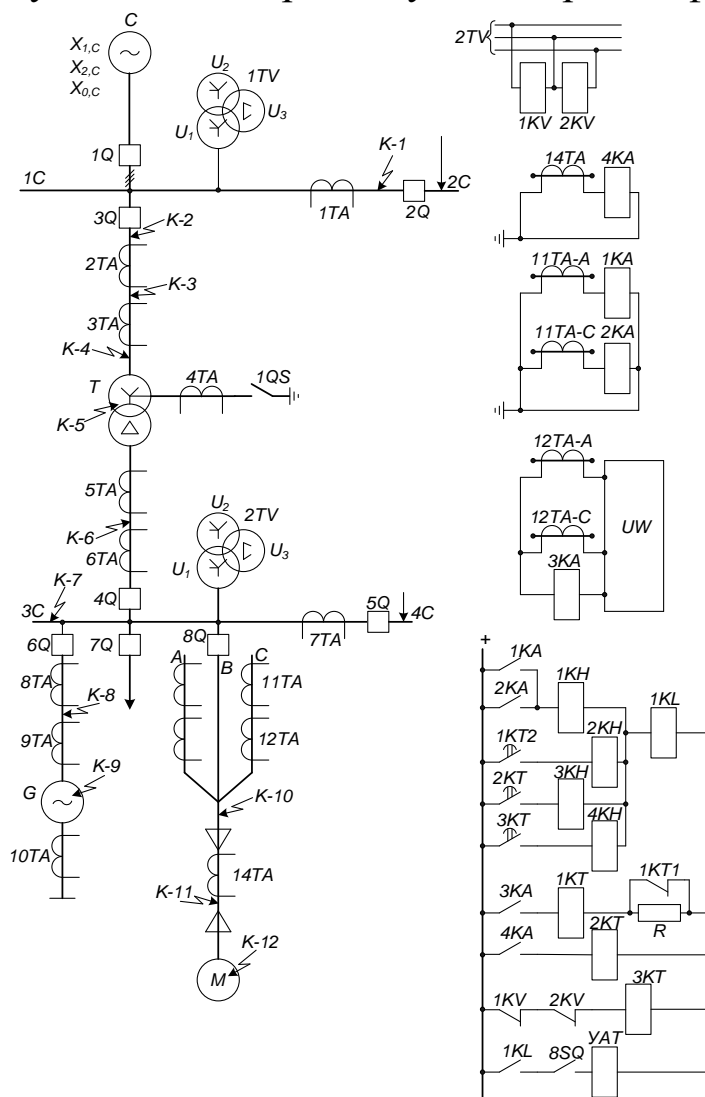
- V1 0,05...0,2 А;
- V2 0,3...0,6 А;
- V3 4...10 А;
- V4 0...2 А;
- V5 0,6...40 А?

Q87 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ на боці вищої напруги ($K_{сзп}=1,34$; $K_{в}=0,8$) за умови неспрацьовування після вимкнення близького зовнішнього КЗ в точці К-10 для трансформатора Т типу ТДН-32000/110 ($U_{вн} = 121$ кВ; $U_{нн} = 6,3$ кВ):



- V1 30...50 А;
- V2 300...320 А;
- V3 100...1000 А;
- V4 210...200 А;
- V5 50...250 А.

Q88 Вказати вимірювальні органи, що контролюють стан захищеного електродвигуна М, при двофазному КЗ фаз ВС:



- V1 2KA;
- V2 2KH;
- V3 1KH;
- V4 YAT;
- V5 1KV.

Q89 При якому струмі має спрацювати відсічення реле РТ-80, якщо на шкалі відсічення цифра 4, а вставка за струмом індукційного елемента 5 А:

- V1 4 А;
- V2 5 А;
- V3 10 А;
- V4 20 А;
- V5 30 А?

Q90 Ступінь витримки часу n -го максимального струмового захисту з незалежною характеристикою витримки часу $\Delta t_n = t_B + 2 \cdot t_{пор} + t_{ін} + t_{зап}$. Час t_B якого вимикача - n -і, n або $n+1$ (наступного) слід враховувати в наведеному виразі:

V1 $n-1$;

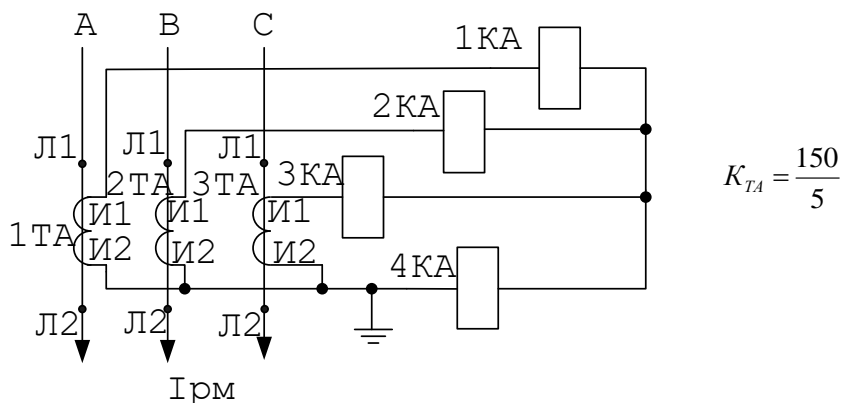
V2 n ;

V3 $n+1$;

V4 $n+2$;

V5 $n-2$?

Q91 Визначити струм у реле 4 КА захисту, виконаного схемою повної зірки, при переплутаних з'єднаннях кінців вторинної обмотки трансформаторів струму фази С в режимі трифазного КЗ $I^{(3)} = 900$ А:



V1 30 А;

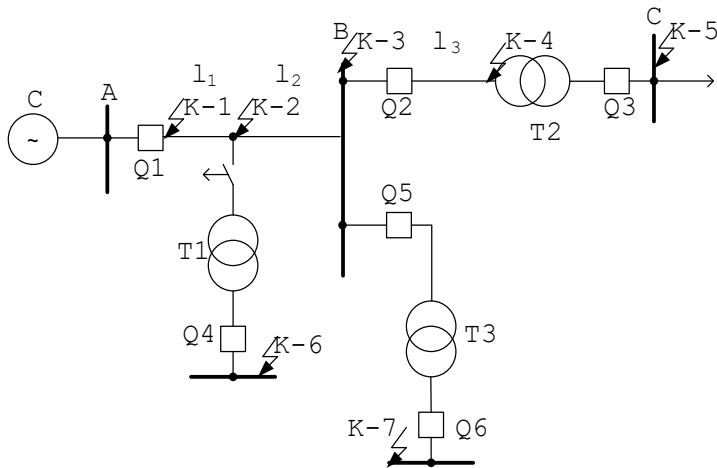
V2 0 А;

V3 60 А;

V4 20 А;

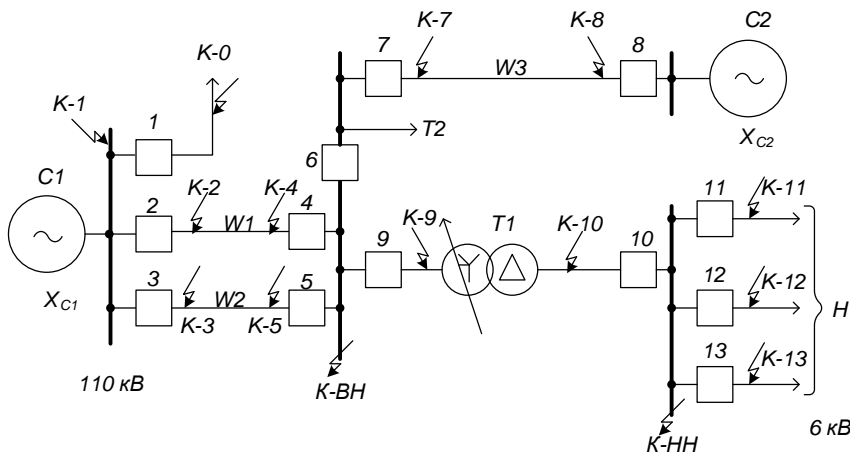
V5 40 А.

Q92 Визначити, яка точка КЗ має братися за розрахункову при виборі вставки другого ступеня дистанційного захисту лінії 11-12 при заданих опорах елементів: $Z_{Л1-Л2}=10$ Ом; $Z_{Л3-Т2}=30$ Ом; $Z_{Т3}=20$ Ом:



- V1 K-3;
- V2 K-4;
- V3 K-5;
- V4 K-6;
- V5 K-7.

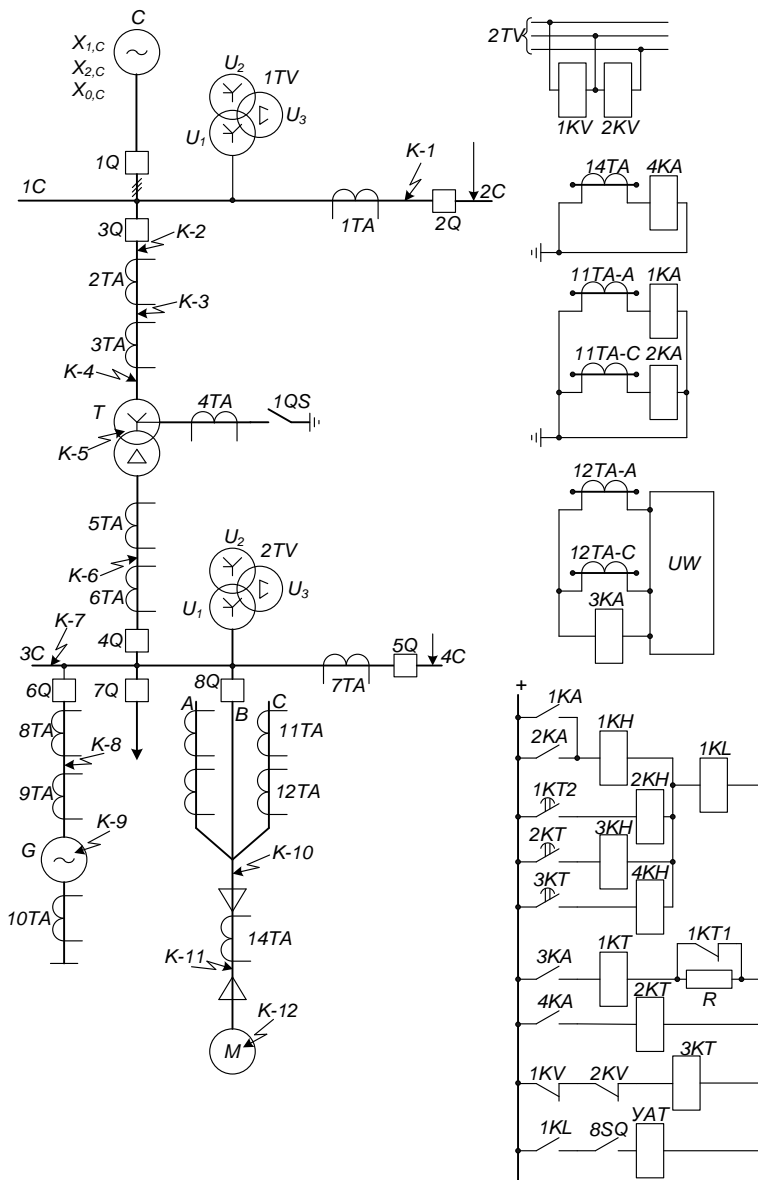
Q93 Які КЗ можуть викликати каскадну дію поперечного диференційного струмового направленої захисту лінії W1, W2, встановленого на вимикачах 2, 3:



- V1 K-1;
- V2 K-2;
- V3 K-3;
- V4 K-4;
- V5 K-BH?

Q94 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при паралельному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/10:

- V1 0,05...0,2 А;
- V2 5...10 А;

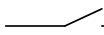






- V1 4KA;
- V2 2KH;
- V3 1KH;
- V4 YAT;
- V5 1KV.

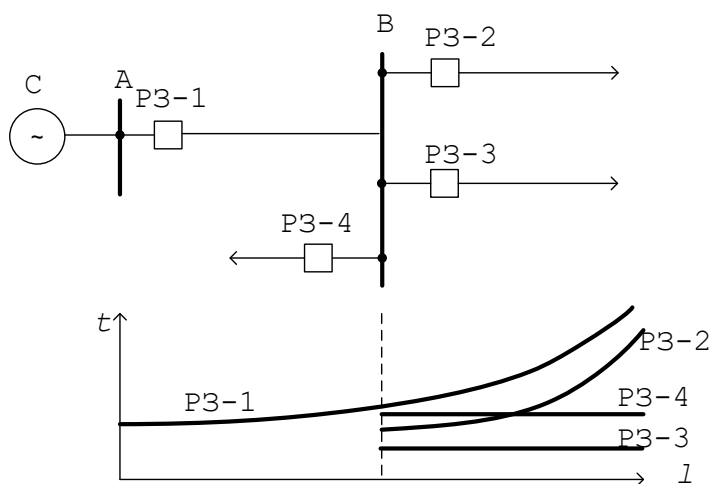
Q97 У якому стані будуть знаходитися диск, черв'як і сектор, якщо вставка за струмом індукційного елемента б А, а в обмотці реле РТ-80 струм 8 А:

- V1 диск обертається, черв'як і сектор не зчеплені;
- V2 диск обертається, черв'як і сектор у зачепленні;
- V3 диск не обертається, черв'як і сектор у зачепленні;
- V4 диск не обертається, черв'як і сектор не зчеплені;
- V5 у цього типу реле відсутні диск, черв'як і сектор?

Q98 Як має бути зображений у схемі МСЗ замикальний контакт реле струму, якщо розглядається момент, коли реле струму спрацювало і дає сигнал на реле часу:

- V1 ;
- V2 ;
- V3 ;
- V4 ;
- V5 ?

Q99 З якою з попередніх струмових захистів, що мають відповідно характеристики РЗ-2, РЗ-3 і РЗ-4, має узгоджуватися характеристика подальшого захисту РЗ-1:



- V1 з характеристикою РЗ-2;
- V2 характеристикою РЗ-3;
- V3 характеристикою РЗ-4;
- V4 за сумою характеристик РЗ-2 та РЗ-1;
- V5 сумою характеристик РЗ-2 та РЗ-3?

Q100 Розрахувати, чи може другий ступінь дистанційного захисту лінії АВ вимкнути КЗ К-В при опорах $Z_{W1} = 25 \text{ Ом}$; $Z_{сз Q2}^I = 5 \text{ Ом}$ (перший ступінь захисту лінії ВС); $Z_T = 45 \text{ Ом}$:

Q102 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при паралельному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/20:

V1 0,05...0,2 А;

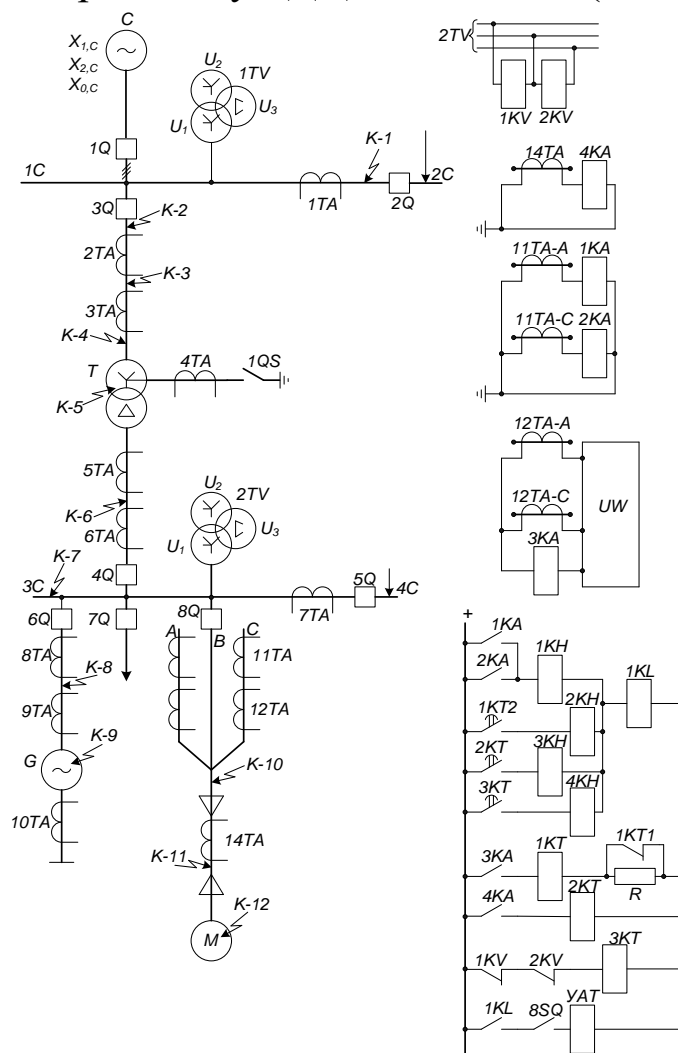
V2 10...20 А;

V3 4...20 А;

V4 0...20 А;

V5 0...10 А?

Q103 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ на боці вищої напруги ($K_{сзп} = 1,34$; $K_{в} = 0,8$) за умови неспрацьовування після вимкнення близького зовнішнього КЗ в точці К-10 для трансформатора Т типу ТДЦН-80000/110 ($U_{вн} = 121$ кВ; $U_{нн} = 6,3$ кВ):



V1 300...500 А;

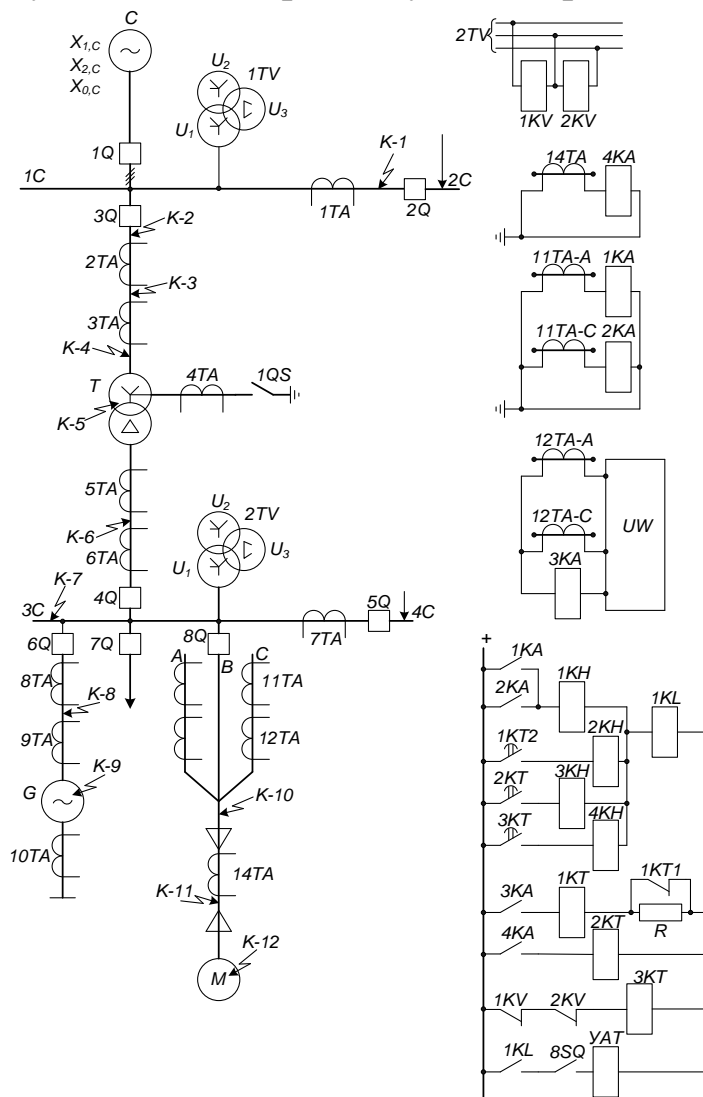
V2 750...800 А;

V3 100...1000 А;

V4 110...200 А;

V5 150...250 А.

Q104 Вказати вимірювальні органи, що контролюють стан захищеного електродвигуна М, при КЗ в точці К-7:



- V1 4KA;
- V2 2KH;
- V3 1KH;
- V4 YAT;
- V5 1KV.

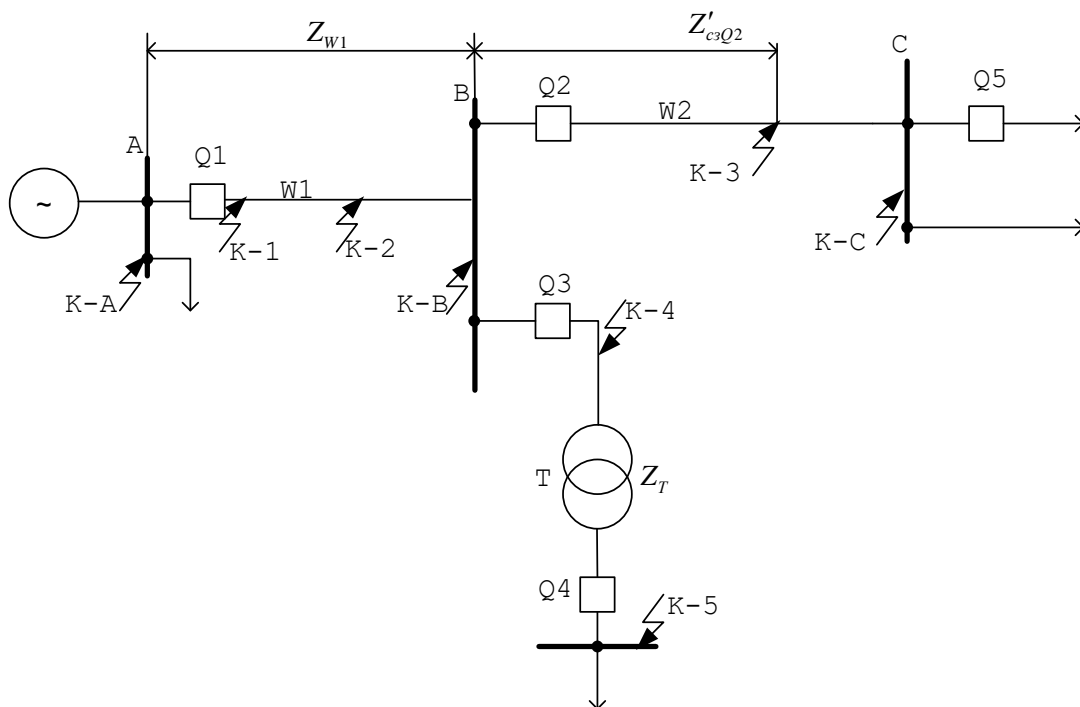
Q105 При якому струмі час спрацьовування відповідатиме цифрам на шкалі часу типу РТ-80 (90), якщо вставка за струмом спрацьовування індуктивного елемента 4 А:

- V1 20 А;
- V2 10 А;
- V3 30 А;
- V4 4 А;
- V5 40 А?

Q106 Як враховується при виборі струму спрацьовування струмового відсічення наявність у первинному струмі наскрізного КЗ аперіодична складова?

- V1 не враховується;
- V2 враховується при виборі коефіцієнта надійності K_n ;
- V3 враховується в значенні $I_{K3 \text{ вн макс}}$;
- V4 не враховується при виборі струму спрацьовування струмового відсічення;
- V5 враховується при виборі $K_{ч}$.

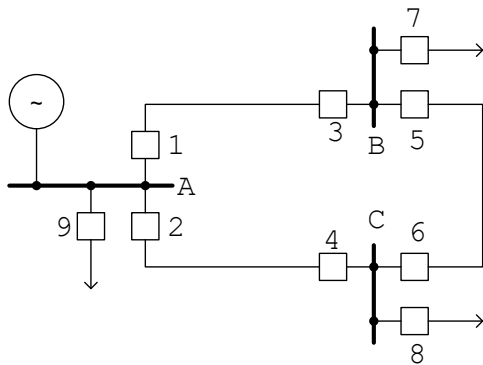
Q107 Розрахувати, чи може другий ступінь дистанційного захисту лінії АВ вимкнути КЗ К-В при опірах $Z_{W1} = 40 \text{ Ом}$; $Z'_{сз Q2} = 20 \text{ Ом}$ (перший ступінь захисту лінії ВС); $Z_T = 50 \text{ Ом}$:



- V1 може;
- V2 не може;
- V3 не може при 10-кратному номінальному струмі;
- V4 не може при 10000 А;
- V5 не може при 15000 А.

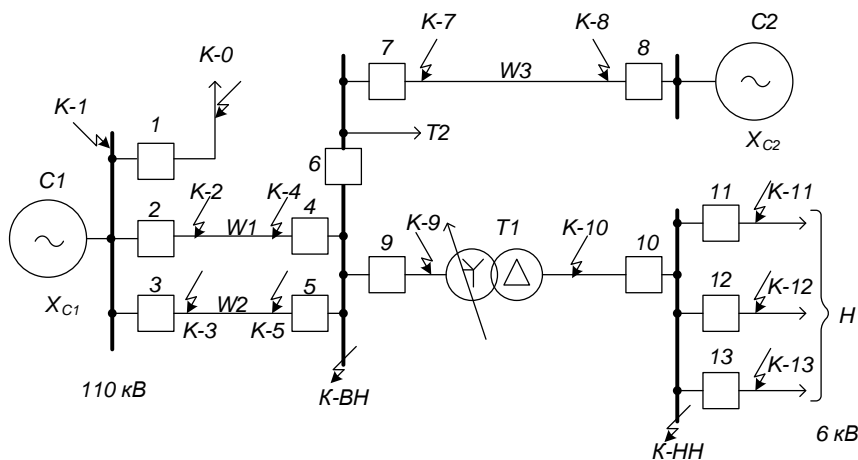
Q108 Кільцева мережа з одним джерелом живлення має струмовий направлений захист. Які захисти можуть подіяти на вимкнення при КЗ на ділянці АВ в зоні каскадної дії захисту 3, якщо не було виконано узгодження струмів спрацьовування

захистів за чутливістю, при заданих витримках часу захистів $t_1=2,5$ с; $t_2=2,5$ с; $t_3=0,1$ с; $t_4=0,1$ с; $t_5=1,5$ с; $t_6=1$ с:



- V1 1 і 6;
- V2 1 і 3;
- V3 1 і 5;
- V4 4, 5 і 6;
- V5 4, 5 і 6?

Q109 Якою дією називається спрацьовування другого ступеня дистанційного захисту лінії W1, встановленого з боку системи C1, під час КЗ в точці К-9:



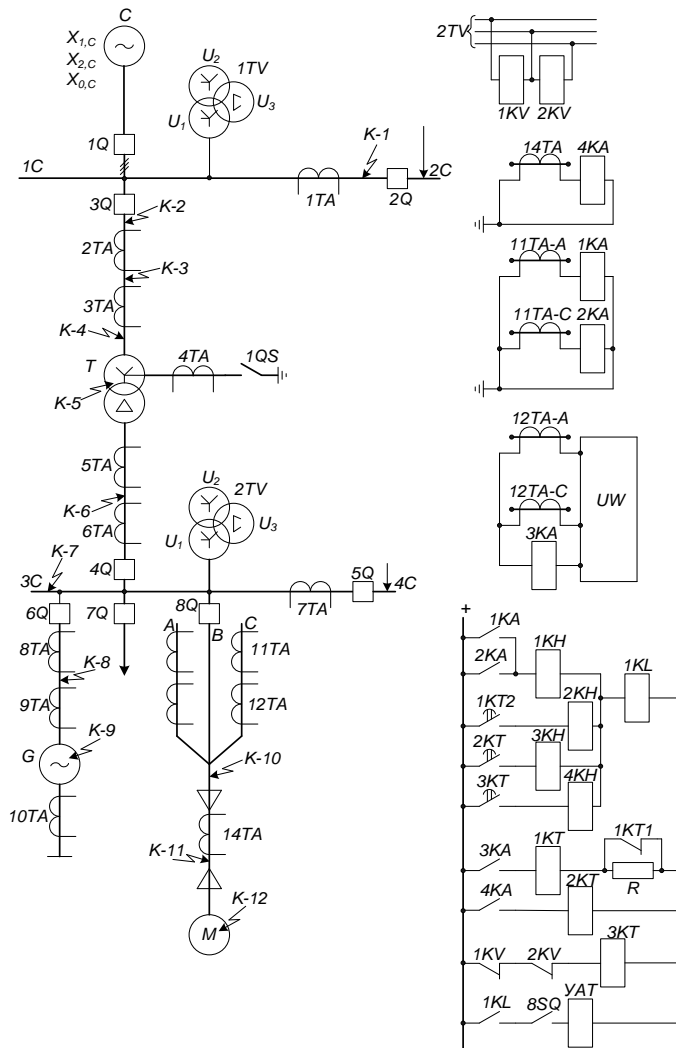
- V1 правильною;
- V2 неправильною;
- V3 помилковою;
- V4 зайвою;
- V5 селективною?

Q110 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при паралельному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/50:

- V1 0,05...0,2 А;
- V2 25...50 А;

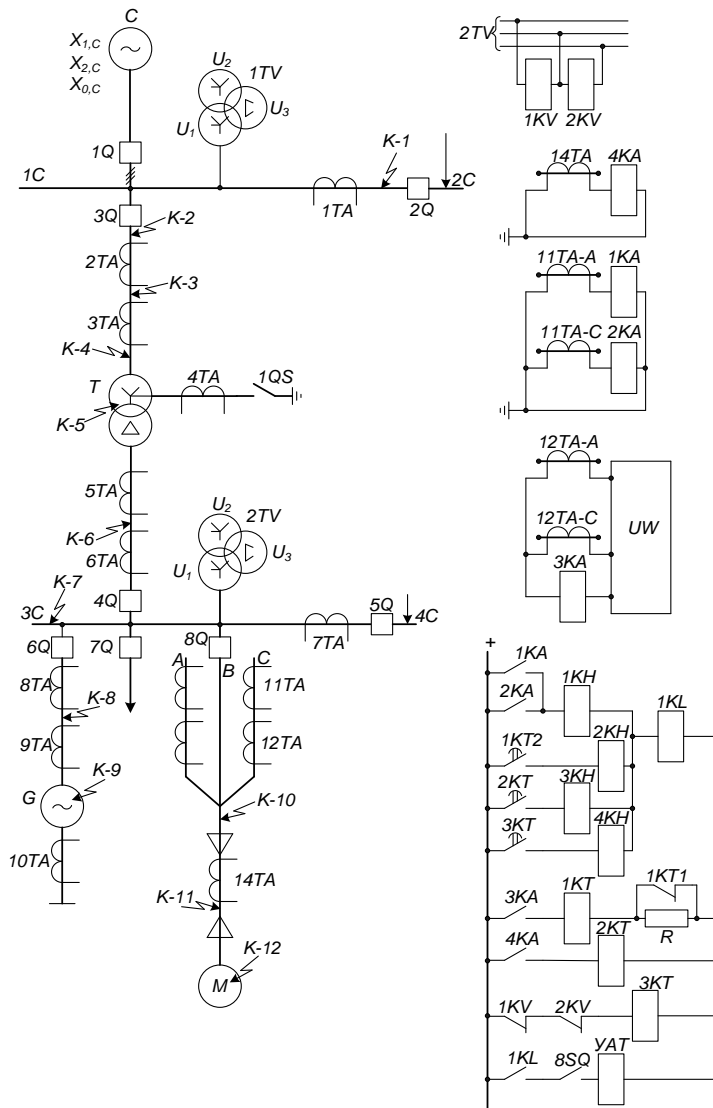
- V3 4...50 A;
- V4 0...50 A;
- V5 0...25 A?

Q111 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ на боці вищої напруги ($K_{сзп} = 1,34$; $K_{в} = 0,8$) за умови неспрацьовування після вимкнення близького зовнішнього КЗ в точці К-10 для трансформатора Т типу ТМН-6300/110 ($U_{вн} = 115$ кВ; $U_{нн} = 6,6$ кВ):



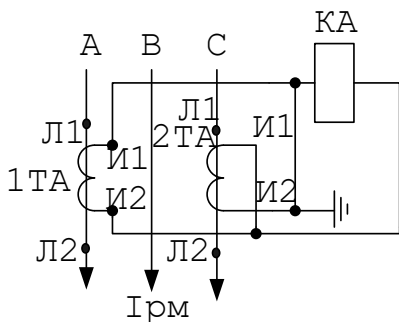
- V1 30...50 A;
- V2 60...70 A;
- V3 10...100 A;
- V4 110...200 A;
- V5 150...250 A.

Q112 Вказати вимірювальні органи, що контролюють стан захищеного електродвигуна М, при замиканні фази А на землю в точці К-11:



- V1 4KA;
- V2 2KH;
- V3 1KH;
- V4 YAT;
- V5 1KV.

Q113 Визначити струм у реле КА захисту, виконаного одним реле, увімкненому на різницю струмів двох фаз А і С, у режимі максимального навантаження $I_{pm} = 80 \text{ A}$:



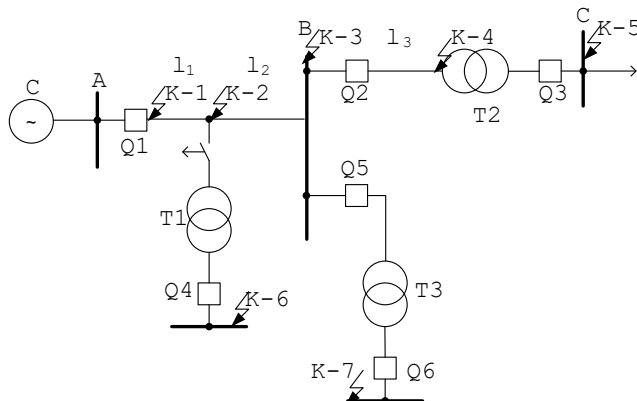
$$K_{1TA} = K_{2TA} = \frac{100}{5}$$

- V1 4 A;
- V2 8 A;
- V3 $8\sqrt{3}$ A;
- V4 5 A;
- V5 $4\sqrt{3}$ A.

Q114 Як називається струм в обмотці реле типу РТ-80, при якому його диск починає обертатися:

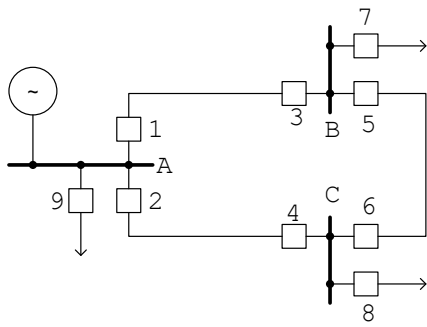
- V1 зчеплення;
- V2 обертання;
- V3 спрацьовування;
- V4 повернення;
- V5 вставки?

Q115 На рисунку дана схема блока лінія ІЗ – трансформатор Т2 (останній без вимикача з боку вищої напруги). Як доцільно виконувати дистанційний захист такого блока: з одним, двома або трьома ступенями:



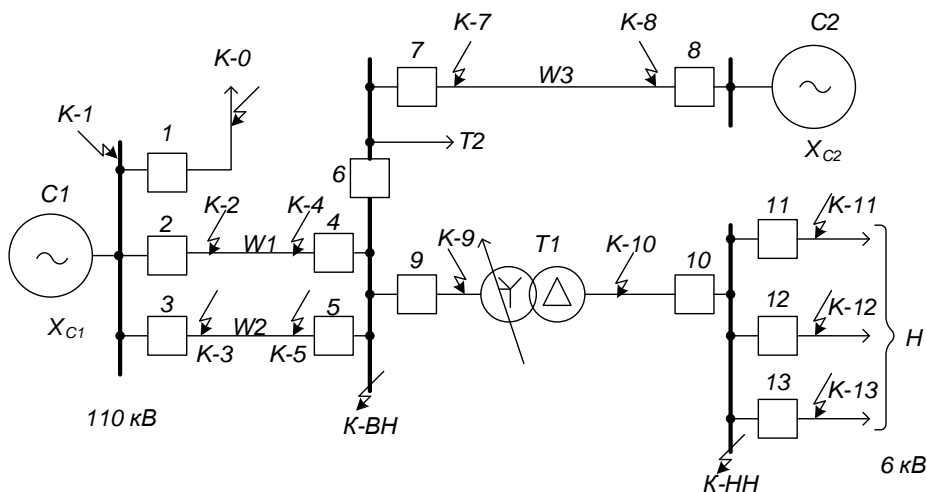
- V1 з одним ступенем;
- V2 двома ступенями;
- V3 трьома ступенями;
- V4 чотирма ступенями;
- V5 п'ятьма ступенями?

Q116 Кільцева мережа з одним джерелом живлення має струмовий направлений захист. Які захисти можуть подіяти на вимкнення при КЗ на ділянці АВ в зоні каскадної дії захисту 3, якщо не було здійснено узгодження струмів спрацьовування захистів за чутливістю, при заданих витримках часу захистів $t_1=2,5$ с; $t_2=2,5$ с; $t_3=0,1$ с; $t_4=0,1$ с; $t_5=1,5$ с; $t_6=1,5$ с:



- V1 1 i 3;
- V2 1 i 5;
- V3 6 i 1;
- V4 1, 5, 6;
- V2 2 i 5.

Q117 За яким КЗ перевіряється чутливість струмового відсічення трансформатора Т1:

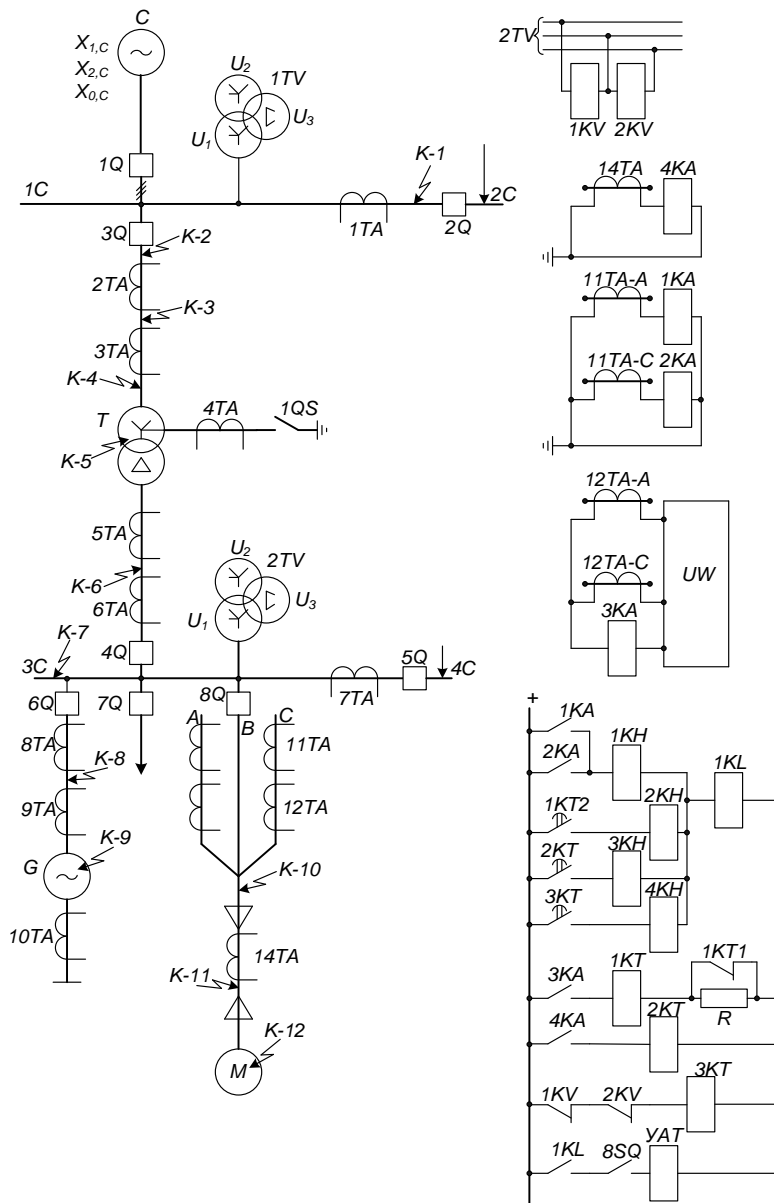


- V1 К-9;
- V2 К-10;
- V3 К-11;
- V4 К-12;
- V5 К-13?

Q118 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при паралельному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/100:

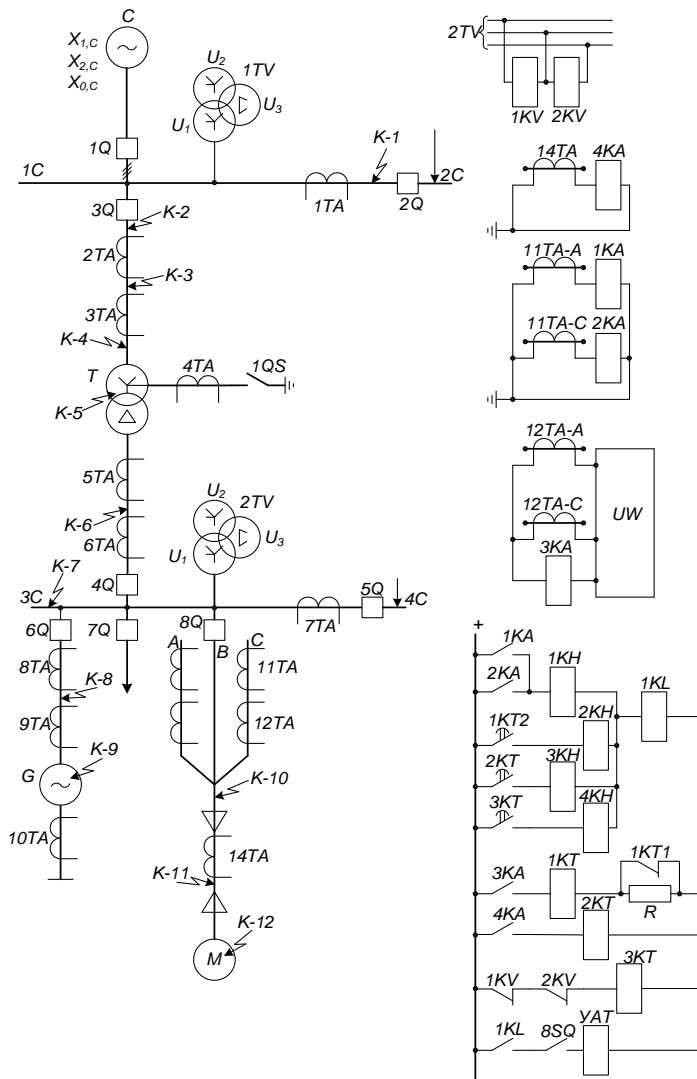
- V1 0,05...0,2 А;
- V2 50...100 А;
- V3 4...100 А;
- V4 0...100 А;
- V5 0...50 А?

Q119 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ (Ксзп = 1,34; Кв = 0,8) за умови неспрацьовування після вимкнення близького КЗ в точці К-10 для генератора G з $\cos\phi = 0,8$ і $U = 6,3$ кВ типу Т-6:



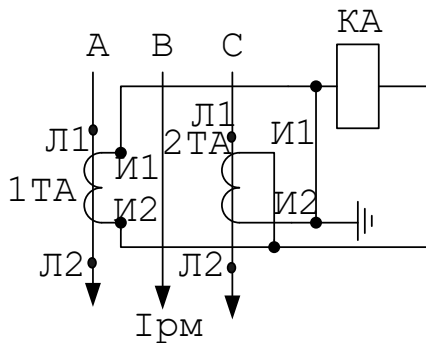
- V1 300...500 A;
- V2 1350...1400 A;
- V3 100...1000 A;
- V4 1100...2000 A;
- V5 1500...2500 A.

Q120 Вказати логічні органи захисту електродвигуна від перевантаження:



- V1 4KA;
- V2 2KH;
- V3 1KT;
- V4 YAT;
- V5 1KV.

Q121 Визначити струм у реле КА захисту, виконаного одним реле, ввімкненим на різницю струмів двох фаз А і С, у режимі двофазного КЗ фаз А і С за умови $I_{AC}^{(2)} = 5I_{pm}$ ($I_{pm} = 80$ А):



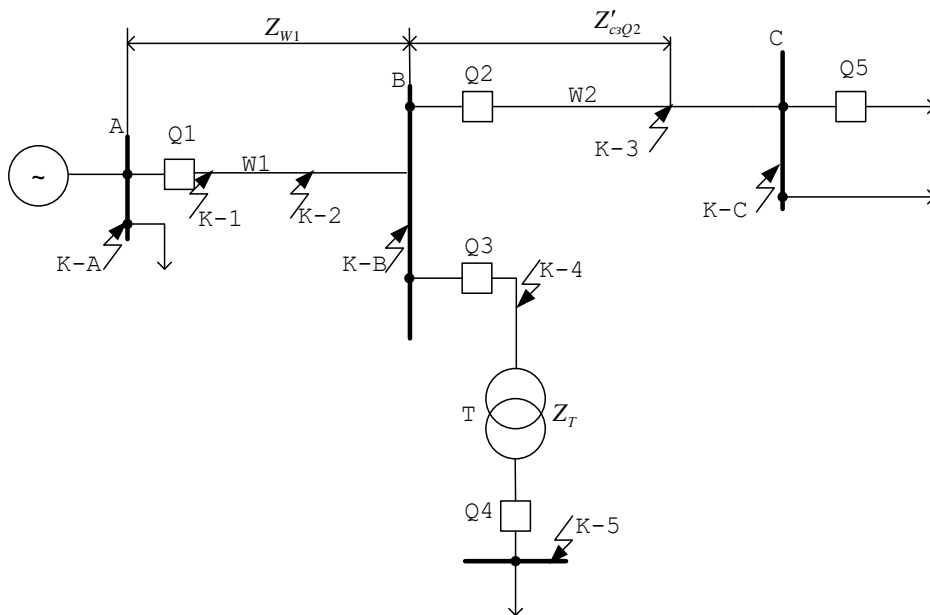
$$K_{1TA} = K_{2TA} = \frac{100}{5}$$

- V1 10 A;
- V2 30 A;
- V3 40 A;
- V4 50A;
- V5 80 A.

Q122 Який струм є відліком витримки часу реле типу РТ-80:

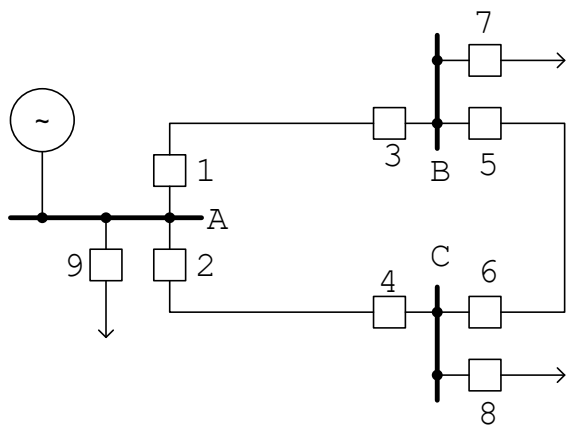
- V1 зчеплення;
- V2 обертання;
- V3 спрацьовування;
- V4 повернення;
- V5 торкання?

Q123 Розрахувати, чи може другий ступінь дистанційного захисту лінії АВ вимкнути КЗ К-В при опорах $Z_{W1} = 25 \text{ Ом}$; $Z'_{сз Q2} = 5 \text{ Ом}$ (перший ступінь захисту лінії ВС); $Z_T = 50 \text{ Ом}$:



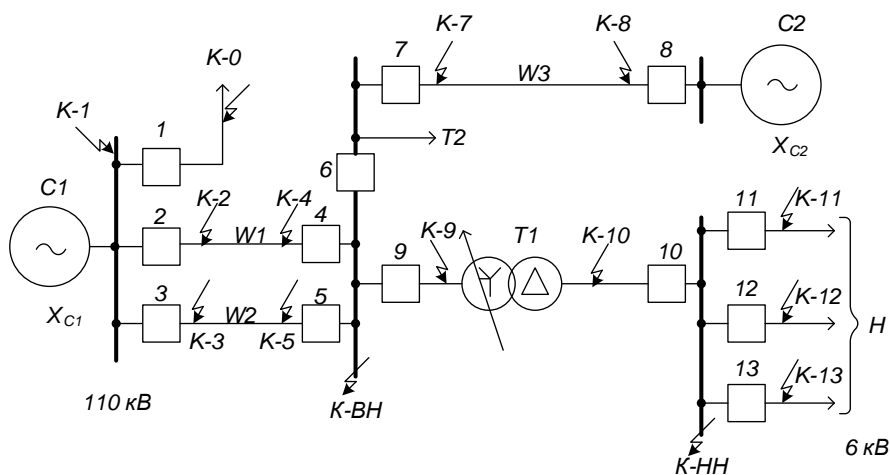
- V1 може;
- V2 не може;
- V3 при 10-кратному номінальному струмі;
- V4 10000 A;
- V5 15000 A.

Q124 Кільцева мережа з одним джерелом живлення має струмовий направлений захист. З урахуванням витримок часу яких захистів має вибиратися витримка часу захисту б, що має орган напрямку потужності:



- V1 захистів 7 і 5;
- V2 захистів 3 і 7;
- V3 захистів 3 і 1;
- V4 захистів 5 і 1;
- V5 захистів 8 і 4?

Q125 Який захист називається подальшим для захисту 9:

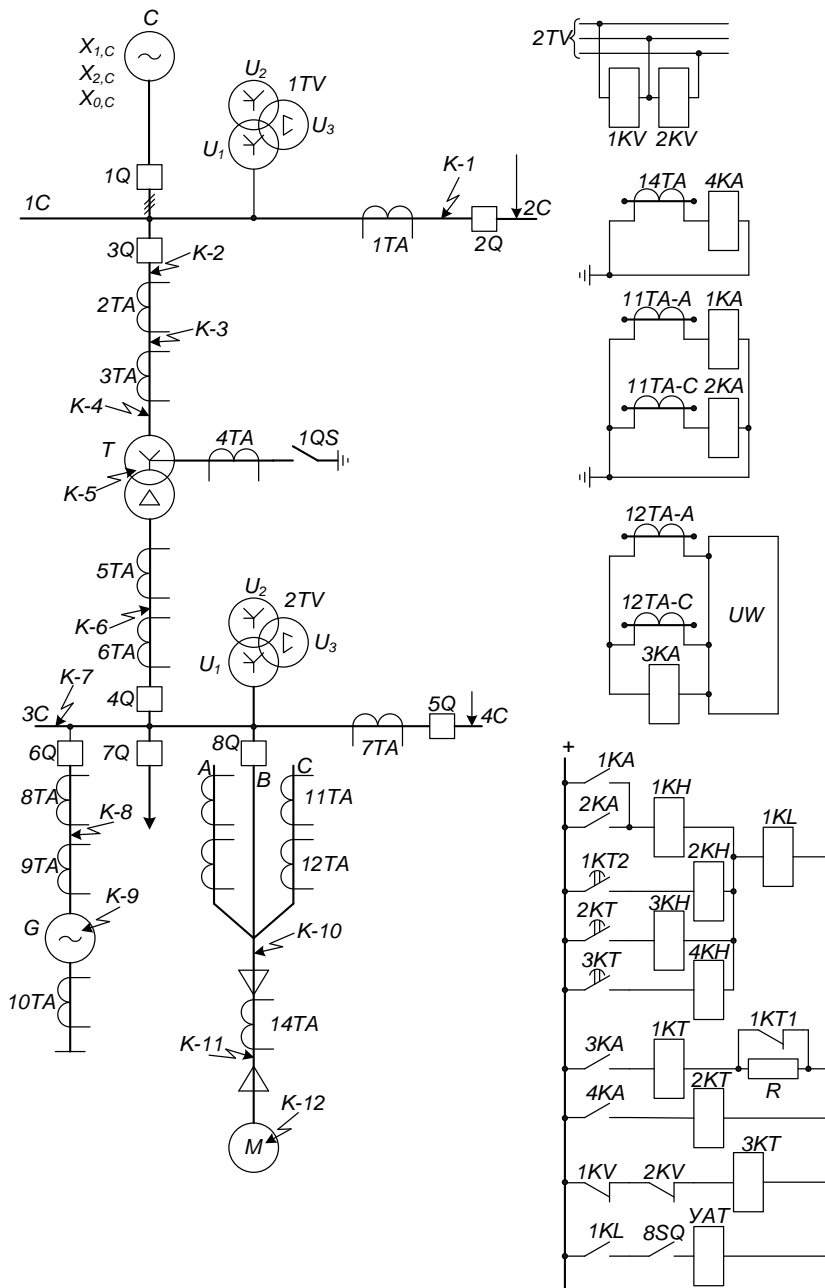


- V1 2;
- V2 10;
- V3 11;
- V4 1;
- V3 8?

Q126 Які діапазони регулювання параметрів спрацьовування при паралельному з'єднанні обмоток у реле типу РТ40/200:

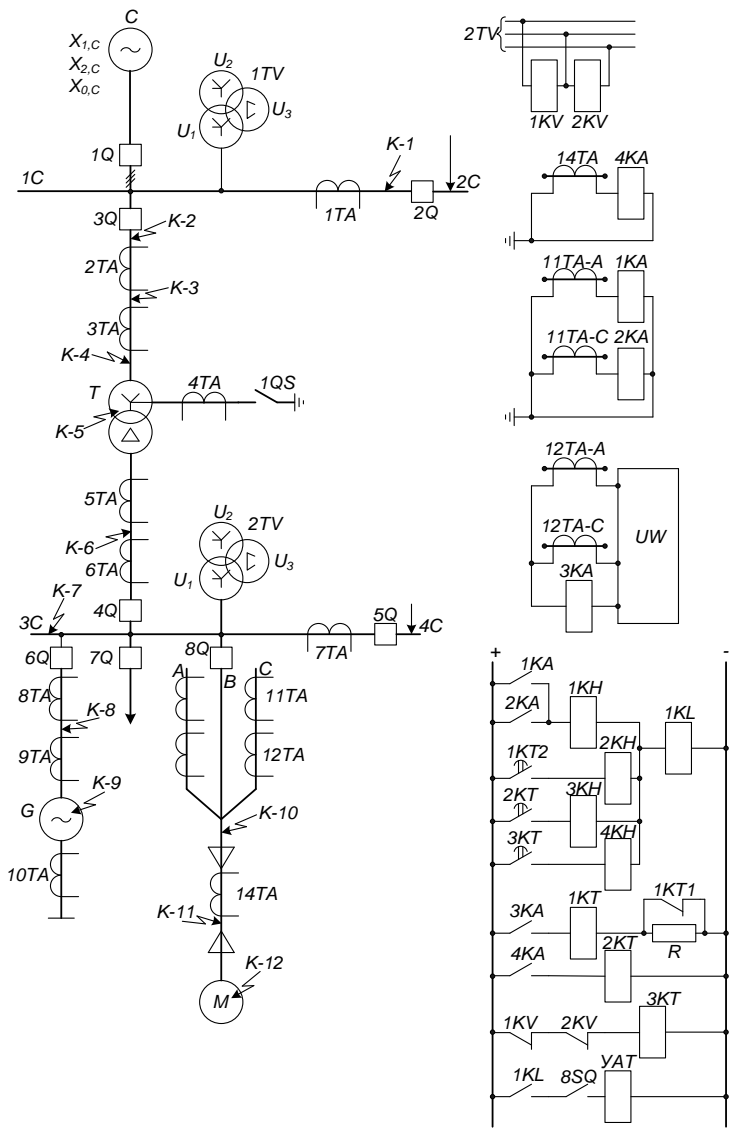
- V1 0,05...0,2 А;
- V2 100...200 А;
- V3 4...200 А;
- V4 0...200 А;
- V5 0...100 А?

Q127 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ (Ксзп = 1,34; Кв = 0,8) за умови неспрацьовування після вимкнення близького КЗ в точці К-10 для генератора G з $\cos\phi=0,8$ і $U=6,3$ кВ типу Т-12:



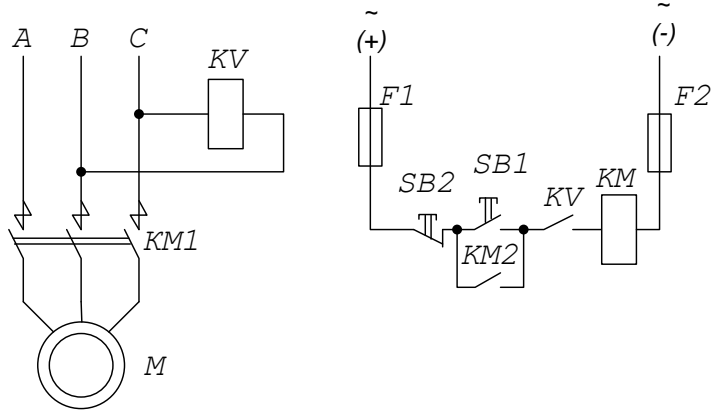
- V1 400...500 A;
- V2 2700...2800 A;
- V3 100...1000 A;
- V4 1100...2000 A;
- V5 1500...2500 A.

Q128 Вказати логічні органи захисту електродвигуна від замикань на землю:



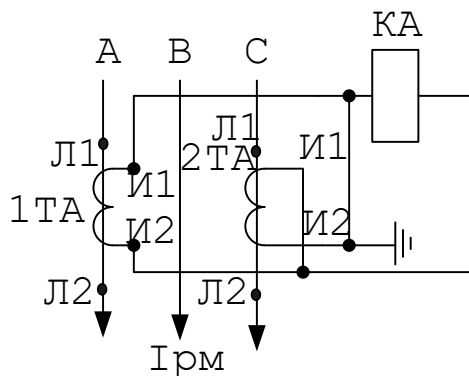
- V1 4KA;
- V2 2KH;
- V3 2KT;
- V4 YAT;
- V5 1KV.

Q129 Який захист електродвигуна зображений на рисунку:



- V1 максимальний струмовий захист;
- V2 захист від втрати живлення;
- V3 захист максимальної напруги;
- V4 захист мінімального струму;
- V5 частотний захист?

Q130 Визначити струм у реле КА захисту, виконаного одним реле, ввімкненим на різницю струмів двох фаз А і С, у режимі трифазного КЗ за умови $I^{(3)} = 6I_{PM}$ ($I_{PM}=80$ А):



$$K_{1TA} = K_{2TA} = \frac{100}{5}$$

- V1 $8\sqrt{3}$ А;
- V2 10 А;
- V3 $24\sqrt{3}$ А;
- V4 $4\sqrt{3}$ А;
- V5 30 А.

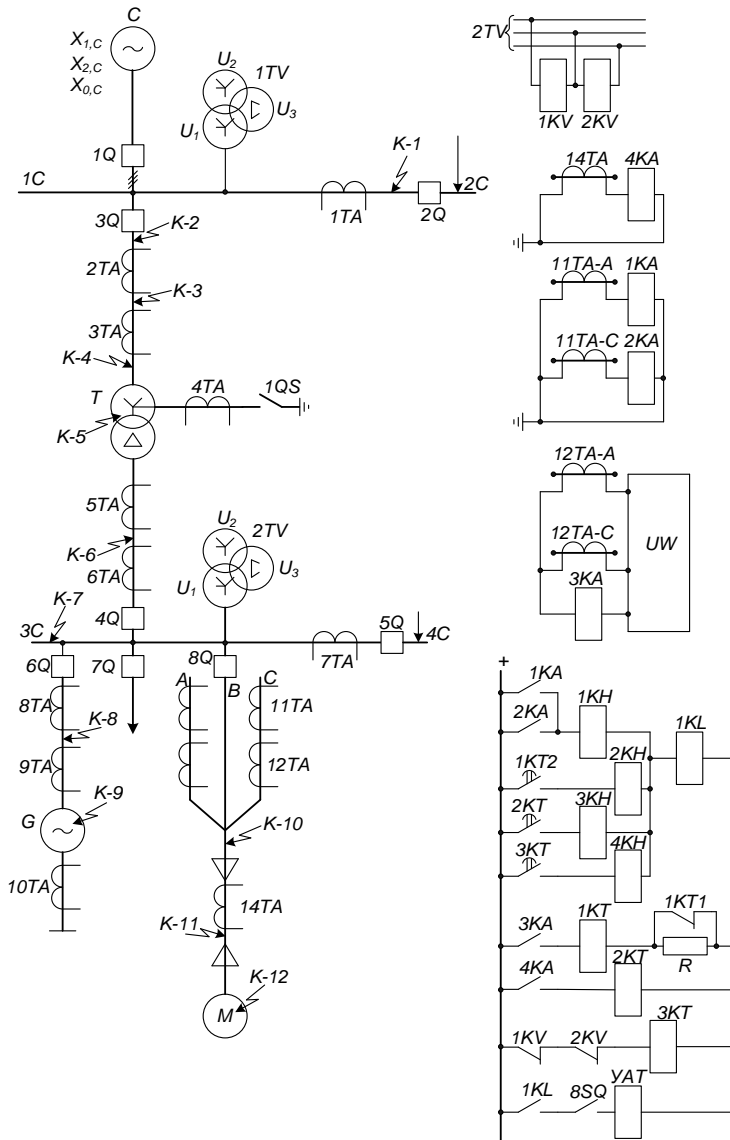
Q131 Коли визначається коефіцієнт повернення індукційного елемента реле типу РТ-80:

- V1 після спрацьовування реле;
- V2 під час спрацьовування реле;
- V3 до спрацьовування реле;
- V4 при торканні індукційного елемента;
- V5 при замиканні контактів реле?

Q132 Яка точка КЗ має братися за розрахункову при виборі вставки першого ступеня дистанційного захисту блока лінія ІЗ-трансформатор Т2:

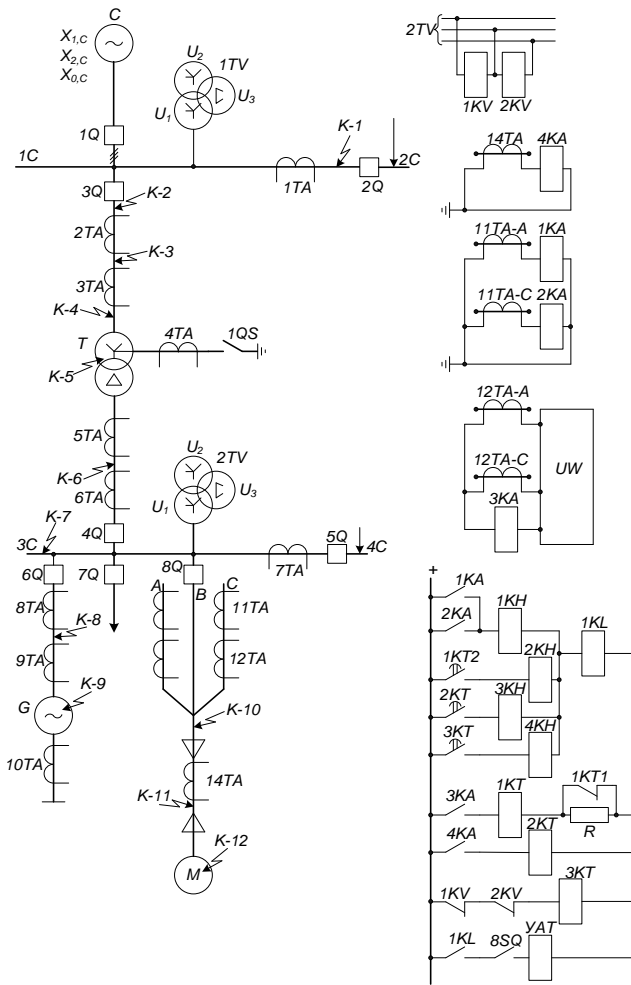
V4 0...48 A;
V5 0...24 A?

Q135 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ (Ксзп=1,34; Кв=0,8) за умови неспрацьовування після вимкнення близького КЗ в точці К-10 для генератора G з $\cos\varphi=0,8$ і $U=6,3$ кВ типу Т-20:



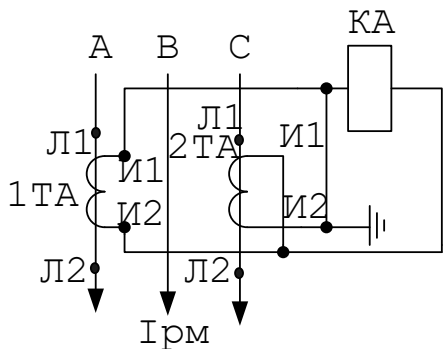
V1 400...500 A;
V2 4500...4650 A;
V3 100...4000 A;
V4 1100...5000 A;
V5 1500...2500 A.

Q136 Вказати логічні органи захисту електродвигуна від втрати живлення:



- V1 4KA;
- V2 2KH;
- V3 3КТ;
- V4 YAT;
- V5 1KV.

Q137 Визначити струм у реле КА захисту, виконаного одним реле, ввімкненим на різницю струмів двох фаз А і С, при переплутаних з'єднаннях кінців вторинної обмотки трансформатора струму фази С в режимі максимального навантаження $I_{рм} = 80 \text{ A}$:



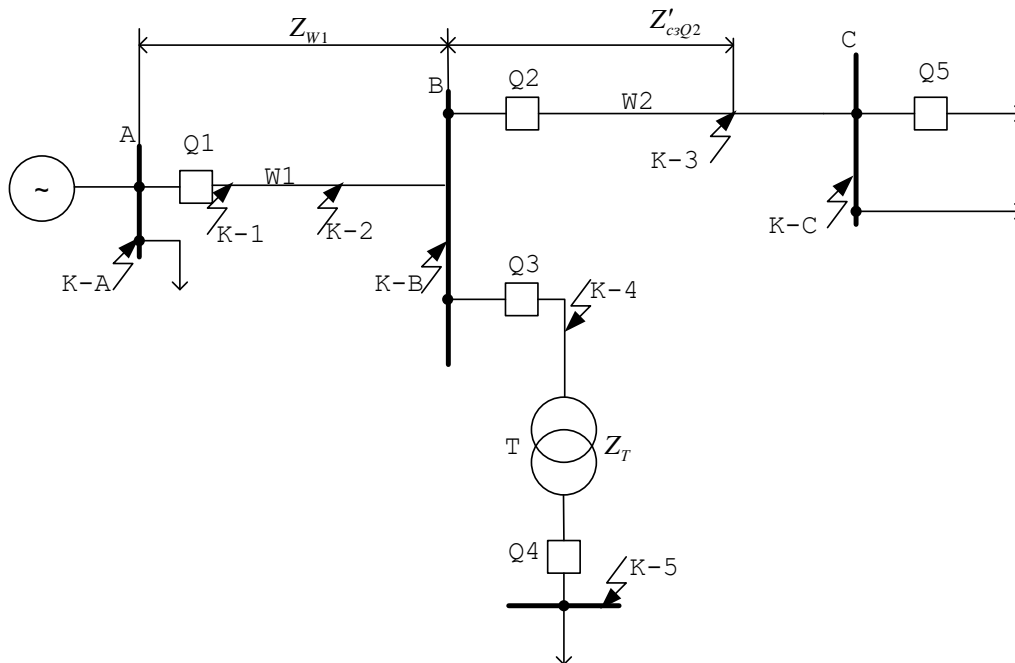
$$K_{1TA} = K_{2TA} = \frac{100}{5}$$

- V1 4 A;
- V2 8 A;
- V3 12 A;
- V4 16 A;
- V5 20 A.

Q138 Реле напрямку потужності виконане на індукційній системі. Параметрами якої обмотки – напруги або струму – визначатиметься кут α у виразі $M_{gp} = k \cdot U_p \cdot I_p \cdot \cos(\varphi_p + \alpha)$:

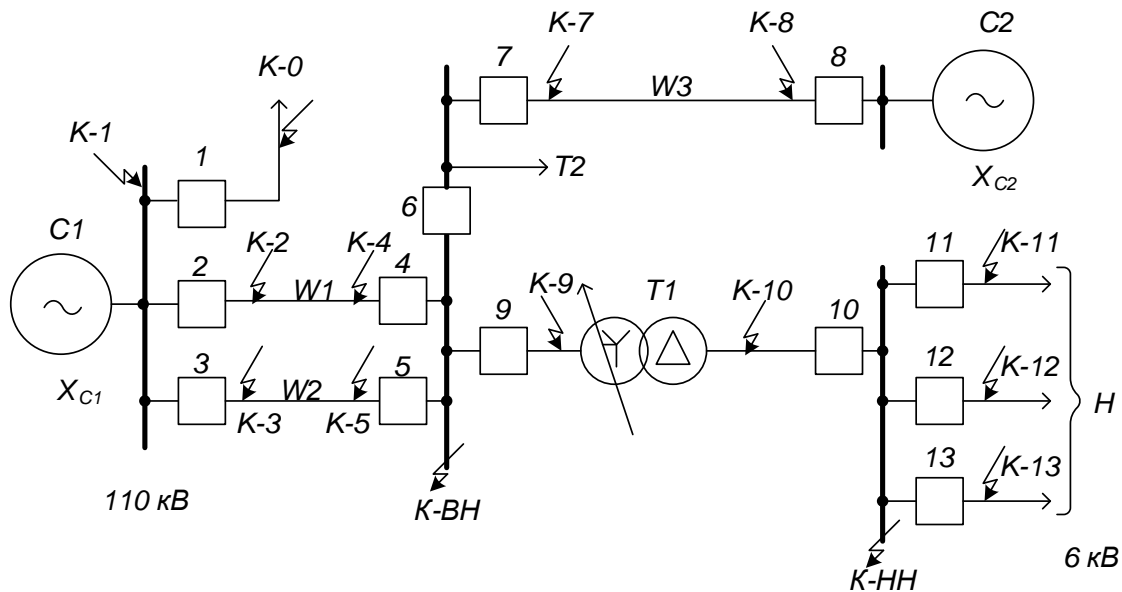
- V1 обмотки напруги;
- V2 обмотки струму;
- V3 обмотки потужності;
- V4 обмоток напруги і струму;
- V5 обмотки опору?

Q139 Розрахувати, чи може другий ступінь дистанційного захисту лінії АВ вимкнути КЗ К-В при опорах $Z_{W1} = 25$ Ом; $Z'_{cзQ2} = 10$ Ом (перший ступінь захисту лінії ВС); $Z_T = 50$ Ом:



- V1 може;
- V2 не може;
- V3 при 10-кратному номінальному струмі;
- V4 10000 A;
- V5 15000 A.

Q140 Який захист називається подальшим для захисту 4:

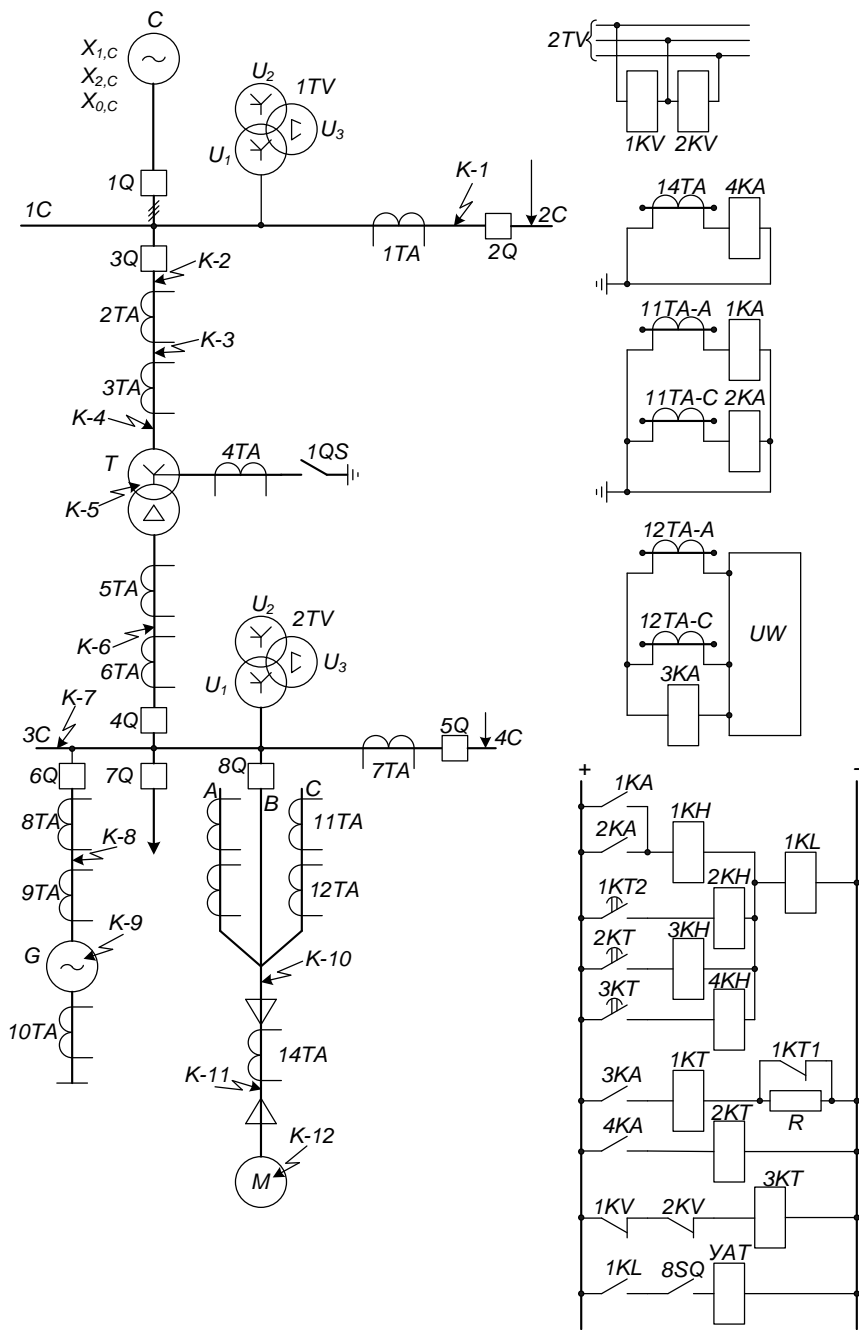


- V1 1;
- V2 2;
- V3 7;
- V4 8;
- V5 4?

Q141 Які межі регулювання параметрів спрацьовування на першому діапазоні (без другого додаткового резистора) у реле типу РН-54/160:

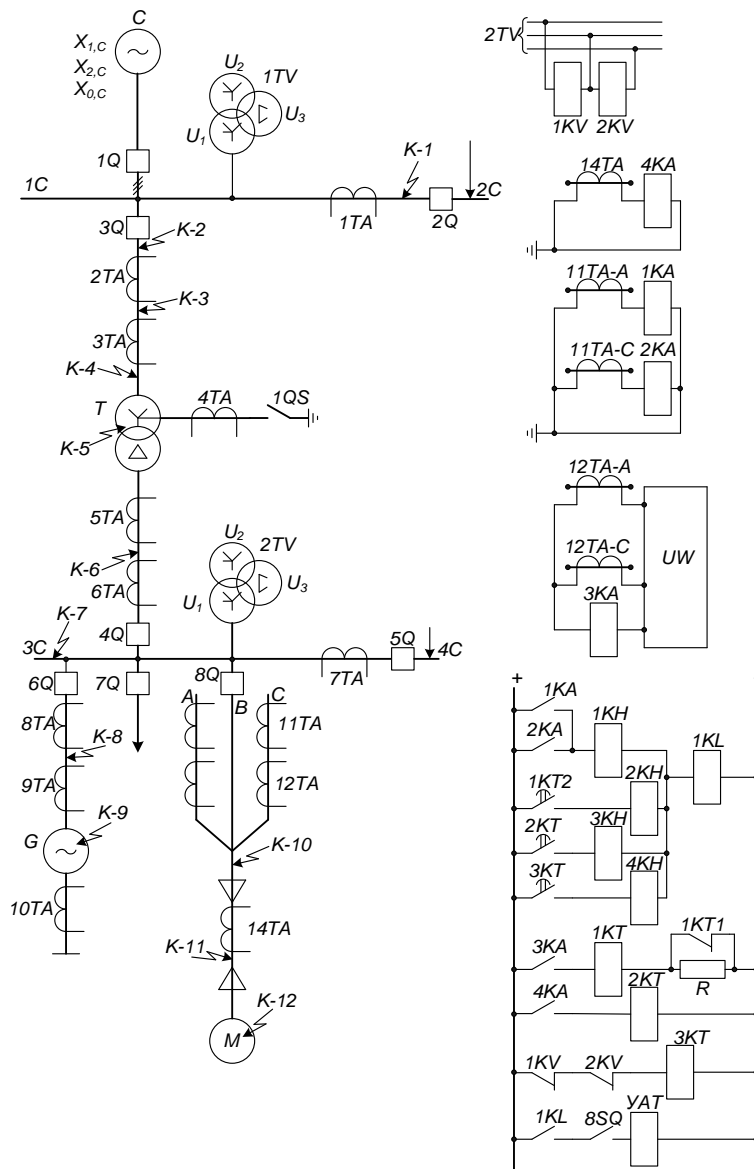
- V1 5...10 В;
- V2 40...80 В;
- V3 5,4...80 А;
- V4 0...160 А;
- V5 0...80 А?

Q142 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ ($K_{сп} = 1,34$; $K_{в} = 0,8$) за умови неспрацьовування після вимкнення близького КЗ в точці К-10 для генератора G з $\cos\phi = 0,8$ і $U = 6,3$ кВ типу Т-32:



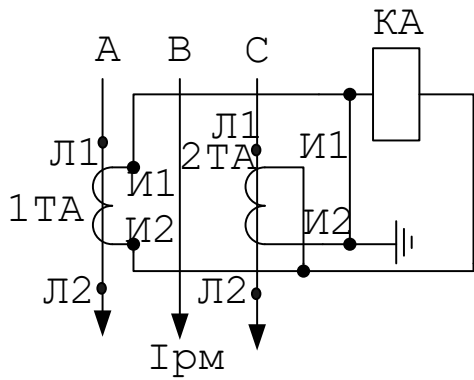
- V1 400...500 A;
- V2 7300...7400 A;
- V3 100...8000 A;
- V4 1100...5000 A;
- V5 1500...2500 A.

Q143 Якими вимірювальними трансформаторами визначається зона дії диференційного захисту трансформатора Т:



- V1 4KA;
- V2 2KH;
- V3 2TA, 6TA;
- V4 YAT;
- V5 1KV?

Q144 Визначити струм у реле КА захисту, виконаного одним реле, ввімкненим на різницю струмів двох фаз А і С, при переплутаних з'єднаннях кінців вторинної обмотки трансформатора струму фази С в режимі двофазного КЗ фаз А і С за умови $I_{AC}^{(2)} = 5I_{PM}$ ($I = 80$ А):



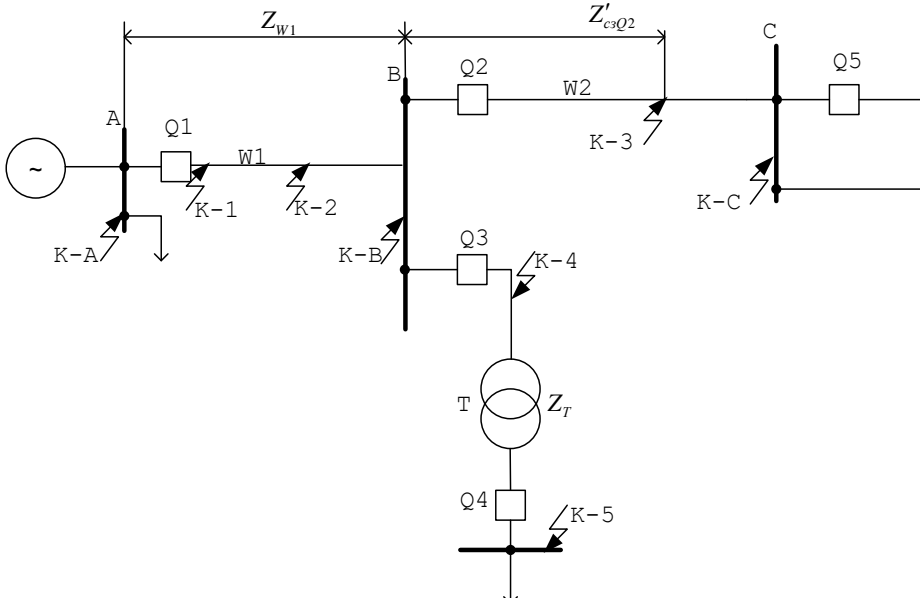
$$K_{1TA} = K_{2TA} = \frac{100}{5}$$

- V1 0 A;
- V2 4 A;
- V3 8 A;
- V4 12 A;
- V5 16 A.

Q145 Коли визначається коефіцієнт повернення індукційного елемента реле типу РТ-90:

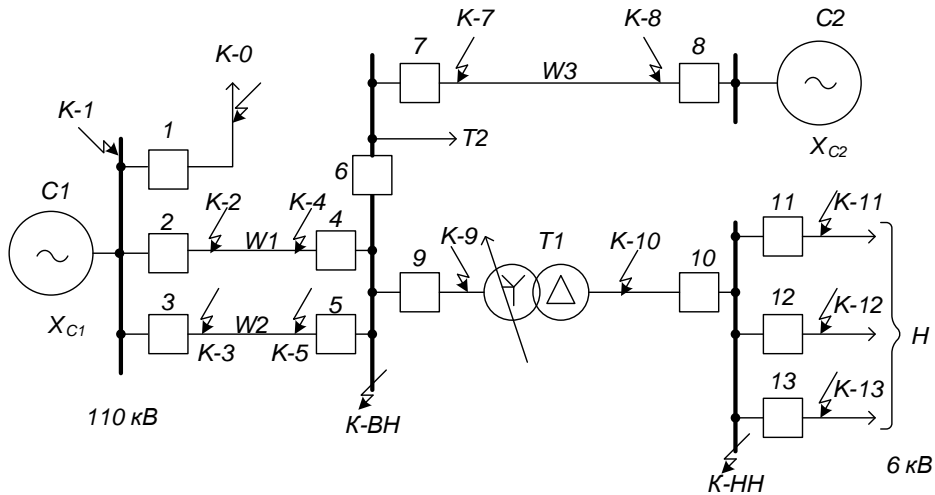
- V1 після спрацьовування реле;
- V2 під час спрацьовування реле;
- V3 до спрацьовування реле;
- V4 при торканні індукційного елемента;
- V5 замикані контактів реле?

Q146 Розрахувати, чи може другий ступінь дистанційного захисту лінії АВ вимкнути КЗ К-В при опорах $Z_{W1} = 40 \text{ Ом}$; $Z_{csQ2}^I = 20 \text{ Ом}$ (перший ступінь захисту лінії ВС); $Z_T = 50 \text{ Ом}$:



- V1 може;
- V2 не може;
- V3 при 10-кратному номінальному струмі;
- V4 10000 А;
- V5 15000 А.

Q147 Яка вимога до захисту лінії W1 є вищою:

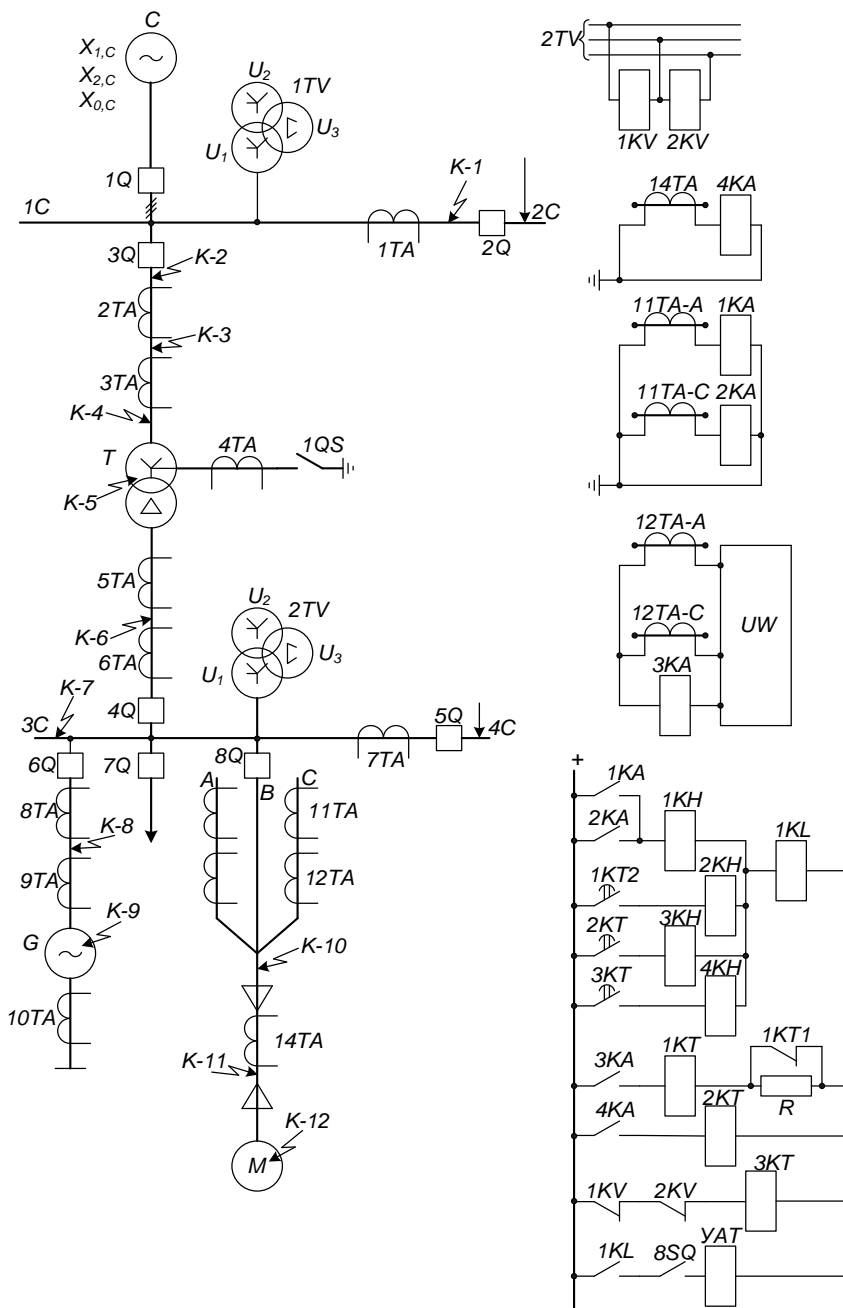


- V1 надійність;
- V2 селективність;
- V3 чутливість;
- V4 швидкодія;
- V5 чутливість і швидкодія?

Q148 Які межі регулювання параметрів спрацьовування на першому діапазоні (без другого додаткового резистора) у реле типу РН-54/320:

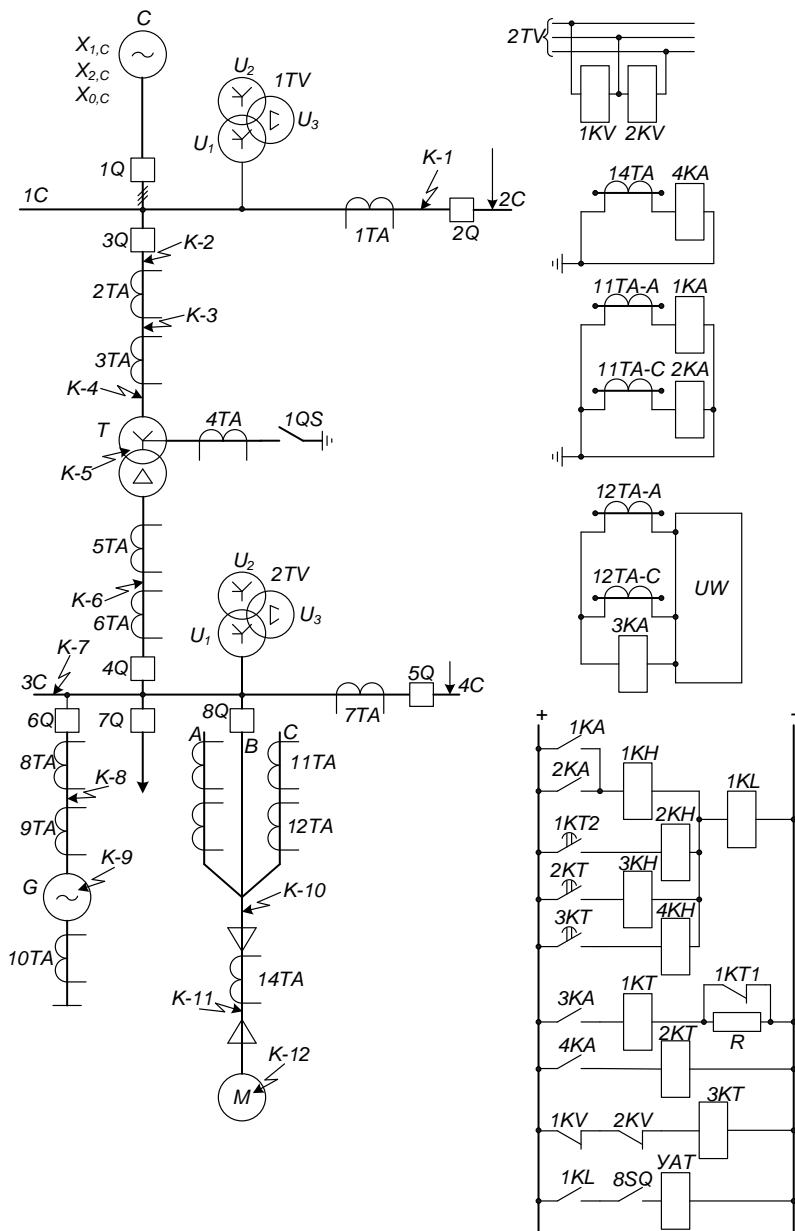
- V1 5...10 В;
- V2 80...160 В;
- V3 5,4...320 А;
- V4 0...320 А;
- V5 0...1600 А?

Q149 Розрахувати струм спрацьовування МСЗ ($K_{сзп} = 1,34$; $K_{в} = 0,8$) за умови неспрацьовування після вимкнення близького КЗ в точці К-10 для генератора G з $\cos\phi = 0,8$ і $U = 6,3$ кВ типу ТВФ-24:



- V1 400...500 A;
- V2 5400...5550 A;
- V3 100...6000 A;
- V4 1100...5500 A;
- V5 1500...2500 A.

Q150 Якими вимірювальними трансформаторами визначається зона дії максимального струмового захисту боку вищої напруги трансформатора Т:



V1 4KA;
 V2 2KH;
 V3 3TA;
 V4 YAT;
 V5 1KV?

Навчальний посібник

Панченко Сергій Володимирович
Блиндюк Василь Степанович
Баженов Володимир Миколайович
та ін.

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

Частина 2

Відповідальний за випуск Одегов М. М.

Редактор Ібрагімова В. В.

Підписано до друку 27.12.19 р.
Формат паперу 60x84 1/16. Папір писальний.
Умовн.-друк. арк. 16,5. Тираж 100. Замовлення №
Видавець та виготовлювач Український державний університет
залізничного транспорту,
61050, Харків-50, майдан Фейербаха, 7.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 6100 від 21.03.2018 р.