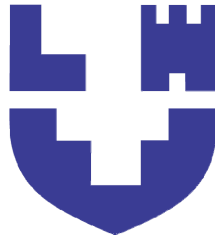


Міністерство освіти та науки України
Луцький національний технічний університет



ПРИСТРОЇ ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Методичні вказівки до виконання курсового проекту
для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти
освітньої програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
галузі знань 6 Інженерія, виробництво та будівництво
спеціальності 63 Електрична інженерія
денної та заочної форм навчання

ЛУЦЬК 2026

УДК 621.316(07)

П75

До друку

Голова вченої ради

факультету архітектури, будівництва та дизайну _____ О.В.Андрійчук

Електронна копія друкованого видання передана для внесення в репозиторій ЛНТУ

Директор бібліотеки _____ Н.П. Поліщук

Затверджено вченою радою факультету архітектури, будівництва та дизайну ЛНТУ,

протокол № від « ____ » _____ 2026 року.

Розглянуто і схвалено на засіданні кафедри електричної інженерії ЛНТУ, протокол № від « ____ » _____ 2026 року.

Завідувач кафедри електричної інженерії _____ Ю.В. Грицюк

Укладач: _____ А.В. Гадай, кандидат технічних наук, доцент кафедри електричної інженерії ЛНТУ

Рецензент: _____ В. І. Волинець, кандидат технічних наук, доцент кафедри електричної інженерії ЛНТУ

Відповідальний

за випуск: _____ Ю.В. Грицюк, кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри електричної інженерії ЛНТУ

Пристрої захисту та автоматики електрообладнання [Текст] : методичні вказівки до виконання курсового проекту для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти освітньої програми П75 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань G Інженерія, виробництво та будівництво спеціальності G3 Електрична інженерія денної та заочної форм навчання / уклад. А.В. Гадай. Луцьк : ВІП ЛНТУ. 2026. 187 с.

Видання містить методичні вказівки до виконання курсового проекту, приклади розрахунку, завдання для розв'язання.

Призначене для студентів спеціальності G3 Електрична інженерія денної та заочної форми навчання.

ЗМІСТ

1 ЗАГАЛЬНІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ	7
1.1 Основні види розподільчих електричних мереж та вимоги до релейного захисту	7
1.2 Розрахунок струмів к.з. для вибору уставок захистів	9
1.3 Приблизний розрахунок струму самозапуску навантаження для трансформаторів з великим діапазоном регулювання напруги (РПН)	12
2 РОЗРАХУНОК ЗАХИСТУ ЛІНІЙ 6(10) кВ	13
2.1 Вказівки до вибору захисту ліній	13
2.2 Вимоги до РЗ ліній 6-10 кВ	13
2.2.1 Особливості виконання захисту міських мереж	14
2.2.2 Особливості виконання захисту мереж промислових підприємств	15
2.2.3 Особливості виконання захисту сільських мереж	15
2.3 Захист від багатofазних замикань	15
2.3.2 Струмова відсічка лінії, що живить один або кілька трансформаторів 6(10)/0,4 кВ	17
2.3.3 Струмова відсічка повітряної лінії	19
2.3.4 Комбінована відсічка за струмом та напругою (струмова відсічка з блокуванням за напругою)	19
2.3.5 Максимальний струмовий захист ліній (МСЗ)	21
2.3.6 Схема МСЗ	23
2.3.7 МСЗ з пуском за напругою лінії, яка працює в блоці з трансформатором	24
2.4 Вибір часу спрацювання та часові характеристики МСЗ	26
2.5 Вибір запобіжників та погодження дії РЗ з дією запобіжників	33
2.6 Захист від однофазних замикань на землю	34
2.6.1 Захист з дією на вимкнення згідно з ТБ	34
2.6.2 Захист із застосуванням пристроїв РТЗ-50, РТЗ-51, РТ-40/0,2	34
2.6.3 Направлений захист нульової послідовності від однофазних замикань на землю ЗЗП-1	36
2.6.4 Захист на базі пристрою УСЗ-2/2	39

2.6.5	Захист на базі пристрою УСЗ-3М	40
2.6.6	Захист із застосуванням мікропроцесорних пристроїв	40
3	РОЗРАХУНОК ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРІВ	44
3.1	Загальні відомості	44
3.2	МСЗ трансформатора	44
3.2.1	МСЗ без пуску за напругою	44
3.2.2	МСЗ з пуском за напругою	48
3.3	Стумовий захист від перевантажень	50
3.4	Стумова відсічка на трансформаторах	50
3.5	Диференційний стумовий захист трансформаторів	51
3.5.1	Диференційний стумовий захист без гальмування	51
3.5.2	Диференційний стумовий захист з гальмуванням	55
3.5.3	Диференційна стумова відсічка	56
3.6	Диференційний стумовий захист на пристрої RET 670	57
3.6.1	Виконання диференційного стумового захисту на RET 670	57
3.7	Цифрове вирівнювання (масштабування) струмів плечей об'єкта	60
3.8	Вимоги до трансформаторів струму у схемах диференціальної стумового захисту	61
3.8.1	Вимоги до трансформаторів струму у схемах диференційного захисту пристроїв RET 670	61
3.8.2	Вимоги до проміжних трансформаторів струму	64
3.9	Розрахунок та вибір параметрів спрацювання диференційного стумового захисту пристрою RET 670	64
3.9.1	Початковий гальмівний струм EndSection1	64
3.9.2	Початковий диференційний струм спрацювання IdMin	64
3.9.3	Гальмівний струм кінця другої (першої похилої) ділянки EndSection266	
3.9.4	Коефіцієнт гальмування другої (першої похилої) ділянки SlopeSection2	66
3.9.5	Коефіцієнт гальмування третьої (другої похилого) ділянки SlopeSection3	67
3.9.6	Перевірка чутливості диференційного захисту з гальмуванням	68

3.9.7 Д.1 Перевірка чутливості для горизонтальної ділянки гальмівної характеристики	68
3.9.8 Д.3 Перевірка чутливості для похилих ділянок гальмівної характеристики пристрою REF 670	68
3.9.9 Струм спрацювання диференціальної відсічки IdUnre	70
3.9.10 Параметр спрацювання блокування диференційного захисту за другою гармонікою I2/I1ratio	71
3.9.11 Параметр спрацювання блокування диференційного захисту за п'ятою гармонікою I5/I1ratio	72
4 ВИБІР ОПЕРАТИВНОГО СТРУМУ І СХЕМ ЗАХИСТУ	74
4.1 Вибір оперативного струму	74
4.2 Вибір схем захисту	74
4.2.1 Схеми струмових захистів	74
4.2.2 Схеми диференційного захисту трансформаторів	75
4.3 Повні схеми релейного захисту	77
4.3.1 Повна схема релейного захисту на постійному оперативному струмі магістральної кабельної лінії, що живить два трансформатори.	77
4.3.2 Повна схема релейного захисту на змінному оперативному струмі двообмоткового понижувального трансформатора, який ввімкнений через вимикач.	81
4.3.3 Повна схема захисту на змінному оперативному струмі понижувального трансформатора, ввімкненого до відгалуження від лінії.	84
4.3.4 Повна схема релейного захисту понижувального двообмоткового трансформатора на постійному оперативному струмі.	90
4.4 Приклади підключення та використання функцій пристроїв REF 615 та REF 670	94
4.4.1 Приклад підключення пристрою REF 615	94
4.4.2 Приклад підключення та використання функцій пристроїв REF 670 для захисту двообмоткового трансформатора	95
4.4.3 Приклад підключення та використання функцій пристроїв REF 670 для захисту двообмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою НН	98

4.4.4 Приклад підключення та використання функцій пристроїв RET 670 для захисту триобмоткового трансформатора 110–220 кВ	100
4.4.5 Е.4 Приклад підключення та використання функцій пристроїв RET 670 для захисту автотрансформатора 110–220 кВ	102
5 РОЗРАХУНКОВА ПЕРЕВІРКА ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ	104
5.1 Вимоги до трансформаторів струму	104
5.2 Перевірка на 10%-ву повну похибку за кривими граничної кратності	105
5.3 Способи зменшення похибки трансформаторів струму	108
5.4 Розрахункова перевірка надійного замикання контактів електромеханічних реле струму, опору і напряду потужності	109
5.5 Способи забезпечення надійного спрацювання реле	111
5.6 Розрахункове визначення напруги на виводах вторинної обмотки ТС	111
6 ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКІВ	113
7 ЗАВДАННЯ	162

1 ЗАГАЛЬНІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

1.1 Основні види розподільчих електричних мереж та вимоги до релейного захисту

Розподільчі мережі призначені для передавання електроенергії споживачам і складаються з ліній електропередач, які живлять кілька трансформаторних підстанцій, або введів до електрозлагод споживачів, а також з трансформаторних підстанцій і розподільчих пунктів [1].

Електричні мережі розрізняються за конструктивним виконанням (повітряні і кабельні лінії, струмопроводи), за видом струму, за напругою (табл. 1.1), за режимом нейтралі трансформаторів, за конфігурацією, за призначенням. До розподільчих мереж відносяться мережі змінного струму з номінальною напругою 0,38 – 35 кВ, а також мережі 110 кВ, а інколи і 220 – 330 кВ, які не входять в так звану основну мережу енергосистеми і призначені для живлення трансформаторних підстанцій.

Таблиця 1.1 – Номінальні, найбільші і середні лінійні напруги електричних розподільчих мереж трифазного струму 50 Гц

Напруга, кВ		
номінальна	найбільша	середня (для розрахунку струмів к.з.)
0,22/0,27	–	0,22/0,27
0,38/0,22	0,4/0,23	0,4/0,23
0,66/0,38	0,69/0,4	0,69/0,4
3	3,5	3,15
6	6,9	6,3
10	11,5	10,5
20	23	20
35	40,5	37
110	126	115
150	172	154
220	252	230

Велике значення для надійної роботи електромереж має правильне виконання і відлагодження релейного захисту та протиаварійної автоматики, включаючи правильний вибір робочих параметрів спрацювання (уставок) релейної апаратури.

Релейний захист елементів розподільчих мереж повинен відповідати вимогам селективності, швидкодії, чутливості та надійності.

Селективна (вибіркова) дія захисту забезпечує вимкнення лише пошкодженої ділянки і зводить до мінімуму недовипуск електроенергії. Вимоги селективності не виключають можливості дії захисту як резервного в випадку відмови захисту або вимикачів на наступних (за напрямком струму к.з.) ділянках мережі. Такий спосіб резервування називається далеким резервуванням.

Правилами [1] допускається можливість не спрацювання захисту як резервного при к.з. за трансформаторами відносно малої потужності, на реактованих лініях, в кінці довгої суміжної ділянки мережі. В тих випадках, коли відмова захисту елемента, що відходить, призводить за відсутності далекого резервування до важких наслідків, додатково застосовуються спеціальні пристрої резервування відмови вимикачів та захисту. Такий спосіб резервування називається ближнім резервуванням.

Селективність захистів, які придатні до далекого резервування (максимальні струмові, дистанційні), забезпечується вибором їх параметрів спрацювання таким чином, щоб захисти живлячих елементів мали в загальному випадку більший час спрацювання і меншу чутливість, ніж захисти елементів, що відходять.

Швидкодія релейного захисту запобігає порушенню стійкості паралельно працюючих синхронних машин, не допускає розладу роботи споживачів від зменшення напруги при к.з., зменшує розміри пошкоджень в місці к.з. і тим самим сильно збільшує ефективність роботи АВР і АПВ. Прийнято вважати [1, 2], що релейний захист повинен діяти без сповільнення при усіх к.з., які обумовлюють залишкову напругу менше $0,6U_{ном}$ на збірних шинах, від яких працюють синхронні машини, а також з метою запобігання руйнування ліній з малим перерізом проводів, а також в випадках небезпеки для життя працюючих людей. В усіх інших випадках захист може діяти з деяким сповільненням (до кількох секунд).

Чутливість релейного захисту називають його здатність реагувати на усі види пошкоджень та аварійні режими, які можуть виникати в межах основної захисної зони резервування. Чутливість захисту оцінюється коефіцієнтами

чутливості, величина яких регламентується Правилами [1].

Надійність релейного захисту визначається як його спрацюванням в усіх необхідних випадках, так і неспрацювання у випадках, коли дія захисту не вимагається.

1.2 Розрахунок струмів к.з. для вибору уставок захистів

Для розрахунку струмів к.з. передусім вибирають розрахункові точки к.з., електрично найвіддаленіші від живлячої підстанції. Визначається опір ділянок ліній, відгалужень, силових трансформаторів та інших ділянок. Струм максимального трифазного к.з. [3]:

$$I_{к.маx}^{(3)} = \frac{U_{сер.м}}{\sqrt{3}Z_к}, \quad (1.1)$$

де $U_{сер.м}$ – середня лінійна напруга електричної мережі, де відбулось к.з. (див. табл. 1.1); $Z_к$ – повний опір до точки к.з.

В тих самих точках к.з. визначається мінімальний двофазний струм к.з. [3]:

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ном.м}}{\sqrt{3}Z_к}, \quad (1.2)$$

де $U_{ном.м}$ – номінальна лінійна напруга електричної мережі, де відбулось к.з. (див. табл. 1.1).

Як відомо, на сучасних трансформаторах розподільчих мереж 35 кВ і більше встановлюються автоматичні регулятори напруги. Оскільки номінальна потужність трансформатора є величиною постійною, при зміні напруги регульованої сторони ВН обернено пропорційно їй змінюється струм на цій стороні.

При регулюванні напруги на стороні ВН змінюється і опір трансформатора, віднесений до сторони ВН, причому характер цієї зміни залежить від конструктивних особливостей трансформатора. Для понижувальних трансформаторів 110 кВ загального призначення при зменшенні коефіцієнта трансформації ($-\Delta U_{рпн}$) опір X_m зменшується порівняно з середньою його

величиною, а при збільшенні коефіцієнта трансформації ($+\Delta U_{РПН}$) – збільшується (див. додаток). У трансформаторів 35 кВ 4 та 6,3 МВА є також залежність u_k , але є приклади, коли “від’ємному” відгалуженню відповідає $u_{k\max}$ і навпаки. Але і в цих випадках “від’ємному” відгалуженню регульованої обмотки відповідає $X_{m.\min}$.

Для трансформаторів 110 і 35 кВ, в яких при $-\Delta U_{РПН}$ напруга к.з. u_k , % менша середньої, а при $+\Delta U_{РПН}$ – більше середньої, опори трансформаторів в іменованих одиницях, в омах, віднесені до регульованої обмотки ВН, визначаються за виразами [4]:

$$X_{m.\text{сep}} = \frac{u_k U_{m.\text{ном}}^2}{100 S_{m.\text{ном}}}, \quad (1.3)$$

$$X_{m.\text{min}} = \frac{u_{k.\text{min}} U_{\text{min вН}}^2}{100 S_{m.\text{ном}}} = u_{k.\text{min}} \frac{[U_{\text{ном.вН}} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{100 S_{m.\text{ном}}}, \quad (1.4)$$

$$X_{m.\text{max}} = \frac{u_{k.\text{max}} U_{\text{max вН}}^2}{100 S_{m.\text{ном}}} = u_{k.\text{max}} \frac{[U_{\text{ном.вН}} (1 + \Delta U_{*РПН})]^2}{100 S_{m.\text{ном}}}, \quad (1.5)$$

де $U_{\text{ном.вН}}$ – номінальна напруга сторони ВН, кВ; $S_{m.\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА; $\Delta U_{*РПН} = \frac{\Delta U_{РПН} \%}{100}$ – половина повного (сумарного) діапазону регулювання напруги на стороні ВН трансформатора.

Якщо напруга $U_{\text{max вН}}$ більша, ніж максимально допустима для даної мережі (табл. 1.1), СВ $U_{\text{max вН}}$ в (1.5) слід приймати за табл.1.1. Величини u_k , % для положення регулятора, якому відповідає $U_{\text{вН}} = U_{\text{max}}$, необхідно визначити або експериментально, або шляхом ітерації за відомими величинами $u_{k.\text{сep}}$, % і $u_{k.\text{max}}$, %. Для існуючих понижувальних трансформаторів розподільчих мереж 35-110 кВ з достатньою точністю в практичних розрахунках можна приймати шукане u_k , % приблизно рівною паспортній $u_{k.\text{max}}$, %. В таких випадках

$$X_{m.\text{max}} = \frac{u_{k.\text{max}} U_{\text{max вН}}^2}{100 S_{m.\text{ном}}}. \quad (1.5, a)$$

Визначення максимально можливого струму к.з. слід виконувати при найменшому її режимі ($X_{c.max}$, приведений до $U_{сер.м}$ мережі ВН) і опорі $X_{m.min}$, визначеному за (1.4). Для практичних розрахунків струмів к.з. за понижувальним трансформатором використовують метод накладання аварійних струмів на струми навантаження трансформатора в передаварійному режимі [5]. В основі цього метода лежить припущення про постійність номінальної напруги на стороні НН (або СН) трансформатора, яка забезпечується автоматикою РПН. Дійсний струм, що проходить, через трансформатор:

$$I_{m.д max}^{(3)} = I_{ав max}^{(3)} + K_3 I_{m.min рег} = I_{k.max вн}^{(3)}, \quad (1.6)$$

$$I_{ав max}^{(3)} = \frac{U_{ном.м}}{\sqrt{3}(X_{c.max} + X_{m.min})}, \quad (1.7)$$

$$I_{m.min рег} = \frac{S_{m.ном}}{\sqrt{3}U_{ном.вн}(1 - \Delta U_{*РПН})}, \quad (1.8)$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора; $U_{сер.м}$ – номінальна лінійна напруга мережі від якої заживлений трансформатор (табл. 1.1).

Приведення $I_{k.max вн}^{(3)}$ до нерегульованої сторони НН слід проводити не за середнім коефіцієнтом трансформації, а за мінімальним, який відповідає тому ж крайньому положенню РПН, при якому визначався цей струм:

$$I_{k.max нн}^{(3)} = I_{k.max вн}^{(3)} K_{m.min рег}, \quad (1.9)$$

$$K_{m.min рег} = \frac{U_{ном.вн}(1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{ном.нн}}, \quad (1.10)$$

Визначення мінімального струму к.з. слід виконувати при найбільшому опорі живлячої системи в мінімальному її режимі ($X_{c.min}$) і найбільшому опорі трансформатора, врахованого за (1.5) або (1.5, а). Для практичних розрахунків також використовують метод накладання, причому в цьому випадку можна припустити, що до моменту к.з. струм навантаження був незначний. Тому

$$I_{m.д min}^{(3)} = I_{ав min}^{(3)} = I_{k.min вн}^{(3)} = \frac{U_{max.м}}{\sqrt{3}(X_{c.min} + X_{m.max})}, \quad (1.11)$$

де $U_{\max .m} = U_{\text{ном.вн}} (1 + \Delta U_{*РПН})$, але не більше, ніж вказане в табл.1.1.

Приведення $I_{k \min \text{вн}}^{(3)}$ до нерегульованої сторони НН слід виконувати за допомогою коефіцієнта трансформації, при якому визначався цей струм:

$$I_{k \min \text{нн}}^{(3)} = I_{k \min \text{вн}}^{(3)} K_{\text{т.макс рег}}, \quad (1.12)$$

$$K_{\text{т.макс рег}} = \frac{U_{\text{макс.вн}}}{U_{\text{ном.нн}}}.$$

1.3 Приблизний розрахунок струму самозапуску навантаження для трансформаторів з великим діапазоном регулювання напруги (РПН)

Максимальний струм самозапуску, що проходить через регульовану сторону ВН трансформатора з РПН, за опором загальмованого навантаження [4]:

$$I_{\text{нав.з}} = \frac{U_{\text{ном.вн}} (1 - \Delta U_{*РПН})}{\sqrt{3} (X_{c \max} + X_{\text{т min}} + X'_{\text{нав.з}})}, \quad (1.13)$$

де $X'_{\text{нав.з}}$ – опір загальмованого навантаження, приведений до сторони НН при мінімальному коефіцієнті трансформації трансформатора:

$$X'_{\text{нав.з}} = \frac{X_{*\text{нав}} [U_{\text{ном.вн}} (1 - \Delta U_{*РПН})]}{S_{\text{нав}}}, \quad (1.14)$$

де $X_{*\text{нав}} = 0,35$ – пусковий опір узагальненого навантаження.

Слід відмітити, що наявний при розрахунку за (1.13) розрахунковий запас враховує можливе збільшення струму самозапуску в випадку автоматичного вмикання під навантаження трансформатора, що знаходився в резерві, в якого в цей момент регулятор РПН перебуває в крайньому “від’ємному” положенні, яке не відповідає більшій напрузі на виводах ВН.

Наявність РПН призводить до суттєвого збільшення величини $I_{\text{нав.з}}$ і зменшення величини $I_{k \min}^{(3)}$, а отже, до зменшення чутливості максимального струмового захисту трансформатора. Тому для трансформаторів з РПН, які живлять узагальнене навантаження або, тим більше, високовольтні двигуни, які беруть участь в самозапуску, є необхідним, як правило, виконувати МСЗ з пуском за напругою.

2 РОЗРАХУНОК ЗАХИСТУ ЛІНІЙ 6(10) КВ

2.1 Вказівки до вибору захисту ліній

При виборі захистів ліній 6(10) кВ та розрахунку їх параметрів необхідно користуватись такими рекомендаціями:

- вибрати якомога простіший конкретний пристрій релейного захисту; вибрати елементну базу для реалізації вибраного пристрою РЗ;
- зробити розрахунок уставок спрацювання вимірних органів пристрою РЗ;
- перевірити чутливість РЗ. У випадку малої чутливості необхідно розглянути інший, складніший пристрій РЗ і повторити розрахунок.

2.2 Вимоги до РЗ ліній 6-10 кВ

Згідно з ПВЕ, на усіх без винятку лініях 6-10 кВ передбачаються пристрої РЗ, які діють при багатofазних к.з. в лінії і, по можливості, здійснюють резервну дію при к.з. на суміжній ділянці (для n-ної ділянки мережі суміжною є (n-1) – ділянка, яка знаходиться ближче до навантаження). Ці захисти повинні діяти на вимкнення пошкодженого елемента. Допускається не спрацювання захисту при к.з. за трансформаторами, коли для них передбачено окремий захист. Крім того, на лініях 6-10 кВ передбачені пристрої захисту або сигналізації від однофазних замикань на землю.

Релейний захист від к.з. повинен задовольняти чотири вимоги – селективність, швидкодія, чутливість і надійність. Селективністю називається властивість захисту, яка забезпечує ефективне вимкнення лише пошкодженого елемента системи при к.з., дією через його вимикач. Прискорене вимкнення к.з. зменшує вплив падіння напруги на роботу споживачів, зменшує розміри руйнувань пошкодженого елемента, поліпшує якість електричного освітлення. Чутливість характеризує стійкість спрацювання при к.з. в захисній зоні. Чутливість захисту звичайно оцінюється його коефіцієнтом чутливості $K_{\text{ч}}$. Необхідні мінімальні $K_{\text{ч.min}} > 1$ регламентовані "Правилами влаштування електроустановок", їх величини в основному визначаються необхідністю

врахування перехідного опору в місці пошкодження. Під надійністю розуміється властивість виконувати задані функції з заданою технічною досконалістю. Надійність обумовлюється безвідмовністю, ремонтпридатністю, довговічністю.

Захист від однофазних замикань на землю повинен задовольняти, як і для захистів від к.з., вимоги селективності. При цьому селективність розуміється як виявлення ділянки або хоча б напряму (ланцюжка ділянок), в межах якого відбулось замикання. Крім того, такий захист повинен задовольняти деякі специфічні вимоги:

- захист повинен реагувати на замикання через періодично зникаючу дугу;
- пристрої повинні реагувати не тільки на стійкі, але і на короткочасні замикання на землю, що дає можливість профілактично перевірити ізоляцію;
- бажано мати неперервність дії захисту поверненого персоналом в початкове положення, для можливості перевірки стійкого замикання на даному напрямі, наприклад, після вимкнення персоналом одного з елементів з передбачуваним пошкодженням.

2.2.1 Особливості виконання захисту міських мереж

Захист міських мереж виконується з врахуванням таких особливостей:

- захист КЛ виконується за допомогою максимальних струмових реле з обернено залежними часовими характеристиками РТ-80, РТ-90 або РТВ. Такі захисти добре погоджуються з захистами, виконаними запобіжниками;

- струмова відсічка (СВ) в кабельних мережах не встановлюється, оскільки вона охоплює невеликі ділянки мережі. Дія ПАПВ після неселективної СВ в таких мережах є мало ефективною;

- недоліком максимального струмового захисту (МСЗ) є високий рівень витримок часу, особливо на головних ділянках за рахунок погодження з МСЗ суміжних елементів. Зменшення $t_{c.з}$ досягається встановленням швидкодіючих дистанційних захистів, диференційних захистів;

- струмовий захист (СЗ) виконується, як правило, на змінному оперативному струмі за винятком ліній, які відходять від шин ЕС та ПС, де є акумуляторні батареї.

2.2.2 Особливості виконання захисту мереж промислових підприємств

Захист мереж промислових підприємств виконується з врахуванням таких особливостей:

- необхідно врахувати двигуни при розрахунку к.з. та струмів спрацювання захистів (суттєво збільшується коефіцієнт самозапуску двигунів $K_{сзп}$);
- для полегшення самозапуску двигунів час роботи з пониженою напругою повинен бути мінімальним. Тому можливе застосування швидкодіючих СЗ, неселективної СВ з наступним АПВ;
- застосування електромагнітного приводу потребує джерела постійного оперативного струму.

2.2.3 Особливості виконання захисту сільських мереж

Захист сільських мереж виконується з врахуванням таких особливостей:

- рівень струмів к.з. співмірний з рівнем струмів навантаження, що ускладнює вибір уставок;
- на головних ділянках встановлюється МСЗ. Коли не забезпечується необхідна чутливість, магістральну лінію секціонують. Для секціонованих мереж застосовують дистанційні ненаправлені захисти із залежною витримкою часу;
- МСЗ базується на реле прямої дії РТВ, на реле РТ-80, РТ-90;
- у більшості випадків захисти працюють на змінному оперативному струмі.

Використання вакуумних вимикачів з електромагнітним приводом потребує спеціального блоку живлення, під'єданого до ТН, або ТС.

2.3 Захист від багатозазних замикань

Для захисту ліній 6-10 кВ в основному використовуються запобіжники та струмові захисти. Запобіжники не завжди задовольняють вимогам чутливості та селективності, можуть спричинити неповнофазні режими. Тому перевага надається захистам на максимальних струмових реле.

На реактованих лініях застосовується одноступеневий МСЗ у двофазному однорелейному виконанні (рис. 2.1).

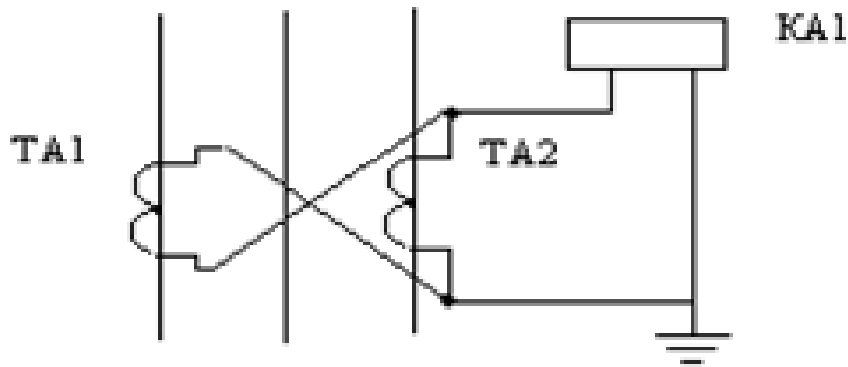


Рисунок 2.1 – Двофазна однорелейна схема

Для нереактованих ПЛ застосовується двофазний двоступеневий СЗ: перша ступінь – одно- або дворелейна відсічка (рис. 2.2), а друга – дво- або трирелейний МСЗ з залежною або незалежною від струму характеристикою витримки часу (рис. 2.3). Вибір варіанта захисту остаточно визначається вимогами чутливості.

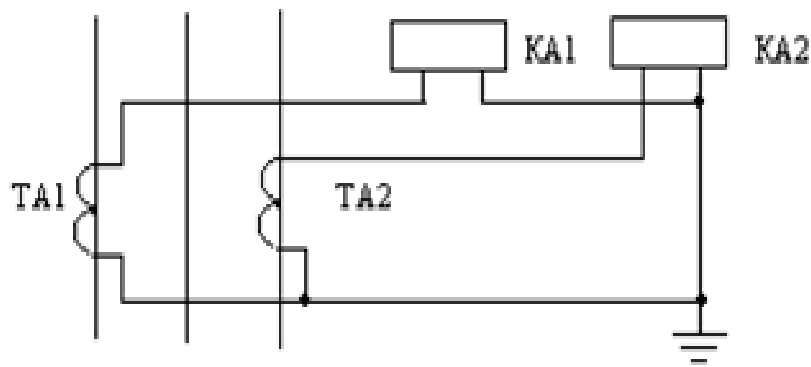


Рисунок 2.2 – Двофазна дворелейна схема

Недоліком першої схеми (рис. 2.1) є складніші умови погодження захисту із захистами суміжних елементів, виконаних на запобіжниках; різна чутливість до к.з. АС, АВ, ВС; при к.з. за трансформаторами Y/Δ , Δ/Y або при однофазному к.з. за трансформатором Y/Y_n , коли струми у фазах А і С рівні за величиною та фазою, тому через реле КА струм не протікатиме і захист не працюватиме.

Схема рис. 2.2 має різну чутливість до двофазних к.з., як і схема рис. 2.1. Але захист, виконаний за цією схемою, буде реагувати при к.з. за трансформаторами Y/Δ , Δ/Y , однофазному к.з. за трансформатором Y/Y_n .

Усіх цих недоліків не має схема, наведена на рис. 2.3. Ця схема за чутливістю еквівалентна трифазній трирелейній схемі.

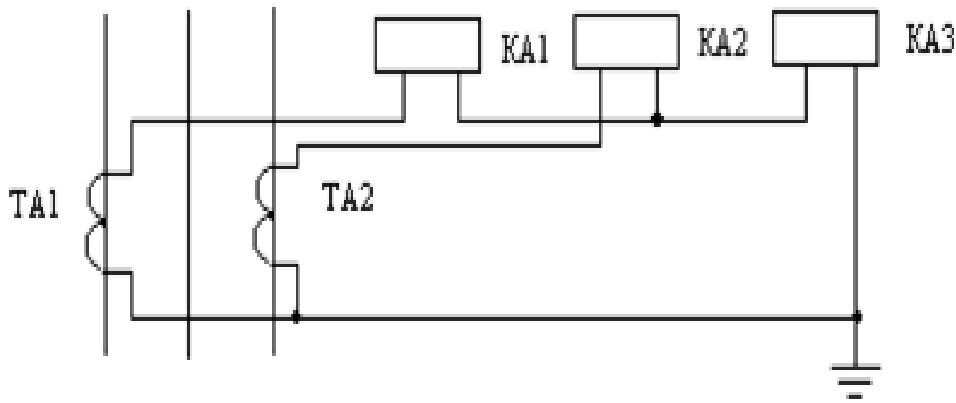


Рисунок 2.3 – Двофазна трирелейна схема

У випадку використання мікропроцесорного захисту використовуються такі схеми:

- двофазна трирелейна схема (рис.2.4, а). Аналоговий вхід блока Ів ввімкнений до нульового проводу;
- двофазна дворелейна схема (рис.2.4, б). Струм Ів розраховується програмно і схема стає ідентичною двофазній трирелейній схемі;
- трифазна трирелейна схема (рис.2.4, в)

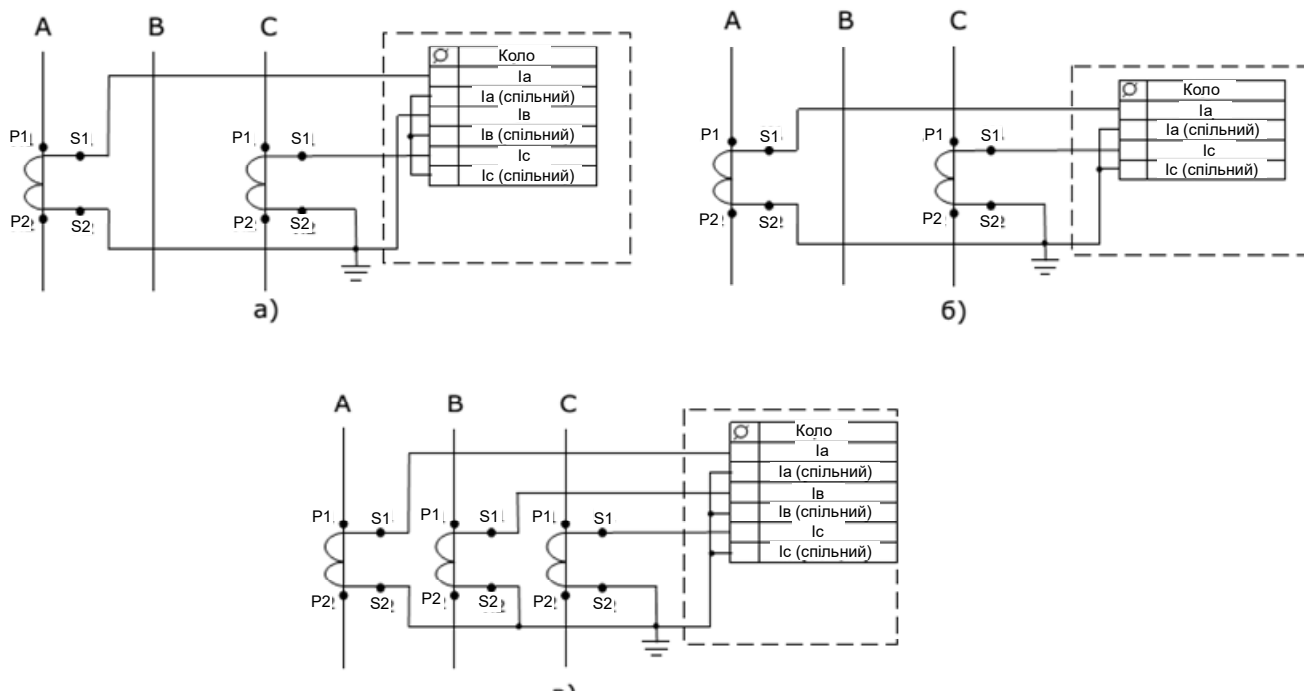


Рисунок 2.4 – Схеми вмикання мікропроцесорного захисту від багатозначних КЗ

Основними СЗ ліній 6-10 кВ є СВ і МСЗ. СВ є простим і швидкодіючим СЗ, але її застосування в цих мережах обмежене недостатньою чутливістю.

2.3.2 Струмова відсічка лінії, що живить один або кілька

трансформаторів 6(10)/0,4 кВ

Струм спрацювання вибирається з умови неспрацювання захисту при к.з. на стороні 0,4 кВ :

$$I_{c.з} \geq K_{від} I_{кmax}^{(3)}, \quad (2.1)$$

де $K_{від} = 1,3...1,4$; $I_{кmax}^{(3)}$ – найбільший з струмів к.з. на стороні 0,4 кВ трансформаторів, які отримують живлення від даної лінії.

Для магістральних ліній, крім (2.1), повинна виконуватись умова відлагодження від сумарного кидка намагнічуючих струмів трансформаторів:

$$I_{c.з} \geq K'_{від} \Sigma I_{ном.т}, \quad (2.2)$$

де $K'_{від} = 3...4$ при виконанні відсічки з проміжним реле, яка забезпечує сповільнення дії до 0,1 с; $K'_{від} = 5...6$ при виконанні відсічки без сповільнення; $\Sigma I_{ном.т}$ – сума номінальних струмів трансформаторів, приєднаних до даної лінії.

У вихідні кола РТ-40 вмикається проміжне реле, яке забезпечує:

- вимкнення вимикача, відлагодження від можливого кидку аперіодичної складової струму к.з.;
- відлагодження від дії розрядників на ПЛ.

При використанні РТ-80, РТМ, РТВ проміжне реле не передбачене.

Мінімальний коефіцієнт чутливості при двофазному к.з. в кінці лінії:

$$K_{чmin} = \frac{I_{кmin}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 1,5, \quad (2.3)$$

а у разі відсутності окремих захистів трансформаторів від багатозазних к.з. (запобіжників) порядку 2.

Слід відмітити, що виконання функцій далекого резервування у багатьох випадках важко отримати, а інколи і взагалі технічно неможливо. Тому в розподільчих мережах допускається згідно з ПВЕ відмова від резервування при к.з. за трансформаторами і на реактованих лініях, а також в кінці довгої суміжної ділянки. Крім того, дозволяється обмежуватись резервуванням лише при пошкодженнях, які найчастіше зустрічаються.

Слід відмітити, що при відмові захисту ліній, вимкнення секції, від якої вона відходить, відбувається в багатьох випадках лише після того, як вигорять

великі ділянки, оскільки чутливість МСЗ на вводі секції не реагує на віддалене к.з. Тому пропонується встановлення пристроїв резервування відмов вимикачів або захистів ліній 6 та 10 кВ (ПРВВЗ), тобто використання близького резервування, звичайне для мереж напругою понад 110 кВ. Це рішення, однак, не є поки що типовим.

2.3.3 Струмова відсічка повітряної лінії

Струм спрацювання і чутливість відсічки визначається за формулами (2.1) та (2.3), де $I_{к\max}^{(3)}$ – найбільший струм при трифазному к.з. в кінці лінії в максимальному режимі; $I_{к\min}^{(2)}$ – найменший струм при двофазному к.з. на початку лінії в мінімальному режимі.

2.3.4 Комбінована відсічка за струмом та напругою (струмова відсічка з блокуванням за напругою)

На блоках “лінія-трансформатор” струм к.з. на початку і в кінці лінії відрізняються незначно, і виконати чутливу СВ практично неможливо. Тому в таких випадках часто застосовують комбіновану СВ за струмом та напругою. Струм спрацювання вибирається з умови забезпечення $K_q = 1,5$ при двофазному к.з. в кінці лінії (т.К1 на рис. 2.5) в мінімальному режимі:

$$I_{с.з} \geq \frac{I_{к\min}^{(2)}}{K_q}, \quad (2.4)$$

Крім того, СВ відлагоджується від робочого максимального струму $I_{роб\max}$:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{від} I_{роб\max}}{K_n}, \quad (2.5)$$

де K_n – коефіцієнт повернення реле (див. п. 2.3.4.)

Напруга спрацювання вибирається з умов:

- неспрацювання захисту при трифазному к.з. в кінці лінії або за трансформатором:

$$U_{с.з} \leq \frac{\sqrt{3} I_{с.з}^I (X_l + X_m)}{K_{від}}, \quad (2.6)$$

де $K_{від}=1,2$;

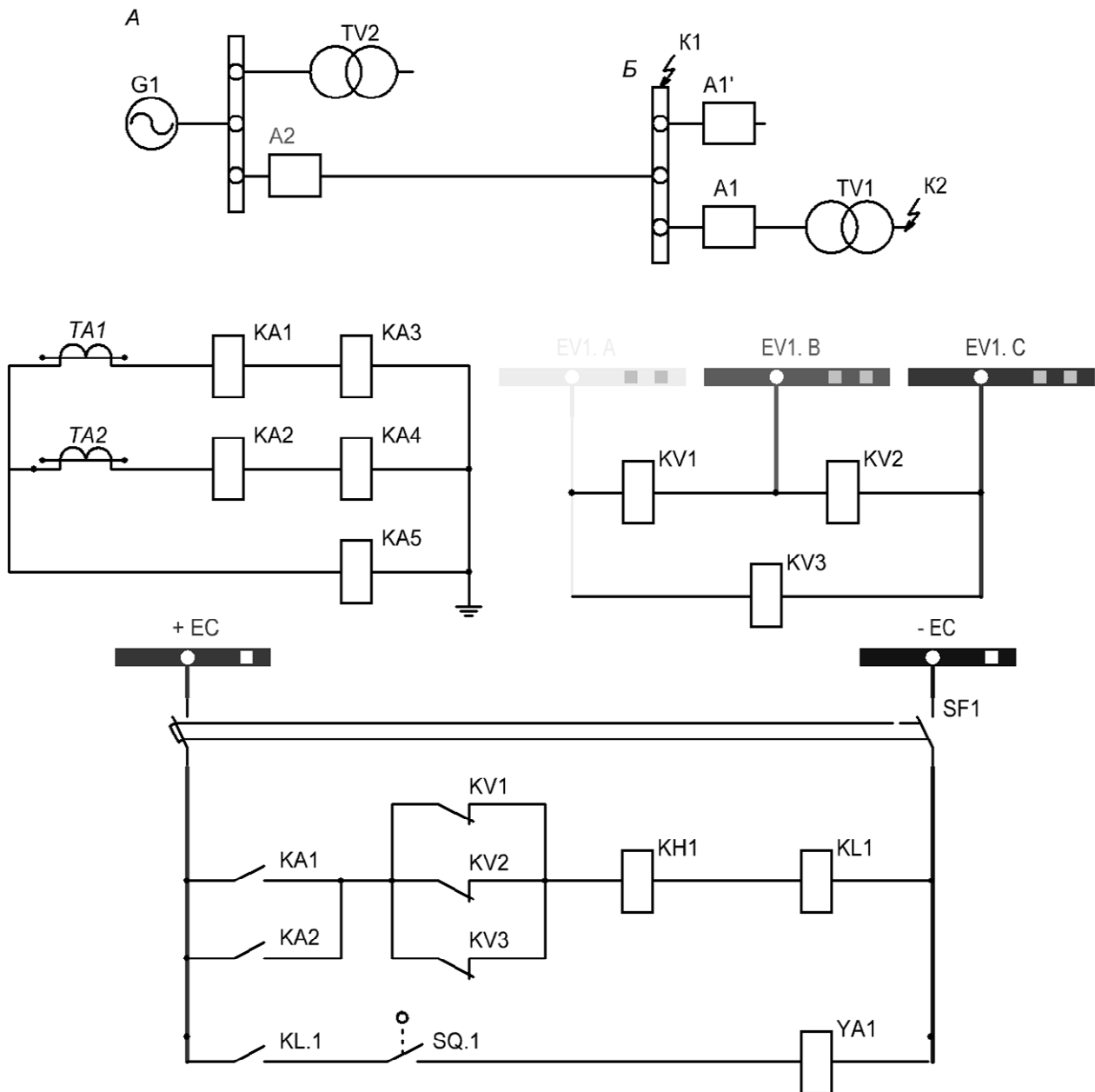


Рисунок 2.5 – Схема комбінованої відсічки за струмом та напругою

- відлагодження реле від мінімальної робочої напруги для забезпечення надійного повернення реле при глибоких зменшеннях напруги (при самозапуску двигунів):

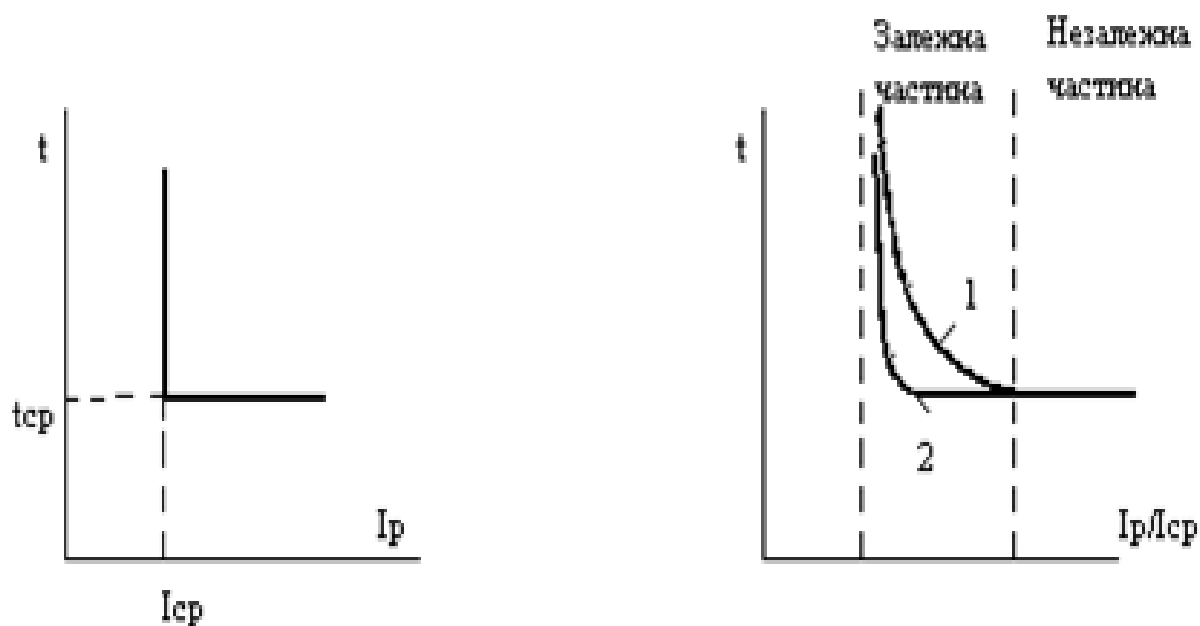
$$U_{с.з} \leq \frac{U_{роб\ min}}{K_{від}} = 0,7U_{ном} , \quad (2.7)$$

Як правило, комбінована відсічка виконується на базі трьох мінімальних реле напруги KV1-KV3 типу РН-53 (рис.2.5), які ввімкнені на лінійні напруги та реле струму KA1, KA2 типу РТ-40.

2.3.5 Максимальний струмовий захист ліній (МСЗ)

Захист від к.з. ліній 6 і 10 кВ розподільчих мереж здійснюється переважно за допомогою МСЗ.

Згідно з типами реле, які використовуються, МСЗ може мати не залежний від струму час спрацювання (реле струму типу РТ-40 і реле часу типу РВ або РВМ) або зворотно залежний від струму час спрацювання (реле струму типів РТ-80, РТ-90, РТВ). Скорочено ці захисти називаються з незалежною (рис. 2.6, а) або залежною (рис. 2.6, б) характеристикою.



а – незалежна від струму характеристика спрацювання МСЗ

б – залежна від струму характеристика спрацювання МСЗ з реле типу РТ-80 (1), РТВ-І (2)

Рисунок 2.6 – Характеристики спрацювання МСЗ

Плавніші характеристики, наприклад в реле РТВ-IV, РТВ-VI, дозволяють краще забезпечити селективність захисту з плавкими запобіжниками та автоматами відносно потужних елементів, що відходять. Крутіші характеристики дозволяють найліпшим чином здійснити погодження з незалежними захистами живлячих елементів.

Струм спрацювання вибирається з умови відлагодження від максимального струму навантаження:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{від} K_{сзн} I_{роб\ max}}{K_n}, \quad (2.8)$$

де $K_{\text{від}} = 1,2$ для мікропроцесорних пристроїв захисту, $K_{\text{від}} = 1,1 \dots 1,2$ для реле РТ-40, РТ-80, РТ-90, $K_{\text{від}} = 1,2 \dots 1,4$ для РТВ;

$K_{\text{п}} = 0,95$ для мікропроцесорних пристроїв захисту, $K_{\text{п}} = 0,85$ для РТ-40, $K_{\text{п}} = 0,8$ для РТ-80, РТ-90, $K_{\text{п}} = 0,65$ для РТВ;

$K_{\text{сзп}}$ – коефіцієнт самозапуску, який враховує збільшення струму навантаження в післяаварійному режимі або після дії АВР за рахунок самозапуску двигунів;

$I_{\text{роб max}}$ – найбільший струм навантаження лінії з урахуванням перевантажувальної здатності трансформаторів.

Для міських мереж $K_{\text{сзп}} = 1,2 \dots 1,3$; для сільських – $K_{\text{сзп}} = 1,1 \dots 1,2$. Для промислового навантаження визначаються:

- опір еквівалентного навантаження:

$$X_{\text{нав}} = \frac{0,35U_c}{\sqrt{3}I_{\text{тр.доп}}}, \quad (2.9)$$

де $I_{\text{тр.доп}}$ – тривалодопустимий струм для кабеля, визначений згідно ПВЕ;

- еквівалентний опір:

$$X_{\text{екв}} = X_c + X_{\text{кл}} + X_{\text{нав}}, \quad (2.10)$$

де X_c , $X_{\text{кл}}$ – опори системи, кабеля, реактора;

- струм самозапуску двигунів:

$$I_{\text{сзп}} = \frac{0,35U_c}{\sqrt{3}X_{\text{екв}}}, \quad (2.11)$$

- коефіцієнт самозапуску:

$$K_{\text{сзп}} = \frac{I_{\text{сзп}}}{I_{\text{тр.доп}}}. \quad (2.12)$$

Якщо в схемі передбачено прискорення МСЗ при ввімкненні вимикача, СВ крім умови (2.8) повинна враховуватись і (2.2).

Струм спрацювання МСЗ погоджується з максимальним струмом спрацювання МСЗ суміжного елемента:

$$I_{\text{с.з.}} \geq K_{\text{пог}} (I_{\text{с.з.поп}} + \sum I'_{\text{нав.max}}), \quad (2.13)$$

де $K_{\text{пог}}$ – коефіцієнт погодження; $I_{\text{с.з.поп}}$ – найбільший струм спрацювання захисту

суміжних елементів (МСЗ трансформаторів або двигунів, приєднаних до РП); $\Sigma I_{\text{нав.мах}}$ – сума робочих струмів ліній без струму лінії, з якою проводиться погодження.

Величина коефіцієнта погодження залежить від реле, які використовуються в погоджувальних захистах. Якщо РТ-80 погоджується з РТ-40 або РТ-40 з РТ-80, $K_{\text{пог}}=1,3$; при погодженні РТВ з РТ-80, $K_{\text{пог}}=1,4$; а при однотипних реле РТ-40 – $K_{\text{пог}}=1,25$; РТ-80 – $K_{\text{пог}}=1,3$; РТВ – $K_{\text{пог}}=1,5$.

Чутливість захисту перевіряється при двофазному к.з. в кінці лінії і на виводах 0,4 кВ трансформатора. Мінімальний коефіцієнт чутливості при відсутності швидкодіючих захистів трансформаторів повинен бути 1,5 при к.з. на виводах 0,4 кВ, а за наявності окремих захистів трансформаторів – 1,5 при к.з. на кінці лінії і, по можливості, 1,2 при к.з. на виводах 0,4 кВ трансформаторів. У випадку використання МСЗ для далекого резервування $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ при к.з. в кінці резервованої ділянки мережі. Інакше вводиться пристрій резервування відмови вимикача, тобто застосовується близьке резервування.

Для нереактованих КЛ використовується одно- або двоступеневий (для блоку "лінія-трансформатор") МСЗ у двофазному, дво- або трирелейному виконанні.

Неспрацювання МСЗ, виконаного з прискоренням дії при ввімкненні вимикача, від кидків струмів намагнічування трансформаторів забезпечується введенням в коло прискорення проковзуючого контакту реле часу з $t_{\text{с.з}}=0,1\dots0,3\text{с}$ та відповідним вибором уставки.

2.3.6 Схема МСЗ

Дана схема МСЗ виконується на РТ-40, РТ-80, РТ-90 (крім РТ-85, РТ-86, РТ-95). Схема на рис. 2.7 виконана на реле струму КА1, КА2 типу РТ-40 і реле часу КТ.

В схему МСЗ на реле прямої дії типу РТВ входить лише реле струму КА, яке безпосередньо діє на вимкнення вимикача.

Якщо захист виконується на змінному оперативному струмі з дешунтуванням електромагніта вимкнення за допомогою індукційних реле, з

підсиленими перемикаючими контактами (рис. 2.8).

2.3.7 МСЗ з пуском за напругою лінії, яка працює в блоці з трансформатором

При недопустимо малому коефіцієнті чутливості струм спрацювання МСЗ вибирається з умови відлагодження від максимального струму в максимальному режимі без урахування самозапуску двигунів ($K_{сзп} = 1$).

Напруга спрацювання реле мінімальної напруги:

$$U_{с.з} = \frac{U_{\min}}{K_{\text{від}} K_n} = (0,85 \dots 0,9) U_{\text{ном}}, \quad (2.14)$$

де U_{\min} – напруга в місці встановлення захисту при умові самозапуску двигунів; $K_{\text{від}} = 1,2$; $K_n = 1,05$ для мікропроцесорних пристроїв захисту, $K_n = 1,2$ для електромеханічних реле.

Чутливість захисту перевіряється з умови забезпечення чутливості при к.з. в зоні захисту:

$$U_{с.з} = \frac{U_{\min}}{K_{\text{від}} K_n} = (0,85 \dots 0,9) U_{\text{ном}}, \quad (2.15)$$

де залишкова напруга на шинах ПС при к.з. в кінці лінії:

$$U_{\text{зал}}^{(3)} = I_{\text{к max}}^{(3)} Z_l. \quad (2.16)$$

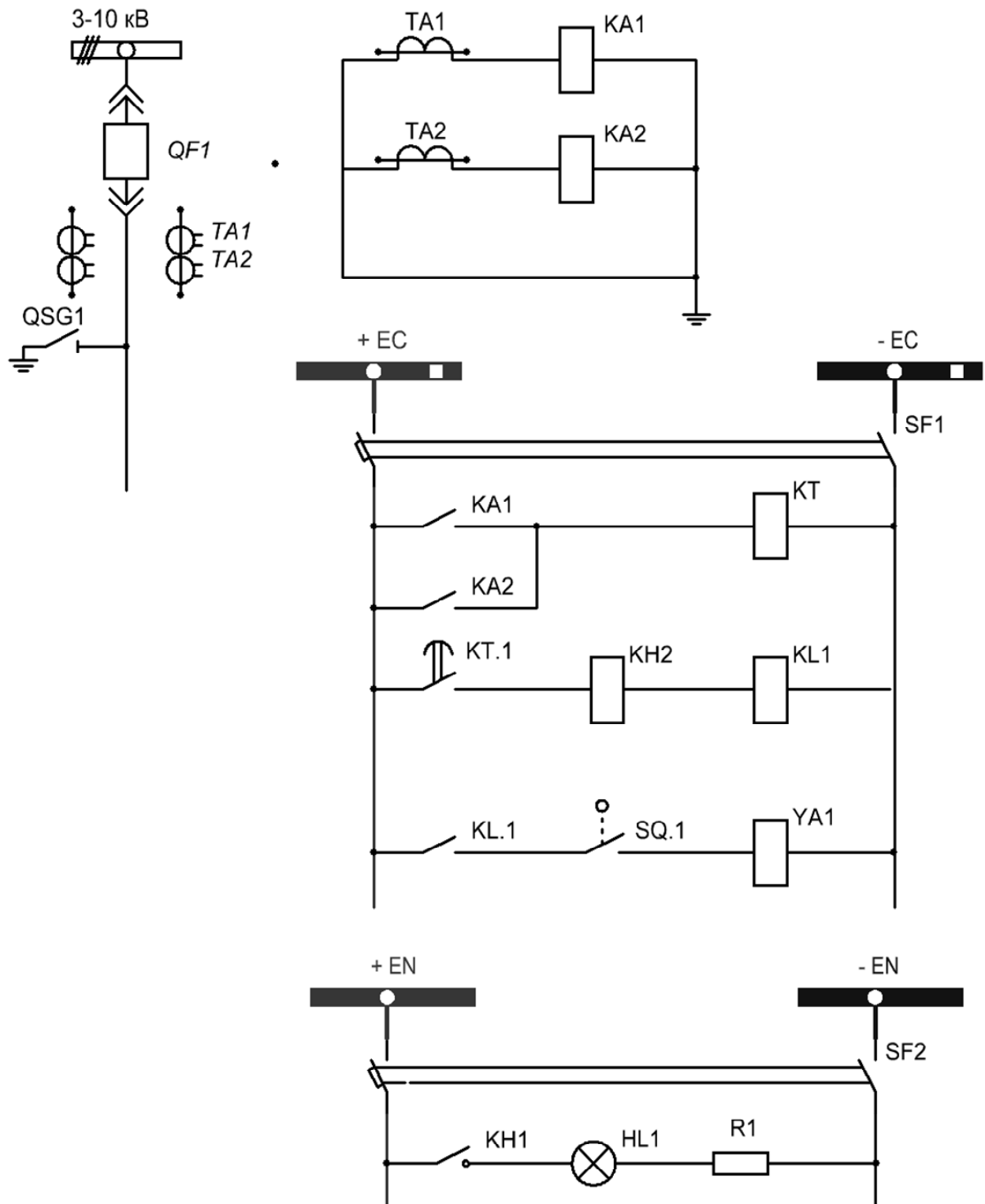


Рисунок 2.7 – Схема МСЗ на постійному оперативному струмі на реле типу РТ-40

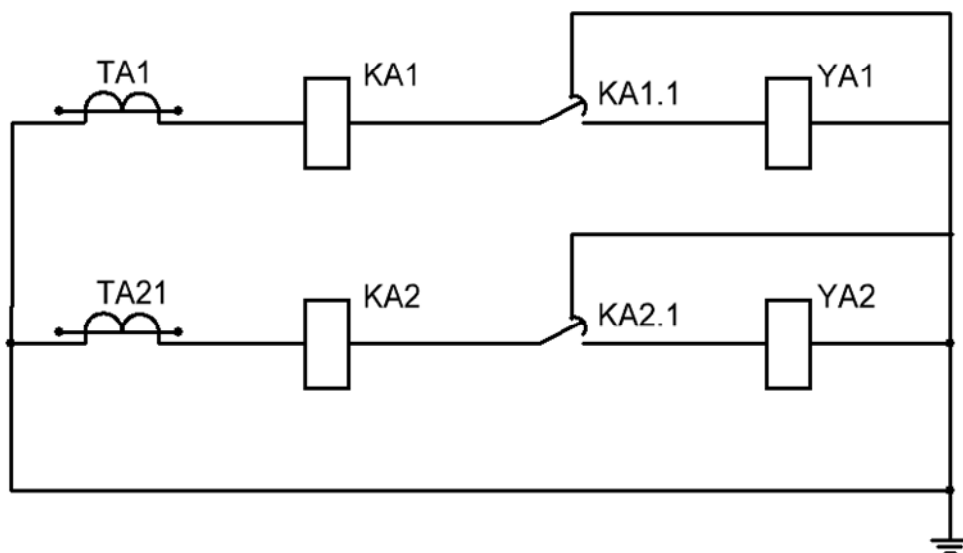
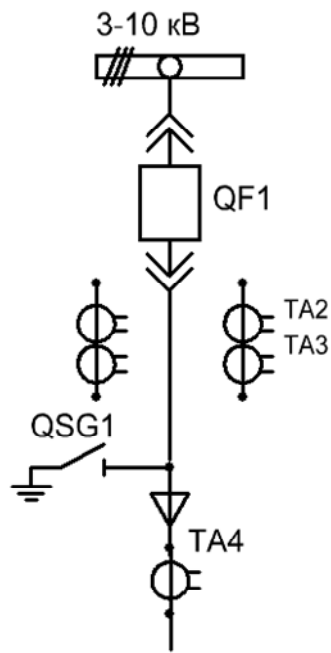


Рисунок 2.8 – Схема МСЗ на змінному оперативному струмі з дешунтуванням електромагніта вимкнення

2.4 Вибір часу спрацювання та часові характеристики МСЗ

Витримка часу МСЗ вибирається з умов селективності та термічної стійкості елемента, що захищається. За умовою селективності для захистів з незалежними характеристиками витримок часу, час спрацювання вибирається за ступеневим принципом від споживачів до джерела

$$t_{c.з.(n)} = t_{c.з.(n-1)} + \Delta t, \quad (2.17)$$

де $t_{c.з.(n)}$ – час спрацювання захисту даного елемента; $t_{c.з.(n-1)}$ – час спрацювання попереднього суміжного елемента (віддаленішого від джерела); Δt – ступінь селективності.

Величина Δt для захистів з незалежною характеристикою витримок часу визначається точністю роботи реле часу. Точність роботи електромеханічних реле часу ЭВ та РВ зменшується із зростанням діапазону уставок по шкалі.

Якщо попередній захист без витримки часу, СВ для реле РВ-110 та РВ-120 $\Delta t = 0,3$ с, а коли той з витримкою часу, СВ $\Delta t = 0,4$ с. Якщо в захисті попереднього елемента використовується ЭВ-120, а в захисті даного елемента – РВ-130, СВ $\Delta t = 0,5$ с. При виконанні обох захистів на реле РВ або ЭВ $\Delta t = 0,6$ с. Для захистів із застосуванням реле РВМ-12 або РВМ-13 $\Delta t = 0,5 \dots 0,6$ с.

При використанні напівпровідникових реле часу $\Delta t = 0,3 \dots 0,4$ с (менша величина, коли захист суміжного елемента миттєводіючий).

Для захистів на реле, які мають залежну характеристику витримок часу спрацювання типу РТ-80, РТ-90 $\Delta t = 0,6$ с, а для РТВ – $\Delta t = 0,7$ с.

Якщо захист попереднього елемента виконаний без витримки часу або з витримкою часу на реле РВ, ЭВ, СВ $\Delta t = 0,5 \dots 0,6$ с.

При погодженні характеристик захистів із залежною характеристикою витримок часу рекомендується збільшити Δt до 1 с.

Для мікропроцесорних пристроїв захисту $\Delta t = 0,4$ с, напівпровідникових захистів з залежною характеристикою $\Delta t = 0,4 \dots 0,5$ с. Для великих кратностей струмів – зменшується до 0,3 с, а для малих – збільшується до 0,6 с.

В мікропроцесорних пристроях захисту використовуються так звані інверсної ампер-секундної характеристики. Є два види стандартних кривих, що ґрунтуються на стандартах двох міжнародних організацій: ANSI (Американський Національний Інститут Стандартів) та ІЕС (Міжнародного Електротехнічного Комітету).

Різні характеристики також можуть бути використані для затримки повернення.

Якщо струм у будь-якій фазі перевищує уставку пускового струму (пускову величину внутрішнього сигналу), відповідно до вибраного режиму спрацювання запускається таймер. Для розрахунків часу завжди використовується максимальна із трьох фазних величин струму.

У випадку незалежної витримки часу таймер працює безперервно, поки не досягне часу відключення або поки струм не впаде нижче за уставку повернення і час повернення закінчиться.

Для незалежної витримки часу вибираються криві з індексом 5 (ANSI/IEEE Незалежний час) або 15 (IEC Незалежний час).

Загальне рівняння для інверсних ампер-секундних кривих:

$$t[s] = \left(\frac{A}{\left(\frac{i}{i_{n>}} \right)^p - C} + B \right) \cdot k,$$

де p , A , B , C – константи, що визначаються для кожного типу кривої; $i_{n>}$ – уставка пускового струму для ступеня n ; k – заданий множник часу для ступеня n ; i – вимірюваний струм.

Для характеристик ANSI/IEEE інверсні часові криві визначаються згідно табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Інверсні часові криві для характеристик ANSI/IEEE

Параметр/режим спрацювання	A	B	C	p
1. ANSI Екстремальна Інверсна	28,2	0,1217	1	2,0
2. ANSI Дуже Інверсна	19,61	0,491	1	2,0
3. ANSI Нормально Інверсна	0,0086	0,0185	1	0,02
4. ANSI Помірно Інверсна	0,0515	0,1140	1	0,02
6. ANSI Тривала Помірно Інверсна	64,07	0,250	1	2,0
7. ANSI Тривала Дуже Інверсна	28,55	0,712	1	2,0
8. ANSI Тривала Інверсна	0,086	0,185	1	0,02

Для характеристик IEC інверсні часові характеристики визначаються згідно з табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Інверсні часові криві для характеристик ІЕС

Параметр/режим спрацювання	A	B	C	p
9. ІЕС Нормально Інверсна	0,14	0	1	0,02
10. ІЕС Дуже Інверсна	13,5	0	1	1,0
11. ІЕС Інверсна	0,14	0	1	0,02
12. ІЕС Екстремальна Інверсна	80,0	0	1	2,0
13. ІЕС Короткочасна Інверсна	0,05	0	1	0,04
14. ІЕС Тривала Інверсна	120	0	1	1,0

Для кривих ІЕС є також уставка мінімальної витримки часу (див. рис.2.9).

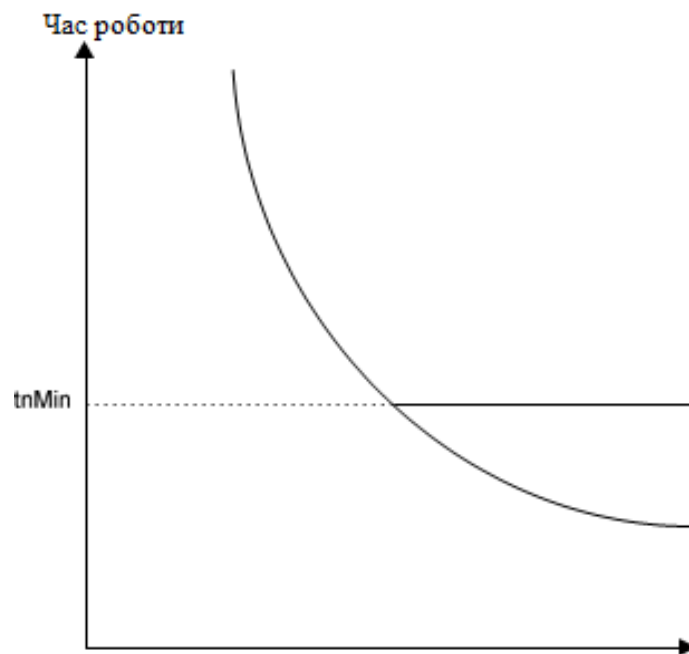


Рисунок 2.9 – Спрацювання з мінімальною витримкою часу для кривих ІЕС

Для того, щоб повністю відповідати кривим ІЕС, уставка t_{Min} повинна дорівнювати часу спрацювання зворотнозалежної кривої ІЕС для струму, що дорівнює двадцятикратній уставці струму спрацювання.

Додатково до стандартних характеристик ANSI та ІЕС в пристроях Relion фірми АВВ, є дві додаткові інверсні криві: 18 = RI та 19 = RD. Ампер-секундна крива інверсна 18 = RI замінює характеристику ASEA електромеханічного реле RI. Ця крива описана рівнянням

$$t[s] = \left(\frac{k}{0,339 - 0,235 \cdot \frac{i_{n>}}{i}} \right),$$

де: $i_{n>}$ – уставка пускового струму для ступеня n ; k – уставка часового множника для ступеня n ; i – вимірюваний струм.

Ампер-секундна крива інверсна $19 = RD$ дає логарифмічну витримку, таку ж, як у захисті Combiflex RXIDG. Ця крива дає високий рівень селективності, необхідної для чутливого захисту нульової послідовності від замикання на землю, і здатна виявляти високоомні замикання на землю. Крива описана рівнянням

$$t[s] = 5,8 - 1,35 \cdot \ln \left(\frac{i}{k \cdot i_{n>}} \right),$$

де $i_{n>}$ – уставка пускового струму для ступеня n ; k – уставка часового множника для ступеня n ; i – вимірюваний струм.

За визначеним часом спрацювання приймається ближча більша типова характеристика реле. Наприклад, при $t_{c.з.} = 0,7$ с, за основну приймається типова односекундна характеристика. Далі визначаються кілька точок потрібної характеристики з $t_{c.з.} = 0,7$ с в незалежній частині, а потім перераховуються абсциси цих точок I_k за вибраним струмом спрацювання захисту $I_{c.з.}$ за формулою

$$I_k = K \frac{I_{c.p} K_I}{100 K_{cx}},$$

де K – кратність $\frac{I_p}{I_{c.p}}$, визначена за типовою характеристикою, %; $I_{c.p}$ – струм спрацювання реле, А; K_I – коефіцієнт трансформації; K_{cx} – коефіцієнт схеми.

Ступінь селективності повинна забезпечуватись:

- при погодженні захистів із залежними характеристиками витримок часу (рис. 2.10, а) при максимальному струмі к.з. на початку попереднього елемента (т. К1 на рис. 2.10, б). Це дозволяє прискорити дію захистів;
- при погодженні захистів з незалежною та залежною характеристиками;
- при струмі спрацювання наступного захисту з незалежною характеристикою 1 (рис. 2.8, в). З рисунка видно, що зменшення часу дії захистів

наступних елементів 1 можна досягти збільшенням їх струму спрацювання (крива 1'), якщо це не обмежується чутливістю захисту.

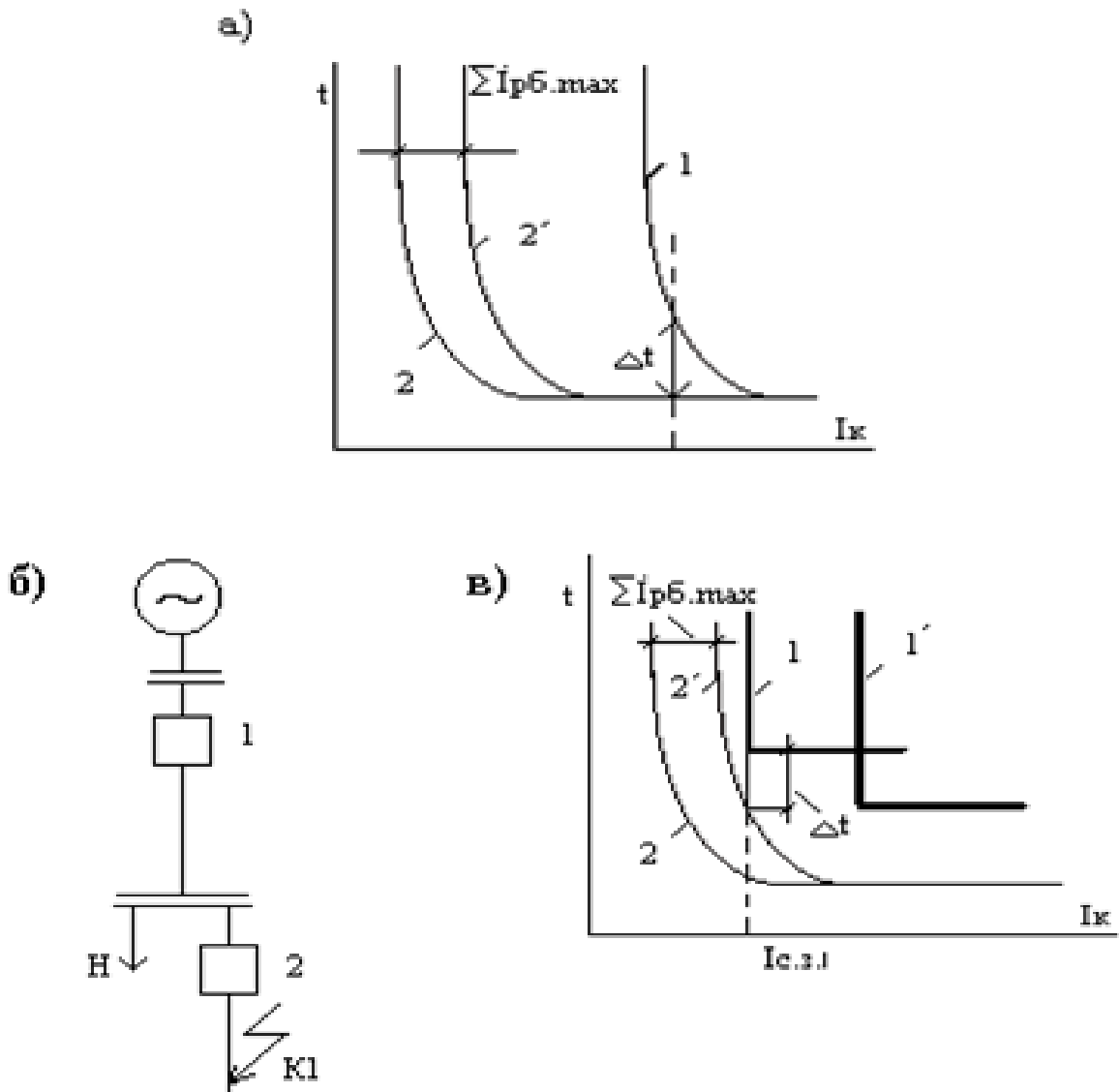


Рисунок 2.10 – Погодження захистів

Вибір та погодження часу спрацювання та характеристики захистів із залежними витримками часу $t = f(I)$ елементів мережі виконується побудовою так званих графіків (карт) селективності (рис. 2.10, а, в).

На осі абсцис відкладаються величини первинних фазних струмів (приведені до однієї ступені напруг), а на осі ординат – витримки часу. Для врахування струмів навантаження непошкоджених попередніх елементів характеристика захисту пошкодженого попереднього елемента 2 переміщається вправо на величину сумарного струму навантаження усіх непошкоджених елементів $I_{pоб.max}$ (крива 2' на рис. 2.10, а, в), після чого ступінь селективності t вибирається вже між характеристиками 1 та 2'. Цю вимогу слід виконувати при

погодженні захистів у залежній частині характеристики (рис. 2.10, в). Карта селективності наочно показує наскільки вдало виконане погодження за струмом спрацювання та за часом РЗ попередніх та наступних елементів.

Для схем РЗ, які мають різну чутливість при різних видах к.з. (для схем ввімкнення реле на різницю струмів $K_{сх} = \sqrt{3}$) характеристики часу спрацювання на карті селективності виконуються у вигляді зони. На рис. 2.11 показані зони дії захисту при к.з. між фазами А-С, А-В та В-С. Застосування такої схеми ускладнює погодження, збільшує час дії МСЗ, зменшує чутливість захистів у $\sqrt{3}$ рази, ніж для захистів з двома реле, які ввімкненні на фазні струми. Тому схема з вмиканням реле на різницю фазних струмів для МСЗ ліній 10 кВ не використовується.

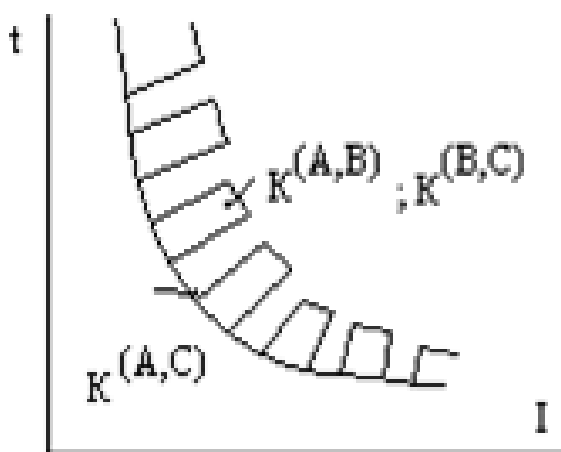


Рисунок 2.11 – Зони дії захисту

Розрахунковий час спрацювання захисту перевіряється за забезпеченням термічної стійкості елемента, що захищається. Для практичних розрахунків визначають мінімальний переріз, який термічно стійкий до дії струму к.з.:

$$S_{\min} = \frac{I_{\kappa \max}^{(3)} \sqrt{t_{\text{вим}}}}{C}, \quad (2.18)$$

де I_{κ} – періодична складова трифазного струму к.з. на початку елемента, що захищається; $t_{\text{вим}}$ – час від початку к.з. до його вимкнення

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{с.з}} + t_{\text{вим.в}},$$

де $t_{\text{с.з}}$ – час дії захисту; $t_{\text{вим.в}}$ – час вимкнення вимикача; C – постійна, яка залежить від матеріалу проводів, початкової і кінцевої температури; величини

коефіцієнта C для найрозповсюджених провідників наведені в табл. Д-1.

При встановленні АПВ час проходження струму к.з.

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{с.з.1}} + t_{\text{вим.в}} + t_{\text{с.з.2}}$$

Визначений за (2.18) переріз заокруглюється до найближчого меншого стандартного.

2.5 Вибір запобіжників та погодження дії РЗ з дією запобіжників

Захист трансформаторів потужністю до 630 кВА здійснюється, як правило, плавкими запобіжниками. Переважно застосовуються запобіжники з дрібнозернистим заповнювачем (кварцовим піском) типу ПК. Ці запобіжники мають ряд переваг перед вихлопними запобіжниками ПВ, в яких дуга гаситься завдяки обдуванню газами, що утворюються газогенеруючою речовиною під дією дуги, з великою швидкістю вихлопу. Попередня назва вихлопних запобіжників – стріляючі типу ПСН, на сьогодні не допускається до використання.

Номінальний струм змінного елемента запобіжника (для ПК – патрон з плавкою вставкою, для ПВ – плавкий елемент з деталями кріплення), який співпадає з номінальним струмом запобіжника $I_{\text{ном}}$, вибирається згідно з табл. Д-2.

На карті селективності в осях струм-час будується типова захисна Часострумова характеристика плавлення цього запобіжника. Вона являє собою залежність переддугового часу або часу плавлення плавкого елемента від початку к.з. до моменту виникнення дуги ($t_{\text{пл}}$) від діючої величини періодичної складової струму к.з. Побудова здійснюється згідно типової характеристики.

Для погодження характеристики МСЗ з характеристикою запобіжників керуються:

- - струм спрацювання захисту повинен бути хоча б на 40% більшим від струму плавлення $I_{\text{пл}}$ вставки запобіжника і повинен відповідати часу дії захисту в початковій частині характеристики (не менше як 5 с). Для цього визначається $I_{\text{пл}}$ при 5 с. Користуючись типовими часострумовими характеристиками запобіжників здійснюють погодження;

- ступінь селективності $\Delta t = 0,5 \dots 0,7$ с між характеристиками захисту і

запобіжника повинна зберігатись на всьому діапазоні струму к.з. Не допускається перетин характеристик на графіку селективності.

2.6 Захист від однофазних замикань на землю

Однофазні замикання на землю не супроводжуються протіканням значних струмів, але з точки зору безпеки роботи в таких мережах їх треба ліквідувати в короткі терміни (до двох годин). Захист від однофазних замикань на землю встановлюється на усіх лініях 6(10)кВ і діє на сигнал, крім випадків, коли згідно з ПТБ вимагається дія захисту на вимкнення. На кар'єрах, торфорозробках робота з пошкодженням ізоляції недопустима і такі пошкодження ліквідовуються швидкодіючим захистом.

2.6.1 Захист з дією на вимкнення згідно з ТБ

Він виконується двоступеневим: I ступінь без витримки часу вимикає лінію, яка живить пошкоджену ділянку, а II ступінь – резервна – з витримкою часу вимикає секцію шин 6(10) кВ, забороняючи повторне подання напруги до ліквідації замикання на землю.

Незалежно від способу здійснення СЗ застосовується пристрій контролю ізоляції, виконаний на реле серії РН-50.

Захисти, які виявляють замикання на землю, за своїм принципом поділяються на захисти, які реагують на:

- напругу нульової послідовності;
- струм нульової послідовності;
- спектр вищих гармонік в струмі;
- діють у перехідний період.

2.6.2 Захист із застосуванням пристроїв РТЗ-50, РТЗ-51, РТ-40/0,2

Ці пристрої призначені для сигналізації при однофазних замиканнях в мережах 6(10) кВ з малими струмами замикання на землю.

Первинний струм спрацювання захисту вибирається з умови неспрацювання захисту від кидка власного ємнісного струму лінії або напрямку, який захищається, при зовнішньому замиканні на землю:

$$I_{c.з.} = K_{від} K_{кид} I_c, \quad (2.19)$$

де $K_{від} = 1,1 \dots 1,2$; $K_{кид} = 4 \dots 5$ – коефіцієнт, який враховує кидок власного ємнісного струму при зовнішніх замиканнях на землю; I_c – власний ємнісний струм:

- для КЛ:

$$I_c = I_{c0} \ell n, \quad (2.20)$$

де I_{c0} – ємнісний струм на 1 км довжини одного кабелю (див.табл.Д-3); ℓ – довжина лінії; n – кількість паралельних кабельних ліній;

- для ПЛ:

$$I_c = I_{c0} \ell, \quad (2.21)$$

де I_{c0} визначається за табл.Д-4.

Отримана за (2.19) величина $I_{c.з.}$ порівнюється з мінімальним струмом спрацювання захисту пристроїв РТЗ-50, РТ-40/0,2 ($I_{c.з.min}$ за табл.Д-5).

Якщо $I_{c.з.} \leq I_{c.з.min}$, СВ струм спрацювання захисту приймається рівним $I_{c.з.min}$. При $I_{c.з.} > I_{c.з.min}$, приймається струм спрацювання рівним $I_{c.з}$ згідно (2.19).

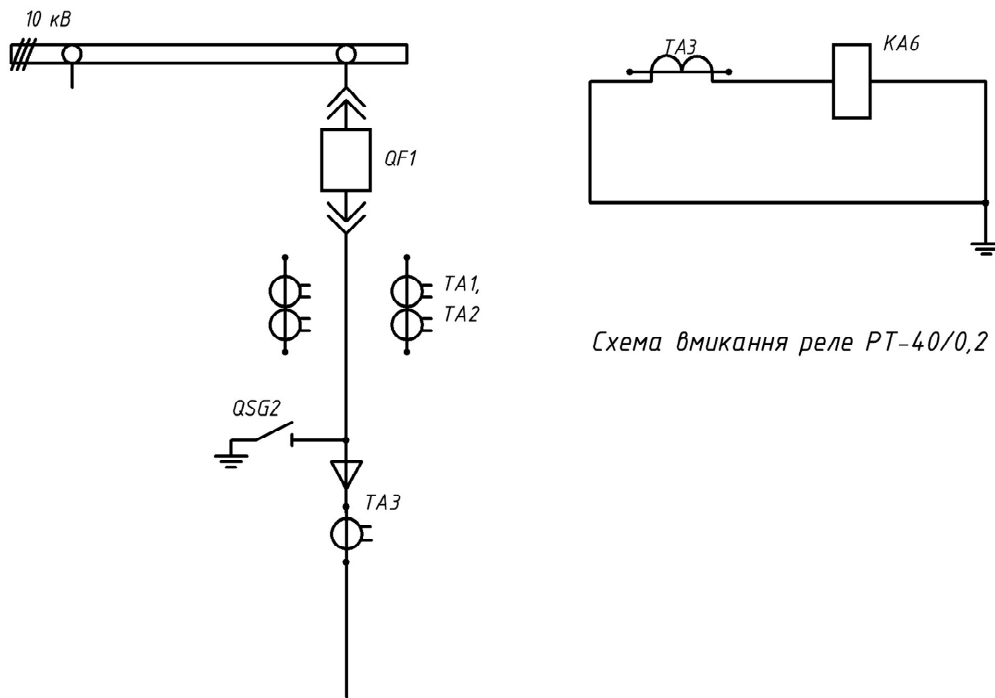
Чутливість захисту:

$$K_{\chi} = \frac{I_{c\Sigma min} - I_c - I_{дгк}}{I_{c.з.}}, \quad (2.22)$$

де $I_{c\Sigma min}$ – найменший реальний сумарний ємнісний струм всієї мережі однієї напруги; I_c – власний ємнісний струм пошкодженого приєднання; $I_{дгк}$ – індуктивний струм ДГК, в некомпенсованих мережах $I_{дгк} = 0$; $I_{c.з.}$ – прийнятий струм спрацювання захисту.

Мінімальний $K_{\chi} \geq 1,25$ для КЛ; для ПЛ $K_{\chi} \geq 1,5$.

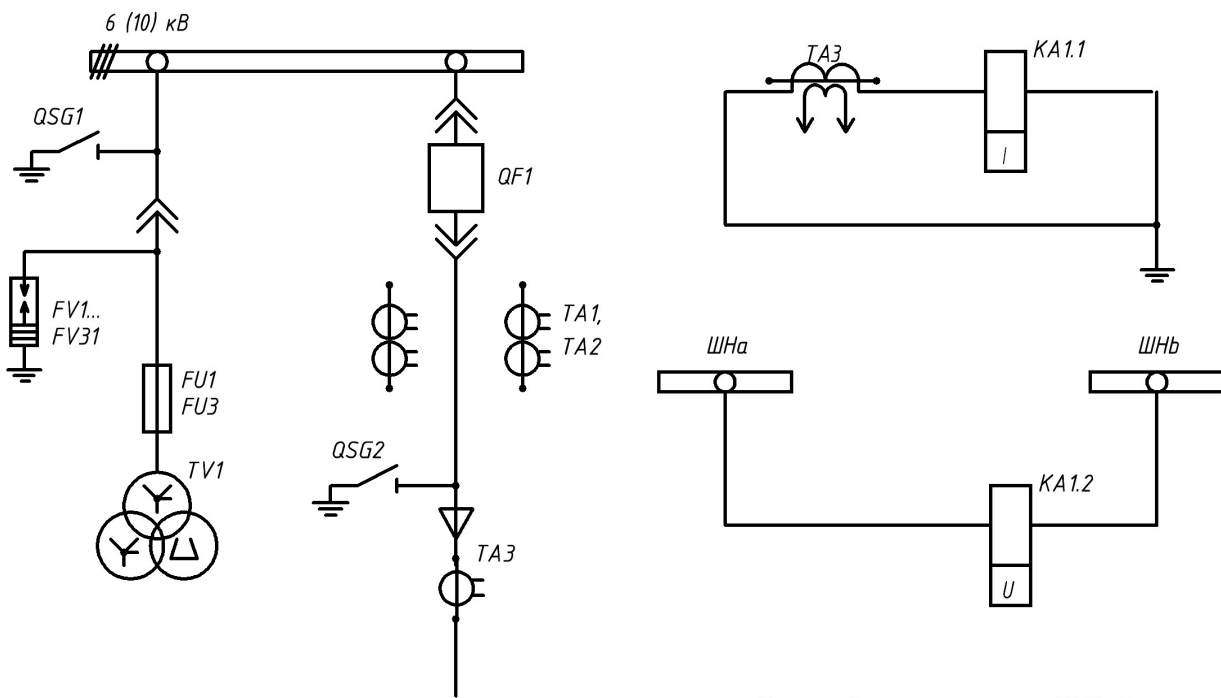
Реле РТ-40/0,2 вмикаються згідно із схемою рис 2.12, а пристрої РТЗ-50, РТЗ-51 – за схемою рис.2.13.



Пояскювальна схема

Схема вмикання реле РТ-40/0,2

Рисунок 2.12 – Схема вмикання реле РТ-40/0,2



Пояскювальна схем

Схема вмикання реле РТ3-50

Рисунок 2.13 – Схема вмикання реле РТ3-50

2.6.3 Направлений захист нульової послідовності від однофазних замикань на землю ЗЗП-1

Цей захист призначений для вимкнення пошкодженого приєднання з сумарним струмом замикання 0,2...29 А.

Коли потрібно встановлювати двоступеневий захист, перша ступінь виконується на реле ЗЗП-1, а друга ступінь – максимальний захист напруги нульової послідовності на реле РН-50.

Первинний струм спрацювання захисту вибирається з умови забезпечення необхідної чутливості:

$$I_{c.з} = \frac{I_{c\Sigma\min} - I_c}{K_q}, \quad (2.23)$$

де $I_{c\Sigma\min}$ – найменший сумарний ємнісний струм мережі; I_c – максимальний власний ємнісний струм приєднання, на якому встановлюється захист; $K_q = 2$.

Вибір уставок направленої захисту нульової послідовності ЗЗП-1 проводиться за первинним струмом. Пристрій ЗЗП-1 має три уставки $I_{c.з.п.}$, які відповідають первинному струму:

- уставка "1" – 0,07 А;
- уставка "2" – 0,5 А;
- уставка "3" – 2 А.

За розрахунком $I_{c.з}$ приймається ближча менша уставка пристрою $I_{c.з.п.}$

Коефіцієнт чутливості перевіряється при прийнятій уставці пристрою з урахуванням її 30% розкиду:

$$K_q = \frac{I_{c\Sigma\min} - I_c}{1,3I_{c.з}} \geq 2. \quad (2.24)$$

У мережах, де сумарний ємнісний струм $I_{c\Sigma\min}$ значний, допускається закругляти захист за струмом спрацювання шляхом переходу на грубіші уставки "2" та "3" за умови забезпечення необхідної чутливості.

Пристрій ЗЗП-1 вмикається за схемою рис. 2.14, де А – блок живлення напруги типу БПН1 1/1.

Друга ступінь виконується на базі реле напруги РН-50/60Д, яке вмикається до фільтра напруги нульової послідовності (рис. 2.15).

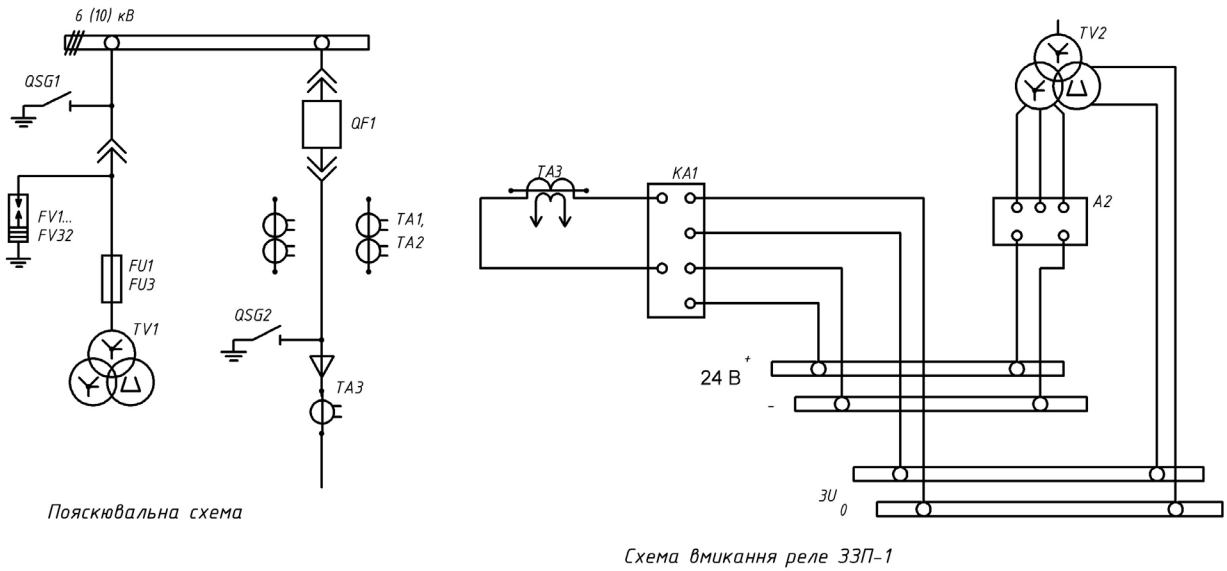


Рисунок 2.14 – Схема вмикання реле ЗЗП-1

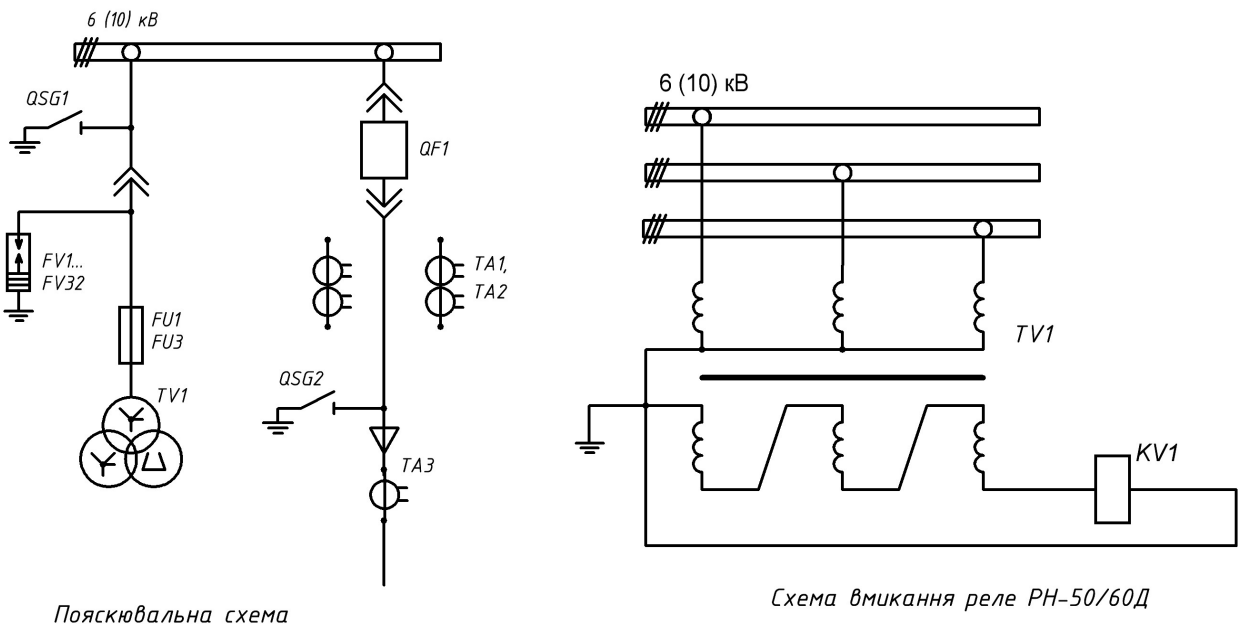


Рисунок 2.15 – Схема вмикання реле РН-50/60Д

Уставка реле напруги $KV1$ вибирається з умови відлагодження від напруги небалансу на виході фільтра:

$$U_{c.3} = K_{від} (0,086...0,115) U_{ном}, \quad (2.25)$$

де $K_{від} = 1,5...2$.

У мережах з некомпенсованими нейтралями небаланс є мінімальним і $U_{c.3}$ вибирається мінімально можливою.

2.6.4 Захист на базі пристрою УСЗ-2/2

Це пристрій сигналізації замикання на землю, призначений для роботи в кабельній мережі 6-10 кВ з компенсованою нейтраллю і встановлюється на головній ділянці лінії. Він реагує на вищі гармонічні складові в струмі замикання, рівень яких у пошкодженому елементі у кілька разів вищий, ніж у непошкодженому.

Уставка пристрою $I_{уст}$ вибирається за сумарним ємнісним струмом замикання на землю $I_{c\Sigma min}$ без урахування компенсації його ДГК. Величина уставки (25, 50, 100, 250 А) вказує, якому $I_{c\Sigma min}$ вона відповідає. Перевірка відлагодження від власного ємнісного струму виконується при $2 \leq K_{від} \leq 3$:

$$K_{від} = \frac{I_{c.з}}{I_c}, \quad (2.26)$$

де $I_{c.з}$ – первинний ємнісний струм спрацювання, визначений з табл.Д-6 для попередньо прийнятої уставки ($I_{c.з} = 0,2 I_{уст}$); I_c – власний ємнісний струм приєднання, на якому встановлюється УСЗ-2/2.

Якщо $K_{від} < 2$ або $K_{від} > 3$, слід підвищити чутливість пристрою, прийнявши уставку пристрою $I_{уст} = 10 I_c$.

У мережах, де $I_c > 0,1 I_{c\Sigma}$ вибір уставки проводиться за струмом $I = 10 I_c$.

Пристрій УСЗ-2/2 вмикається за схемою рис. 2.16.

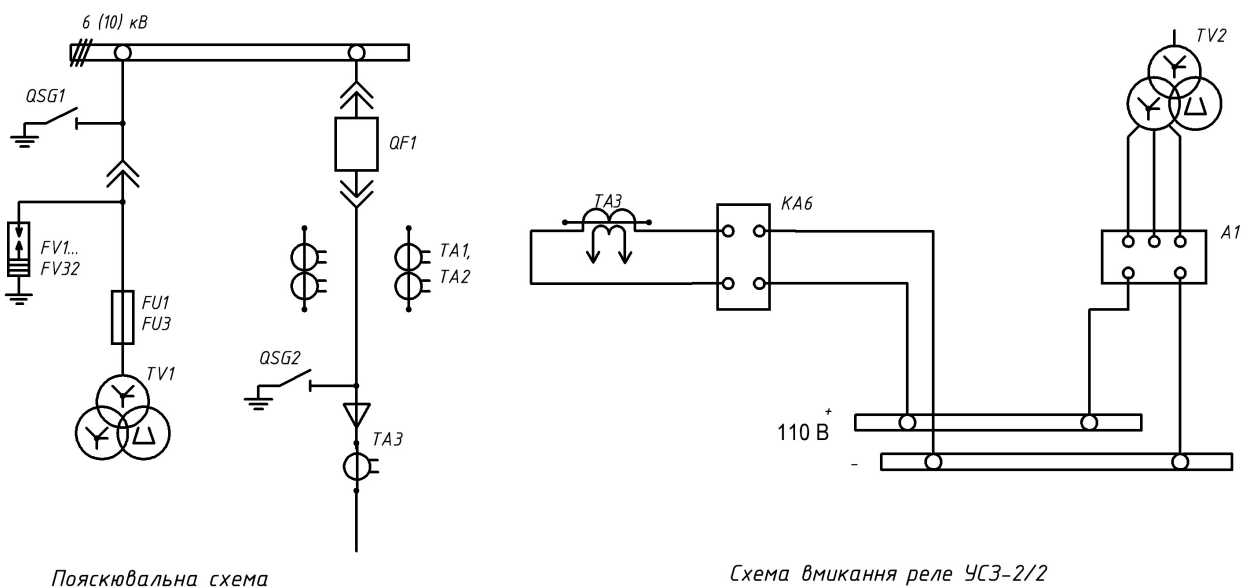


Рисунок 2.16 – Схема вмикання реле УСЗ-2/2

2.6.5 Захист на базі пристрою УСЗ-3М

Це пристрій сигналізації замикання на землю, призначений для визначення пошкодження приєднання при стійких замиканнях на землю в мережах 6(10) кВ. УСЗ-3М реагує на вищі гармонічні складові струму замикання і встановлюється один на секцію або на всю підстанцію.

Пошкоджене приєднання визначається за найбільшим показом приладу, приєданого до трансформатора струму нульової послідовності (ТСНП) кожного приєднання, тому розрахунок цих пристроїв не проводиться. Пристрій УСЗ-3М вмикається аналогічно пристрою УСЗ-2/2.

2.6.6 Захист із застосуванням мікропроцесорних пристроїв

Первинний струм спрацювання захисту вибирається з умови неспрацювання захисту від кидка власного ємнісного струму лінії або напрямку, який захищається, у випадку зовнішнього замикання на землю:

$$I_{c.z.} = K_{від} K_{кид} I_c, \quad (2.27)$$

де $K_{від} = 1,2$; $K_{кид} = 1...1,5$ – коефіцієнт, який враховує кидок власного ємнісного струму в момент виникнення замикання на землю, необхідно уточнити у фірми-виготовлювача.

Чутливість захисту у випадку замикання на землю на приєднанні

$$K_q = \frac{I_{c\Sigma min} - I_c}{I_{c.z.}}, \quad (2.28)$$

Мінімальний $K_q \geq 1,5$ для КЛ; для ПЛ $K_q \geq 2$.

Якщо чутливість не забезпечується (струм спрацювання захисту більший, ніж сумарний ємнісний струм), то захист виконується направленим. В такому випадку уставка струму спрацювання вибирається виходячи з умови забезпечення достатньої чутливості у випадку замикання на землю лінії, що захищається

$$I_{c.z.} \leq \frac{I_{c\Sigma min} - I_c}{K_q}, \quad (2.29)$$

де $K_q = 1,5...2$ – бажаний коефіцієнт чутливості.

Уставка напруги нульової послідовності для визначення напрямку струму замикання приймається рівною мінімальному значенню

$$U_{c.з.} = 0,02 U_{2номU}, \quad (2.30)$$

де $U_{2номU}$ – номінальна напруга трансформатора напруги.

Кут максимальної чутливості приймається $\varphi_{м.ч.} = 90^\circ$.

Напрямок дії захисту – до лінії.

Для збільшення чутливості захист рекомендується виконувати з витримкою часу $t_{c.з.} = 0,1$ с, яка забезпечує відлагодження від тривалих перехідних процесів.

У мікропроцесорних терміналах є опція запам'ятовування «кльовання» захисту на час до 0,3 с. Ця опція корисна у випадку встановлення захисту на вітчизняні кабелі з паперово-масляною ізоляцією, замикання на землю у яких характеризуються «зникаючою» дугою. У кабелі виникає замикання на землю, дуга розкладає мастично-олійне просочення. У газовому міхурі, що утворився, дуга гасне і утворюється безструмова пауза, під час якої захист від замикання на землю, якщо вона має витримку спрацювання, може повернутися у вихідний стан. Потім дуга спалахує знову і весь процес повторюється. Опція запам'ятовування кльовання захисту не дає їй повернутися у вихідний стан під час безструмової паузи, якщо ця пауза триває не більше 0,3 с (цю величину можна регулювати).

На рис. 2.17 наведені схеми вмикання захисту від замикань на землю:

- вмикання до трансформатора струму нульової послідовності (рис. 2.17,а);
- вмикання в зворотній провід зірки трансформаторів струму (рис. 2.17,б);
- розрахунок струму нульової послідовності з фазних струмів (рис. 2.17,в).

Захист рекомендується вмикати за схемою рис. 2.17,а. в такому випадку захист більш чутливий, оскільки струм небалансу менший, ніж за розрахунковим струмом нульової послідовності (рис. 2.17,в), або у випадку вмикання в зворотній провід зірки трансформаторів струму (рис. 2.17,б). але таке виконання обмежується кабельними лініями, оскільки ТСНП вмикаються на кабельну муфту. На повітряних лініях захист від замикань на землю виконують за розрахунковим струмом нульової послідовності (рис. 2.17,б). У випадку недостатньої чутливості необхідна кабельна вставка, на яку вимикається ТСНП.

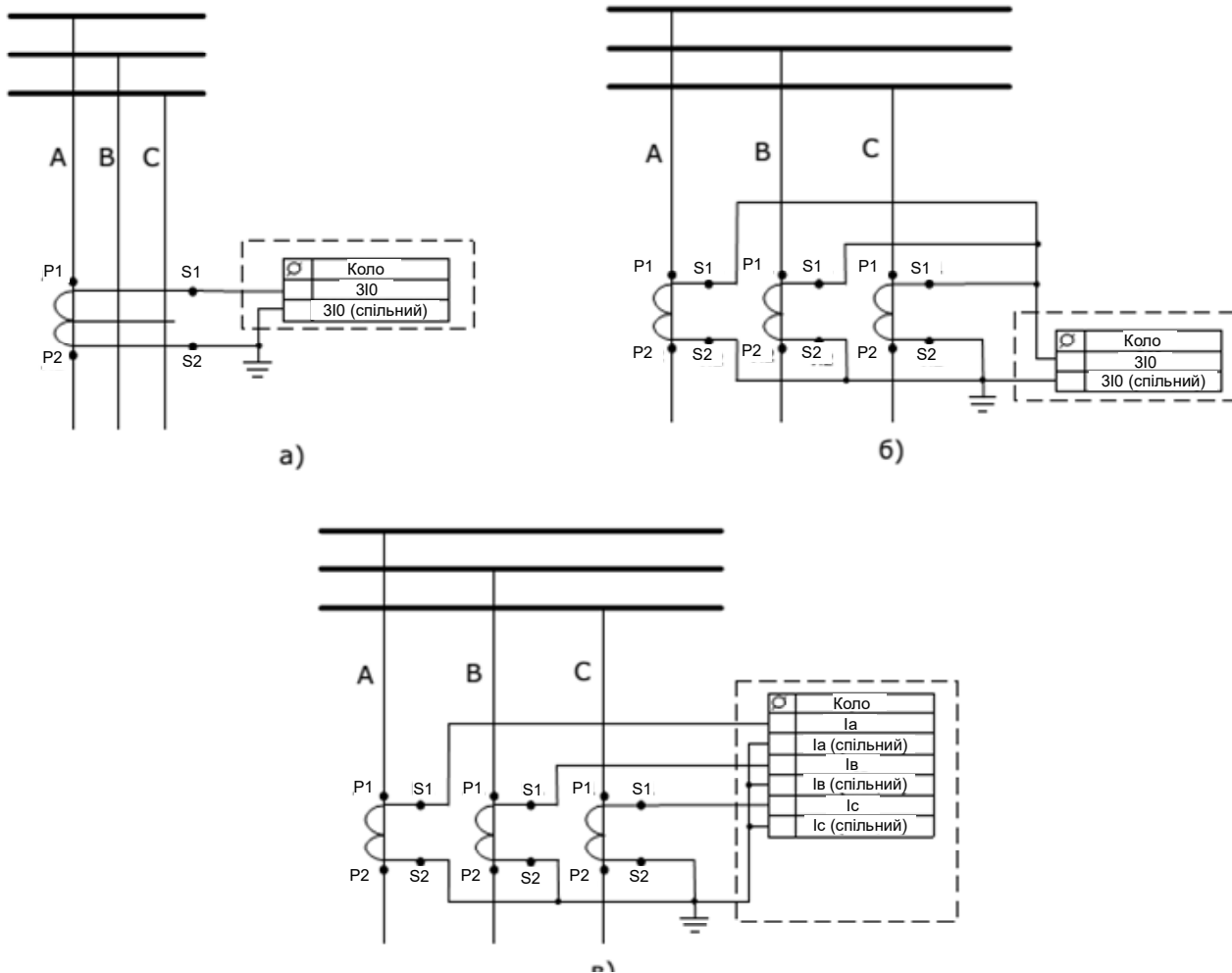


Рисунок 2.17 – Схема вмикання захисту від замикань на землю

Перед введенням в термінал мікропроцесорного пристрою уставку струму необхідно перевести у вторинне значення згідно з коефіцієнтом трансформації, які наведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму нульової послідовності

Тип ТСНП	Коефіцієнти трансформації
ТЗЛ	1/25
ТЗЛМ	1/25
ТЗР	1/18
ТЗРЛ	1/30

Для отримання напруги нульової послідовності аналоговий вхід $3U_0$ вмикається до обмотки розімкненого трикутника ТН. Таку схему збирають на додаткових обмотках ТН. Коефіцієнт трансформації додаткових обмоток

$\frac{U_{\text{М.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 100}$, де $U_{\text{М.НОМ}}$ – номінальна напруга мережі, В. Таким чином, у випадку

замикання на землю на виводах da і dn з'являється напруга 100 В.

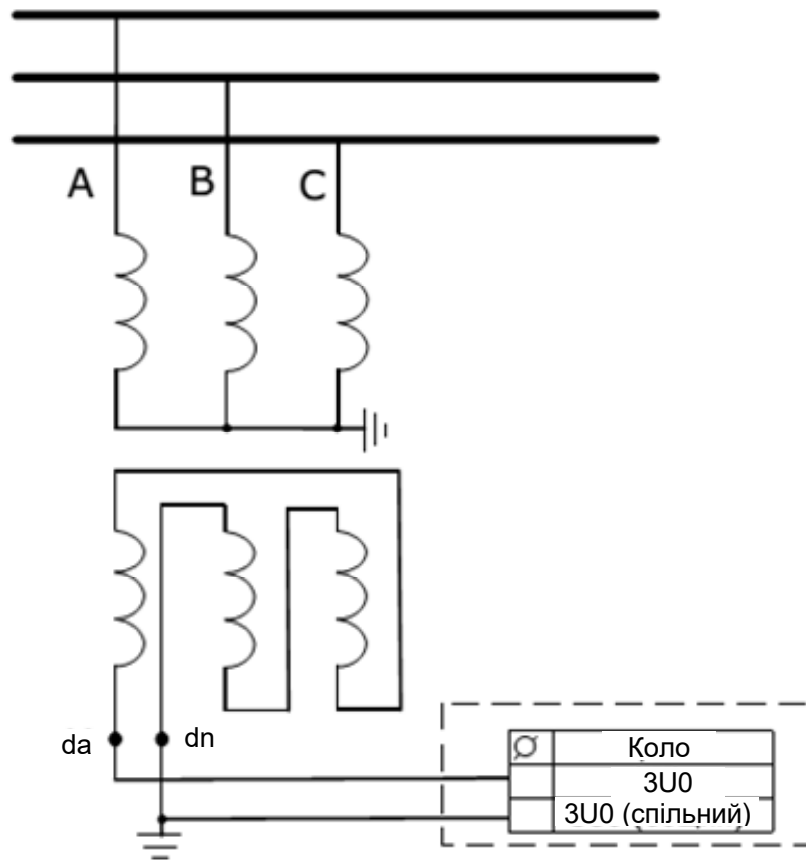


Рисунок 2.18 – Схема вмикання аналогового входу напруги нульової послідовності $3U_0$

3 РОЗРАХУНОК ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРІВ

3.1 Загальні відомості

Принципи і схеми виконання захистів трансформаторів викладені в [2, 6], типи захистів регламентуються Правилами [1], типові схеми захистів понижувальних трансформаторів наведені в Керуючих вказівках [7].

У типових схемах диференційного захисту триобмоткових трансформаторів з стандартною схемою з'єднання обмоток $Y/Y/\Delta$ на стороні НН встановлюються три ТС, а в схемах цього ж захисту двообмоткових трансформаторів $Y/\Delta-11$ допускається встановлення двох ТС на стороні НН, або при обов'язковому вмиканні лише двох диференційних реле типу РНТ (на ті фази, де є ТС, звичайно А і С).

Не допускається експлуатація трансформаторів, в яких відсутній захист зі сторони живлення (35 або 110 кВ), оскільки в таких випадках залишається не захищеною ділянка між виводами і вимикачем НН. Для цього використовуються виносні, вбудовані (в виводи вимикача або самого трансформатора) або накладні ТС.

3.2 МСЗ трансформатора

3.2.1 МСЗ без пуску за напругою

Струм спрацювання вибирається, виходячи з таких умов:

1) забезпечення відлагодження захисту від короточасних струмів перевантажень, викликаних самозапуском двигунів навантаження при тривалій роботі одного трансформатора з перевантаженням 40%:

$$I_{с.з}^{III} = \frac{K_{від} K_{сзн}}{K_n} I_{нав.з}, \quad (3.1)$$

де коефіцієнти вибираються, як і для МСЗ ліній; $I_{нав.з}$ – струм самозапуску;

2) забезпечення відлагодження захисту від короточасних струмів перевантажень, обумовлених самозапуском при дії АВР. Після вимкнення одного трансформатора через той, що залишився в роботі буде проходити свій робочий струм плюс струм самозапуску навантаження того, що вимкнувся.

Неспрацювання МСЗ елемента, що залишився, забезпечується шляхом вибору струму спрацювання:

$$I_{c.з}^{III} \geq K_{від} \left(K'_{cзн} I_{роб\ max\ m2} + I_{роб\ max\ m1} \right), \quad (3.2)$$

де $K'_{cзн}$ – коефіцієнт самозапуску двигунів, які живляться від трансформатора Т2 і які вмикаються АВР до трансформатора Т2; $I_{роб\ max\ m1}$, $I_{роб\ max\ m2}$ – первинні робочі максимальні струми трансформаторів Т1, Т2;

3) погодження зі струмом захисту ліній, що відходять і секційного вимикача:

$$I_{c.зн}^{III} \geq K'_{від} \left(I_{c.з\ max(n-1)} + \Sigma I_{роб\ max(n-1)} \right), \quad (3.3)$$

де $K'_{від}$ – коефіцієнт надійності погодження, величина якого залежить від точності роботи реле і ТС, точності відлагодження реле (рекомендовані величини приведені в табл.3.1); $I_{c.з\ max(n-1)}$ – струм спрацювання попереднього приєднання, найбільшого з N працюючих паралельно; $\Sigma I_{роб\ max(n-1)}$ – сумарний робочий максимальний струм інших приєднань.

Таблиця 3.1 – Рекомендовані величини $K'_{від}$

Тип реле захисту		Межі регулювання напруги $+\Delta U_{РПН}$		
Трансформаторів	ліній, що відходять	0	$\pm 10\%$	$\pm 16\%$
РТ-40	РТ-40	1,25	1,4	1,5
РТ-40	РТ-80	1,3	1,45	1,55
РТ-40	РТВ	1,45	1,55	1,65
РТВ	РТВ	1,5	–	–

Для струмових захистів стандартних трансформаторів зі схемами з'єднання обмоток Y/ Δ -11 і Y/Y/ Δ -0-11 коефіцієнт чутливості рекомендується визначати за вторинними струмами к.з.

$$K_{ч} = \frac{I_{p\ min}}{I_{c.p}}, \quad (3.4)$$

де $I_{p\ min}$ – струм в реле при металічному к.з. в кінці зони захисту в мінімальному режимі роботи живлячої системи; $I_{c.p}$ – струм спрацювання реле (уставка),

визначається як:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} K_{cx}^{(3)}}{K_I}, \quad (3.5)$$

де $I_{c.з}$ – струм спрацювання захисту; $K_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми при симетричному режимі; K_I – коефіцієнт трансформації ТС.

В основній зоні (на шинах НН та СН) необхідно $K_{ч.осн} \geq 1,5$, а зоні резервування $K_{ч.рез} \geq 1,2$ [1]. Розрахунковим видом пошкодження є двофазне к.з. за трансформатором. В табл. 3.2 наведені вирази для визначення розрахункових струмів у реле типових схем МСЗ при двофазних к.з. без врахування струмів навантаження.

Таблиця 3.2 – Формули для визначення розрахункових струмів у реле МСЗ при двофазних к.з

Схема виконання МСЗ	$K_{cx}^{(3)}$	Струми в реле при двофазному к.з. в місці встановлення захисту	
		за трансформатором $Y / Y - 0(12)$	за трансформатором $Y / \Delta - 11$
Повна зірка (рис. 3.1, а)	1	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2K_I}$	$I_p = \frac{I_k^{(3)}}{K_I}$
Повна зірка з двома реле (рис. 3.1, б)	1	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2K_I}$	$I_p = \frac{0,5I_k^{(3)}}{K_I}$
Повна зірка з трьома реле (третє реле ввімкнене в зворотній провід) (рис.3.1, в)	1	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2K_I}$	$I_p = \frac{I_k^{(3)}}{K_I}$
Трикутник з трьома реле (рис. 3.1, г)	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{K_I}$	$I_p = \frac{1,5I_k^{(3)}}{K_I}$
Трикутник з двома реле (рис. 3.1, е)	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2K_I}$	$I_p = \frac{1,5I_k^{(3)}}{K_I}$
Схема вмикання одного реле на різницю струмів двох фаз А і С (рис. 3.1, д)	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2K_I}$	Реле не використовується (відмовляє при к.з. між фазами А і С)

Примітки: $I_k^{(3)}$ – струм трифазного к.з., приведений до напруги живлячої сторони, де встановлений захист; K_I – коефіцієнт трансформації ТС цього

захисту.

Схеми вмикання струмових реле МСЗ трансформаторів показані на рис. 3.1. Кожна схема має свою область використання, яка визначається з умов найбільшої чутливості до к.з. при найменшій кількості реле. Схему повної зірки (рис. 3.1, а) не слід використовувати для понижувальних трансформаторів 110 і 220 кВ, які коли-небудь можуть працювати з глухозаземленою нейтраллю, оскільки при такій схемі МСЗ реагує на к.з., пов'язані з землею, що утруднює вибір уставок, а інколи вимагає недопустимого збільшення струму або часу спрацювання захисту. Для таких трансформаторів МСЗ використовується за схемами рис. 3.1, в, або 3.1, г. Час спрацювання МСЗ понижувальних трансформаторів визначається з умов:

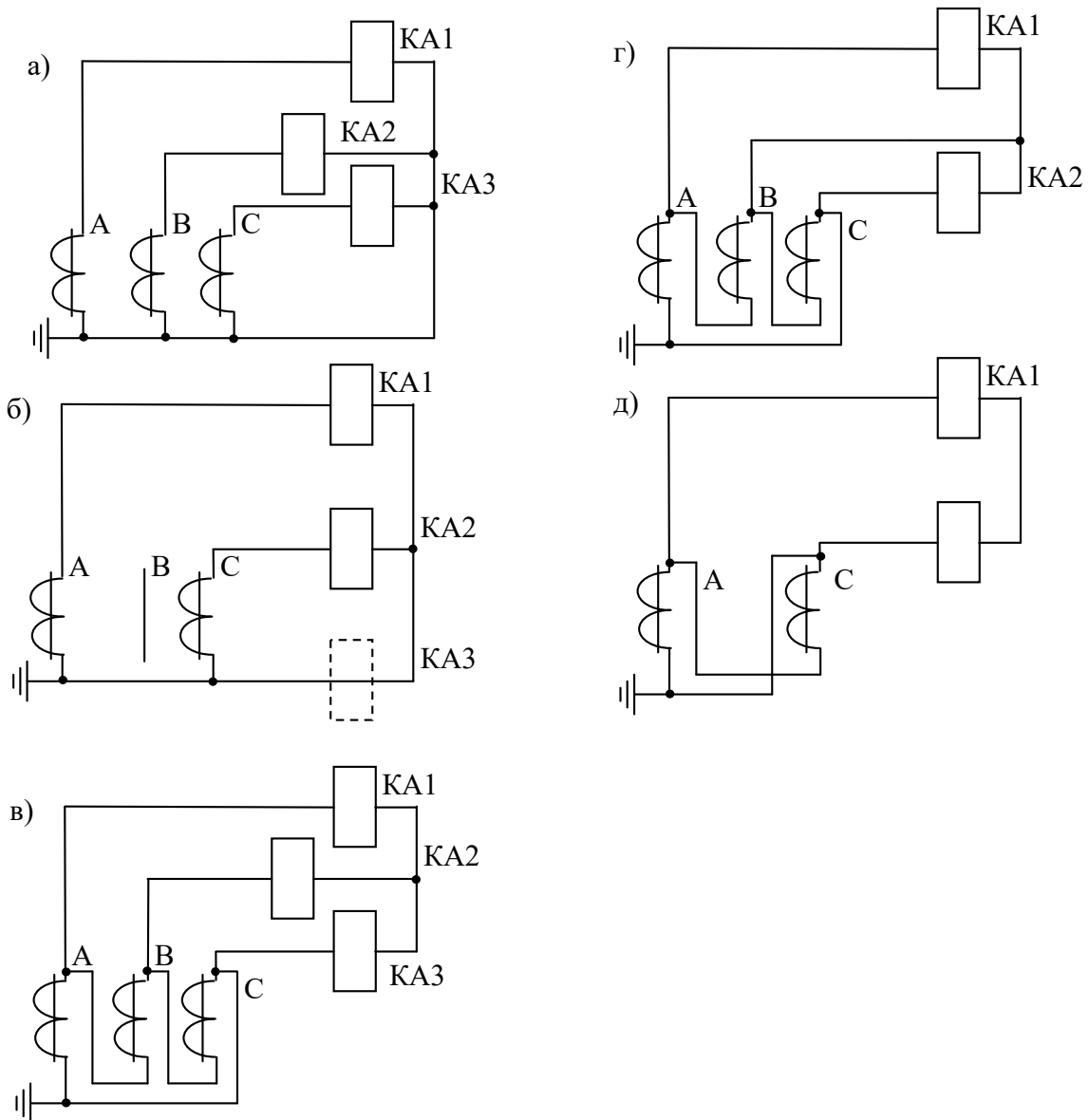


Рисунок 3.1 – – Схеми виконання МСЗ

1) забезпечення селективності з захистами попередніх і наступних елементів. Захист виконується з двома витримками часу. Перша ступінь $t_{c.3}^I$ вимикає вимикач зі сторони НН, а друга ступінь $t_{c.3}^{II}$ – вимикач зі сторони живлення:

$$t_{c.3}^I = t_{c.6} + \Delta t, \quad (3.6)$$

де $t_{c.6}$ – час спрацювання секційного вимикача:

$$t_{c.6} = t_{c.3 \max} + \Delta t, \quad (3.7)$$

$$t_{c.3}^{II} = t_{c.3}^I + \Delta t; \quad (3.8)$$

2) забезпечення термічної стійкості трансформатора, що захищається

$$t_{c.3} \leq t_{\text{дон}} = \frac{900}{K^2}, \quad (3.9)$$

де $t_{\text{дон}}$ – допустимий час протікання струмів в к.з. через трансформатор; K – відношення максимального струму при трифазному к.з. за трансформатором до мінімального струму трансформатора. Для понижувальних трансформаторів не рекомендується $t_{c.3} > 5 \text{сек.}$

3.2.2 МСЗ з пуском за напругою

Даний захист використовується, якщо коефіцієнт чутливості менше 1,5. Застосування пуску за напругою дозволяє при виборі струму спрацювання захисту приймати $K_{\text{сп}} = 1$, оскільки відлагодження від перевантажувальних режимів забезпечується пусковим органом напруги. Для забезпечення швидкодії захисту таких трансформаторів при близьких двофазних к.з. в живлячій мережі струм спрацювання МСЗ слід прийняти не менше $2I_{\text{т.ном}}$, щоб відлагодити від можливого збільшення струму, споживаного двигунами при зменшенні напруги, викликаній цим двофазним к.з.

Напруга спрацювання фільтра-реле зворотної послідовності типу РНФ-1М вибирається з умови забезпечення відлагодження від напруги небалансу фільтра в нормальному режимі [4, 5]:

$$U_{2c.3} = 0,06U_{\text{ном}}, \quad (3.10)$$

де $U_{2c.3}$ і $U_{ном}$ – міжфазні напруги.

Напруга спрацювання мінімального реле напруги визначається, виходячи з умови забезпечення повернення реле після вимкнення зовнішнього к.з. [4, 5]:

$$U_{c.3} = \frac{U_{\min}}{K_{від} K_n}, \quad (3.11)$$

де U_{\min} – мінімальна залишкова напруга в місці встановлення ТН, від якого живиться реле, на початку самозапуску двигунів навантаження після вимкнення зовнішнього к.з.; $K_{від} = 1,2$, $K_n = 1,05$ – для мікропроцесорних пристроїв захисту; $K_{від} = 1,1 \dots 1,2$, $K_n = 1,2 \dots 1,25$ для реле РН-50.

Напруга U_{\min} визначається при визначенні режиму самозапуску.

Живлення пускових органів напруги захисту понижувальних трансформаторів здійснюється від ТН, встановлених на стороні СН та НН.

Коефіцієнт чутливості при к.з. в зоні резервування фільтра-реле зворотної послідовності:

$$K_{\psi U2} = \frac{U_{2k \min}^{(2)}}{U_{2c.3}}, \quad (3.12)$$

де $U_{2k \min}^{(2)}$ – лінійна напруга зворотної послідовності в місці встановлення ТН, від якого живиться фільтр-реле, при металічному к.з. між двома фазами в розрахунковій точці в режимі, при якому вказана напруга має найменшу величину.

Для мінімального реле напруги:

$$K_{\psi U} = \frac{U_{c.3} K_n}{U_{зал}^{(3)}}, \quad (3.13)$$

де $U_{зал}^{(3)}$ – міжфазна напруга в місці встановлення ТН, від якого живляться реле, при металічному трифазному к.з. в розрахунковій точці, коли вказана напруга має найбільшу величину; коефіцієнт повернення враховується, коли в момент виникнення трифазного к.з. короткочасно з'являється напруга зворотної послідовності, тоді спрацює фільтр-реле і мінімальне реле працює “на повернення”.

Для резервних захистів вимагається $K_{\text{чУ}} \geq 2$ [7].

Застосування комбінованого пускового органу напруги не звільняє від необхідності погодження за струмом максимального захисту трансформатора і захисту ліній, що відходять, які не мають пуску за напругою.

3.3 Струмовий захист від перевантажень

Струм спрацювання захисту, встановленого зі сторони ВН, виконаного одним реле:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{від}} I_{\text{т.ном}}}{K_n}, \quad (3.14)$$

де $K_{\text{від}} = 1,05$.

Час спрацювання захисту приймається на ступінь селективності більше МСЗ другого ступеня.

3.4 Струмова відсічка на трансформаторах

Виконується, як правило, за схемою неповна зірка з двома реле.

За умовою селективності струм спрацювання відсічки без витримки часу вибирається більшим, ніж максимальний струм трифазного к.з. в кінці ділянки, що захищається [4]:

$$I_{\text{с.з}}^I = K_{\text{від}} I_{k \text{ max}}^{(3)}. \quad (3.15)$$

Струм $I_{k \text{ max}}^{(3)}$ визначається при максимальному режимі живлячої системи (коли опір системи мінімально можливий), а для трансформаторів з регулюванням напруги слід приймати і мінімально можливий опір трансформатора, що захищається при крайньому положенні його регулятора напруги.

Рекомендовані [2, 4] величини коефіцієнта відлагодження $K_{\text{від}}$ для струмових відсічок без витримки часу наведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Величини $K_{\text{від}}$ для струмових відсічок

Тип реле	Величина $K_{\text{від}}$
РТ-40	1,3...1,4
РТ-80	1,6
РТМ	1,6
Первинні реле вимикачів	—

При розрахунку струмової відсічки для трансформатора за умовою (3.15) одночасно, звичайно, виконується і відлагодження від кидка струму намагнічування цього трансформатора, який можна визначити за виразами;

$$I_{с.з}^I \geq (4...5)\Sigma I_{т.ном}, \quad (3.16)$$

$$\Sigma I_{т.ном} = \frac{\Sigma S_{т.ном}}{\sqrt{3}U_{ном.вн}}, \quad (3.17)$$

де $\Sigma S_{т.ном}$ – номінальна потужність трансформатора.

Для відсічок з миттєвими реле струму (типу РТ-40) і проміжними реле, загальний час спрацювання яких приблизно 0,1 сек., допускається менша уставка, ніж за умовою (3.16) [4]:

$$I_{с.з}^I \geq (3...4)\Sigma I_{т.ном}. \quad (3.18)$$

Чутливість відсічки без витримки часу перевіряється при двофазному к.з. перед трансформатором. Якщо $K_{\psi}^I \geq 1,5$, СВ відсічка вважається чутливою.

3.5 Диференційний струмовий захист трансформаторів

3.5.1 Диференційний струмовий захист без гальмування

Диференційний струмовий захист є основним швидкодіючим захистом трансформаторів. Його встановлення обов'язкове на трансформаторах потужністю 6000 кВА і більше, а також на трансформаторах меншої потужності, в яких не може виконуватись досить чутлива струмова відсічка [1].

Диференційний захист трансформаторів має кілька особливостей, якими він відрізняється від поздовжніх диференційних захистів інших елементів:

1) необхідність відлагодження від кидків струму намагнічування, які виникають при вмиканні ненавантаженого трансформатора під напругу або при відновленні напруги після вимкнення зовнішнього к.з.;

2) необхідність відлагодження від струмів небалансу, обумовлених неповним вирівнюванням неоднакових вторинних струмів у плечах диференційного захисту, що викликано:

- різницею струмів намагнічування ТС в плечах захисту $I_{нб\epsilon}$ (в практичних розрахунках її прийнято вважати рівною повній похибці ϵ гіршого з ТС);

- регулюванням коефіцієнта трансформації трансформатора з РПН, що захищається і це викликає зміну вторинних струмів лише в одному з плеч диференційного захисту, що призводить до появи складової струму небалансу $I_{нб.рег}$;

- неможливістю точного встановлення на комутаторі реле РНТ і ДЗТ розрахункової кількості витків (дробових) вирівнювальних обмоток і це викликає появу складової струму $I_{нб.вир}$.

Таким чином, струм небалансу диференційного захисту трансформатора становить:

$$I_{нб} = I_{нб\epsilon} + I_{нб.рег} + I_{нб.вир}. \quad (3.19)$$

Перша умова вибору струму спрацювання – відлагодження від кидка струму намагнічування при вмиканні ненавантаженого трансформатора під напругу [7]

$$I_{с.з} \geq K_{від} I_{т.ном}, \quad (3.20)$$

де $K_{від}$ – коефіцієнт відлагодження захисту від кидка струму небалансу, попередньо приймається згідно з [7] рівним 1,3 при виконанні захисту з реле типу РНТ (для типу ДЗТ приймається рівним 1,5 в зв'язку з відсутністю в цих реле короткозамкненої обмотки); $I_{т.ном}$ – номінальний струм, який відповідає номінальній потужності трансформатора (номінальній потужності найпотужнішої обмотки) і типової потужності автотрансформатора.

Друга умова – відлагодження від струму небалансу [7]:

$$I_{с.з} \geq K_{від} I_{нб}, \quad (3.21)$$

де $K_{від}$ – коефіцієнт, що враховує помилку реле і необхідний запас, приймається рівним 1,3 для реле РНТ (для реле ДЗТ приймається 1,5).

Коефіцієнт чутливості диференційного захисту

$$K_q = \frac{I_{p\min}}{I_{с.з}}, \quad (3.22)$$

де $I_{p\min}$ – струм в первинній обмотці НТС, який визначається приведенням

первинного струму пошкодження до вторинного кола ТС цієї сторони з врахуванням виду к.з. і схеми з'єднання ТС [7]; $I_{c.p}$ – струм спрацювання реле, який відповідає кількості витків первинної обмотки НТС реле РНТ, ДЗТ, які використовуються на тій стороні, через яку проходить струм $I_{p.min}$.

Для трансформаторів розподільчих мереж характерне одностороннє живлення. При цьому величини розрахункового струму в реле диференційного захисту $I_{p.min}$ визначається за табл. 3.2. Як правило, вимагається $K_q \approx 2$, але допускається для обмеженої кількості випадків зменшення K_q до 1,5 [1].

Розрахунок струму небалансу та визначення кількості витків обмоток НТС детально розглянені в нижче наведених прикладах.

При вмиканні реле за схемою рис. 3.2, а одна з вирівнювальних обмоток є основною ($\omega_{вир1} = \omega_{осн}$), а друга – неосновною ($\omega_{вир2} = \omega_{неосн}$). При вмиканні реле за схемою рис. 3.2, б робоча (диференційна) обмотка є основною і $\omega_{роб(диф)} = \omega_{осн}$, а одна з вирівнювальних обмоток – неосновною, причому кількість витків у ній

$$\omega_{вир} = \omega_{неосн} - \omega_{роб(диф)}. \quad (3.23)$$

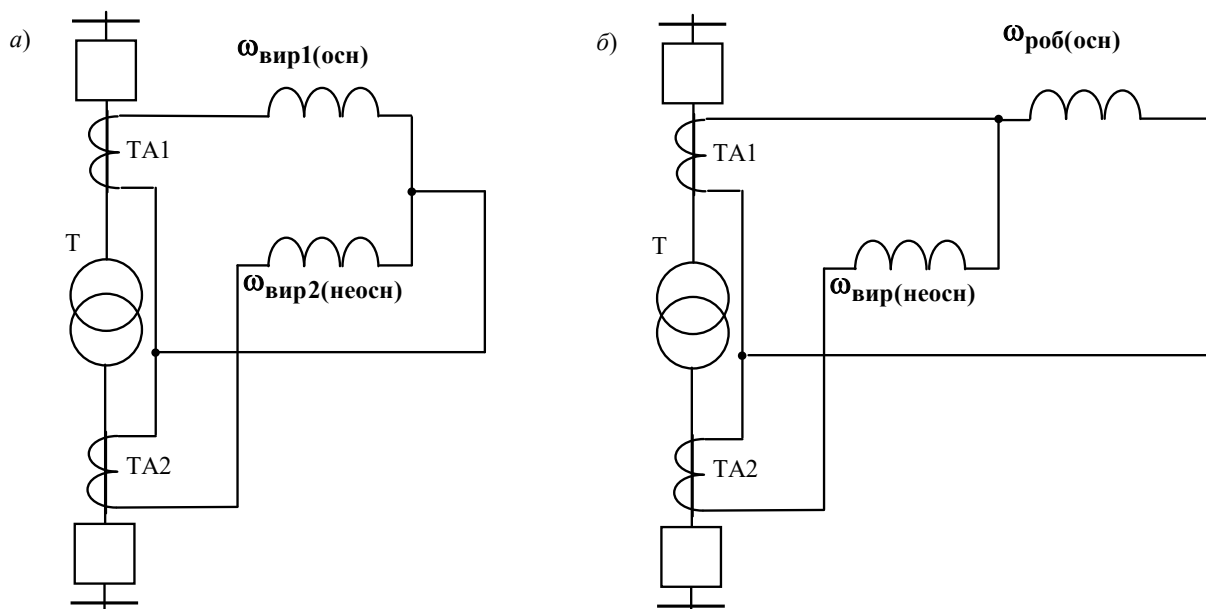


Рисунок 3.2 – – Схеми вмикання обмоток реле типу РНТ в диференційному захисті трансформатора (для однієї фази) без використання робочої (диференційної) обмотки (а) і з використанням робочої обмотки (б)

При необхідності встановлення струму спрацювання реле РНТ-565 менше

2,87А (але не менше 1,45 А) можна використати обидві вирівнювальні і робочу обмотки [4]. На робочій обмотці і тій вирівнювальній, яка вмикається на основну сторону, довільно вибирається кількість витків, сума яких дорівнює числу $\omega_{осн}$ отриманому згідно з:

$$\omega_{осн.розр} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р.осн}}. \quad (3.24)$$

Кількість витків вирівнювальної обмотки неосновної сторони визначається, як різниця між розрахунковою кількістю $\omega_{неосн}$, з виразу:

$$\omega_{неосн.розр} = \omega_{осн} \frac{I_{2осн}}{I_{2неосн}}, \quad (3.25)$$

і раніше вибраній кількості витків робочої обмотки.

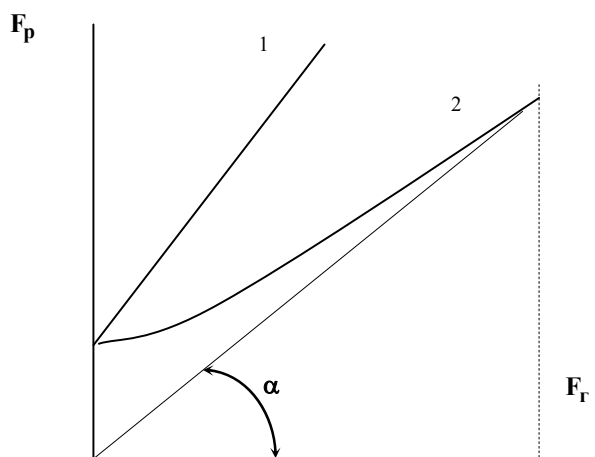


Рисунок 3.3 — Гальмієва характеристика реле ДЗТ-11

Для триобмоткового трансформатора, в якого дві неосновні сторони, умова рівності результуючої намагнічувальної сили при режимах навантаження або зовнішніх к.з.:

$$I_{2осн} \omega_{осн} = I_{2неоснI} \omega_{розрI} = I_{2неоснII} \omega_{розрII}, \quad (3.26)$$

де $I_{2осн}$, $I_{2неоснI}$, $I_{2неоснII}$ — вторинні номінальні струми в плечах захисту для основної і неосновних сторін I та II; $\omega_{осн}$, $\omega_{розрI}$, $\omega_{розрII}$ — прийнята кількість витків для основної сторони і розрахункові кількості витків для неосновних сторін I та II. При цьому кількість витків, яка встановлюється на вирівнювальних обмотках реле РНТ (на неосновних сторонах) визначається згідно з виразом ((3.25).

3.5.2 Диференційний струмовий захист з гальмуванням

Для збільшення чутливості поздовжніх диференційних захистів використовується принцип гальмування наскрізним (циркулюючим) струмом [2, 6].

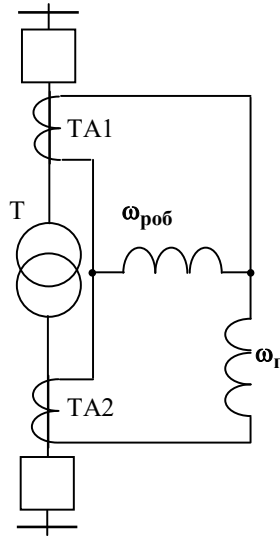


Рисунок 3.4 – Схема вмикання обмоток реле типу ДЗТ

Для забезпечення неспрацювання реле при зовнішніх к.з. на гальмівній обмотці вмикається кількість витків, яка визначається згідно з [7]:

$$\omega_2 \geq \frac{K_{\text{від}} I_{\text{нб.розр}} \omega_{\text{роб}}}{I_{\text{к макс зовн}}^{(3)} \text{tg} \alpha}, \quad (3.27)$$

де $K_{\text{від}}$ – коефіцієнт, що враховує похибку реле і необхідний запас, приймається рівним 1,5 [7]; $I_{\text{нб.розр}}$ – первинний струм небалансу; $\omega_{\text{роб}}$ – розрахункова кількість витків робочої обмотки реле на стороні, де ввімкнена гальмівна обмотка; $I_{\text{к макс зовн}}^{(3)}$ – періодична складова струму (при $t = 0$ сек.) при розрахунковому зовнішньому трифазному к.з. на тій стороні трансформатора, де ввімкнена гальмівна обмотка в максимальному режимі роботи системи і з врахуванням впливу РПН трансформатора; $\text{tg} \alpha$ – тангенс кута нахилу до осі абсцис дотичної, проведеної з початку координат до характеристики спрацювання реле (гальмівної), яка відповідає мінімальному гальмуванню (крива 2 на рис. 3.3), для реле ДЗТ-11 $\text{tg} \alpha = 0,87$.

Визначена за формулою (3.27) ω_2 заокруглюється до більшого числа з ряду: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24.

При виконанні диференційного захисту понижувальних двообмоткових трансформаторів гальмівна обмотка вмикається в плече диференційного захисту, протилежного до плеча сторони живлення. На триобмоткових понижувальних трансформаторах з одностороннім живленням [7] гальмівна обмотка вмикається так, щоб визначальною була умова:

$$I_{c.з} = 1,5I_{т.ном}, \quad (3.28)$$

Для цього гальмівна обмотка вмикається, як правило, в плече тієї сторони трансформатора, де зовнішнє к.з. викликає більший струм (сторона, яка має опір обмотки трансформатора приблизно рівний нулю). Якщо ж відлагодження від струму небалансу при к.з. на другій стороні вимагає збільшення $I_{c.з}$ більш ніж $1,5I_{т.ном}$, рекомендується вмикати гальмівну обмотку ДЗТ-11 на суму струмів плеч захисту сторін, що живляться [4]. Вмикання гальмівної обмотки реле в плече зі сторони живлення не рекомендується, оскільки при великих струмах у випадку к.з. на стороні живлення і при відношенні кількості витків гальмівної і робочої обмотки більш, ніж 0,4 може суттєво зменшитись кратність струму в виконавчому органі, що викличе відмову захисту.

Розрахунок кількості витків інших обмоток реле ДЗТ-11 (крім гальмівної) здійснюється так само, як для реле РНТ і наведений у **Прикладах**.

3.5.3 Диференційна струмова відсічка

Керуючись вказівками [7], допускається застосування на трансформаторах розподільчих мереж диференційного захисту, виконаного з струмовими реле типу РТ-40, які вмикаються без насичувальних ТС. Перевагою такого захисту, який називається диференційною відсічкою, є менша вартість і менша складність при відлагодженні, ніж для захисту з реле серій РНТ та ДЗТ.

Струм спрацювання диференційної відсічки вибирається за умовою відлагодження від кидків струму намагнічування трансформатора:

$$I_{c.з} \approx (3...4)I_{т.ном}. \quad (3.29)$$

Такий великий струм спрацювання є головним недоліком диференційної відсічки. Диференційна відсічка використовується досить рідко і лише в тих випадках, коли її $K_q \geq 2$. Практично це можливо, якщо вторинні номінальні

струми, які протікають в плечах захисту, відрізняються на кілька процентів і якщо максимальний і мінімальний струми к.з за трансформатором приблизно рівні [4].

3.6 Диференційний струмовий захист на пристрої RET 670

3.6.1 Виконання диференційного струмового захисту на RET 670

Функція диференційного струмового захисту у пристрої RET 670 позначається PDIF (у кодуванні IEEE C37.2) і включає диференційний захист з гальмуванням та диференціальне відсічки, селектор внутрішніх/зовнішніх пошкоджень на основі аналізу диференціальних струмів зворотної послідовності, орган сигналізації підвищених диференціальних струмів, контроль справності кіл ТС та орган включення захисту на пошкодження.

Захист виконується пофазним незалежним і використовує струми з усіх боків об'єкта, що захищається. Схема підключення вторинних кіл ТС захисту до пристрою RET670 – «зірка» з нульовим проводом. З кожної із трьох сторін трансформатора до захисту можуть підводитися по одній або по дві трифазні групи ТС. Максимальна кількість груп ТС, якими вибирається гальмування – 6.

Виміряні з усіх сторін трансформатора вторинні струми перераховуються в первинні значення, приводяться до опорної сторони, вирівнюються згідно з заданих параметрів обмоток сторін і необхідності усунення струмів нульової послідовності, а потім порівнюються один з одним. Цифрове вирівнювання струмів плечей проводиться згідно з п. 3.7.

Як загальний гальмівний струм, для всіх трьох фаз диференційного захисту використовується максимальний з усіх вимірних з усіх боків і фаз струм, приведений до опорної сторони (з урахуванням вирівнювання та віднімання нульової послідовності).

Для унеможливлення втрати інформації про максимальний струм (гальмування) у випадку зовнішнього КЗ на стороні з підключенням 2 груп ТС (за так званою схемою «Т»), необхідно підключати кожен групу ТС однієї сторони до RET670 окремо.

В якості опорної (базисної) сторони під час розрахунку первинних значень струмів використовується сторона, обмотка якої підключена до першого входу,

який відповідає обмотці трансформатора (автотрансформатора), що захищається, зі схемою з'єднання «зірка», функціонального блоку диференційного захисту, тобто, сторона вищої напруги.

Функція диференційного захисту може працювати з урахуванням положення пристрою РПН силового трансформатора (автотрансформатора), для цього необхідно задати додаткові параметри.

У п. 3.8 наведено вимоги до трансформаторів струму в схемах диференційного захисту з пристроєм RET 670. Необхідно відзначити, що наведена методика вибору параметрів спрацювання функції диференційного захисту може використовуватись лише, якщо ці вимоги повністю виконуються. В іншому випадку необхідно вжити відповідні заходи (наприклад, збільшити переріз кабелю, закрубити захист).

Гальмівна характеристика має вигляд, представлений рис. 3.5.

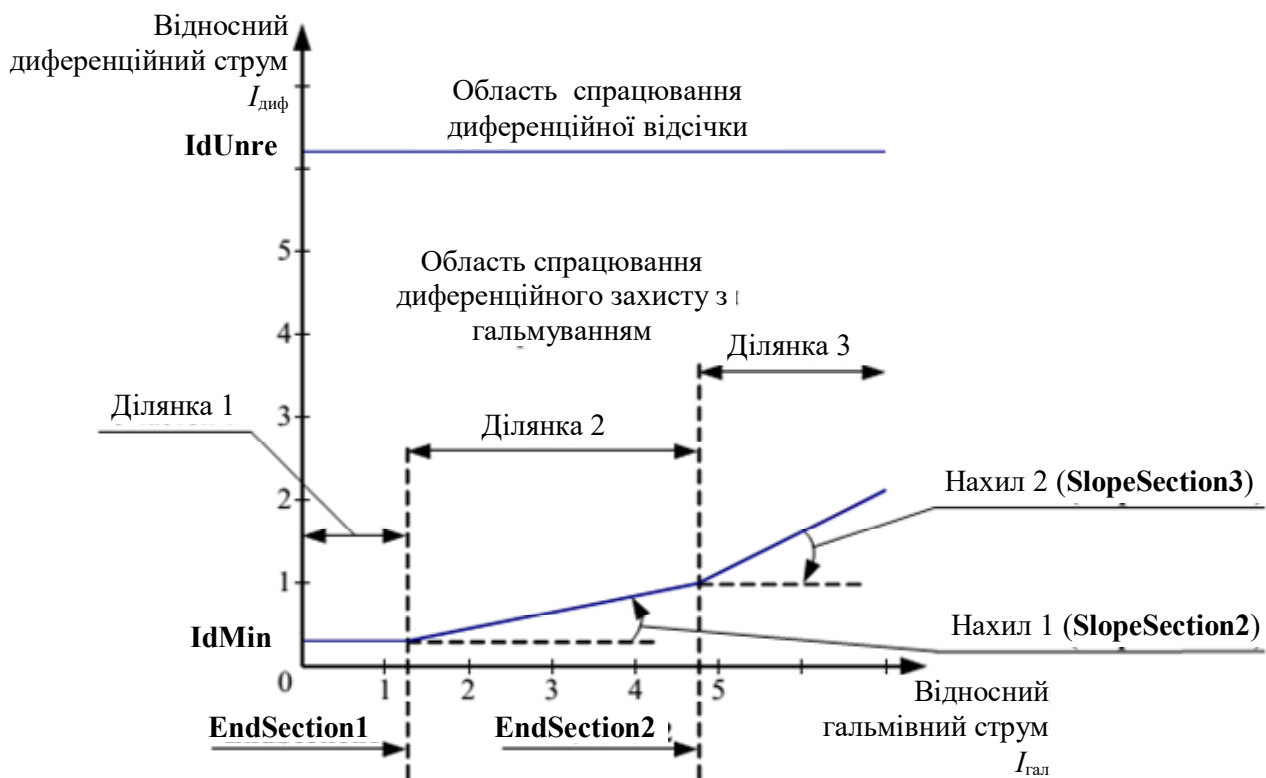


Рисунок 3.5 – Гальмівна характеристика функції диференційного захисту DIFP (87T) пристрої RET670

По осі ординат відкладається відносний диференційний струм (у частках від номінального/базисного струму опорної сторони). Диференційний струм всіх трьох фаз, як для миттєвих, так і для діючих значень, формується як сума

первинних струмів плечей захисту, приведенних до опорної сторони

$$I_{\text{диф}} = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3|, \quad (3.30)$$

де $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3$ – вектори основної гармоніки струмів аналізованої фази першого, другого та третього плечей (сторін) захисту. Необхідно враховувати, що за наявності з боку n ($n = 1, 2, 3$) двох груп ТС відповідний вектор струму сторони дорівнює сумі векторів струмів, що відповідають цим ТС, $I_n = I_{n,I} + I_{n,II}$.

По осі абсцис відкладається відносний гальмівний струм (у частках від номінального/базисного струму опорної сторони), що формується на базі діючих значень перших гармонік струмів фаз у первинних обмотках ТС. Як гальмівний струм приймається найбільший із струмів усіх фаз і всіх сторін трансформатора, що захищається (автотрансформатора):

$$I_{\text{гал}} = \max(I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}, I_{3A}, I_{3B}, I_{3C}), \quad (3.31)$$

де $I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}, I_{3A}, I_{3B}, I_{3C}$ – модулі струмів першого, другого та третього плечей (сторін) захисту фаз А, В і С. Необхідно враховувати, що за наявності з боку n двох груп ТС необхідно окремо розглядати величини струмів, що відповідають цим ТС: $I_{nA} = \max(I_{nA,I}, I_{nA,II}), I_{nB} = \max(I_{nB,I}, I_{nB,II}), I_{nC} = \max(I_{nC,I}, I_{nC,II})$.

Розрахунок диференціальних струмів у захисті виконується в первинних одиницях з урахуванням вирівнювання модулів і зсуву фаз струмів на сторонах трансформатора (автотрансформатора) та додаткового виключення струмів нульової послідовності з вимірюваних струмів сторін (за необхідності).

Гальмівна характеристика складається з трьох ділянок (рис. 3.5):

1) горизонтальної (ділянка 1) – до гальмівного струму, що дорівнює EndSection1. На цій ділянці спрацювання захисту визначається параметром спрацювання за диференційним струмом IdMin;

2) першої похилої (ділянка 2) – до гальмівного струму, що дорівнює EndSection2 і має Нахил 1 з коефіцієнтом гальмування SlopeSection2;

3) другої похилої (ділянка 3) – до максимально можливого значення гальмівного струму та має Нахил 2 з коефіцієнтом гальмування SlopeSection3.

Коефіцієнт гальмування похилої ділянки визначається за виразом

$$K_{\text{гал}} = \frac{\Delta I_{\text{диф}}}{\Delta I_{\text{гал}}} 100\%, \quad (3.32)$$

де $\Delta I_{\text{диф}}$ – збільшення диференційного струму на межі спрацювання; $\Delta I_{\text{гал}}$ – збільшення гальмівного струму на межі спрацювання.

3.7 Цифрове вирівнювання (масштабування) струмів плечей об'єкта

Цифрове вирівнювання (масштабування) амплітуд (модулів) струмів плечей здійснюється функцією диференційного захисту на основі параметрів об'єкта, що захищається (трансформатора, автотрансформатора) і коефіцієнтів трансформації ТС. У пристроях RET 670 передбачений десятикратний діапазон вирівнювання, якщо номінальний вторинний струм менший, ніж номінальний струм входу терміналу, і чотирикратний, якщо більше, і однаковий для різних номінальних струмів входу (1 А або 5 А) пристрою.

В умовах вітчизняних електричних мережах з боку ВН або СН часто застосовуються ТС з первинним номінальним струмом, що набагато перевищує номінальний струм об'єкта, що захищається, тому для всіх плечей необхідно проводити перевірку щодо забезпечення цифрового вирівнювання.

Для цього розраховують вторинний номінальний струм ТС в номінальному режимі роботи об'єкта, що захищається:

$$I_{\text{ном п.в}} = \frac{I_{\text{ном п}}}{K_{I_n}}, \quad (3.33)$$

де $I_{\text{ном п}}$ – первинний номінальний струм сторони п об'єкта, що захищається (трансформатора, автотрансформатора); K_{I_n} – коефіцієнт трансформації ТС з боку п; п – плече захисту, що розглядається, яке відповідає тій стороні об'єкта, що захищається.

За вторинним струмом плеча п захисту $I_{\text{ном п}}$ вибирається номінальний струм входу пристрою $I_{\text{ном п.пр}}$ і визначається відносна похибка вирівнювання $\Delta f_{\text{вир}^*}$ згідно з табл. 3.4.

Умова забезпечення цифрового вирівнювання:

$$0,1 < \frac{I_{\text{ном п.в}}}{I_{\text{ном п.пр}}} < 4, \quad (3.34)$$

де $I_{\text{НОМ п.пр}}$ – вибраний номінальний струм входу пристрою для розглянутого плеча п захисту.

Таблиця 3.4 – Вибір робочих відгалужень струмових входів пристрою

Вторинний струм у номінальному режимі $I_{\text{НОМ п.в}}$, А	Номінальний струм входу пристрою $I_{\text{НОМ п.пр}}$, А	Відносна похибка вирівнювання $\Delta f_{\text{вир}}^*$
5 – 20	5	0,03
1 – 5	5	0,02
0,5 – 1,0	1	0,02
0,125 – 0,5	1	0,03
0,1 – 0,125	1	0,05

Якщо вторинний номінальний струм $I_{\text{НОМ п.в}}$ менший, ніж 0,1 А, то рекомендується використовувати додаткові проміжні трансформатори або автотрансформатор струму. Вимоги до проміжних трансформаторів струму наведено у п. 3.8.

У загальному вигляді обмеження точності цифрового вирівнювання з боку НН трансформатора (автотрансформатора) такі ж, як і для інших сторін. Але на практиці первинний номінальний струм ТС з боку НН зазвичай перевищує не більше ніж удвічі номінальний струм обмоток трансформатора (автотрансформатора). У такому разі обмеження діапазону цифрового масштабування практично відсутні.

Для забезпечення правильної роботи функції диференційного захисту приведено перевірку рекомендується проводити для всіх сторін об'єкта, що захищається. Для розрахунку параметрів спрацювання функції диференційного захисту використовується найбільша відносна похибка.

Крім того необхідно тим, щоб струми, які подаються на вхід пристрою в нормальному і в аварійних режимах, не перевищували допустимих значень, зазначених у технічному довідковому посібнику до пристроїв RET 670 [15].

3.8 Вимоги до трансформаторів струму у схемах диференціальної струмового захисту

3.8.1 Вимоги до трансформаторів струму у схемах диференційного захисту пристроїв RET 670

Як відомо, повна похибка ТС ε в усталеному режимі, не повинна перевищувати 10 % за максимального струму зовнішнього КЗ (або за максимального наскрізного струму). У перехідних режимах КЗ часто відбувається насичення ТС, що призводить до збільшення їх похибок та спотворення форми кривої вторинного струму. Зростання похибок ТС призводить до появи значних струмів небалансу диференційного захисту.

Під час аналізу роботи ТС доцільно використовувати узагальнені параметри. Основним таким параметром є гранична кратність $K_{гр}$ – найбільша кратність первинного струму, за якого повна похибка ε в усталеному режимі та заданому навантаженні не перевищує 5 або 10 % (відповідно K_5 і K_{10}).

Однак для вибору ТС, що використовуються у схемах диференційного захисту, рекомендується використовувати приведену граничну кратність $K'_{гр}$:

$$K'_{гр} = K_{гр} \frac{I_{1номl.n}}{I_{ном п}} \quad (3.35)$$

де $I_{1номl.n}$ – первинний номінальний струм ТС із боку n об'єкта, що захищається;

n – сторона захищається об'єкта, на якій встановлений трансформатор струму;

$I_{ном п}$ – первинний номінальний струм сторони p об'єкта, що захищається (трансформатора, автотрансформатора, шунтуючого реактора).

Умова забезпечення вимог до граничною кратності трансформаторів струму

$$K'_{гр} \geq I_{к.зовнmax*}, \quad (3.36)$$

де $I_{к.зовнmax*} = \frac{I_{к.max}^{(3)}}{I_{ном п}}$ – відносний максимальний струм розрахункового КЗ;

$I_{к.max}^{(3)}$ – максимальний струм розрахункового короткого замикання приведений до сторони n . Для захисту трансформаторів та автотрансформаторів розрахунковим режимом є зовнішнє КЗ $I_{к.зовн max}^{(3)}$

Значення параметру $K'_{гр}$ можна отримати одним з наступних способів:

1. За кривими граничної кратності. Для цього за кривими граничною кратності [3] визначають граничну кратність $K_{гр}$ відомими параметрами:

- тип ТС;
- клас обмотки;
- опір навантаження ТС Z_H .

Потім розраховується значення приведеної граничної кратності за виразом (3.35).

2. За відомими параметрами навантаження ТС та опором його обмотки. Гранична кратність розраховується за виразом:

$$K_{гр} \approx K_{гр.ном} \frac{\sqrt{R_2^2 + 1,6R_2 Z_{H.ном} + Z_{H.ном}^2}}{R_2 + R_H}, \quad (3.37)$$

де $K_{гр.ном}$ – номінальна гранична кратність для розглянутого типу ТС; R_2 – опір вторинної обмотки ТС постійному струму; $Z_{H.ном} = \frac{Z_{H.ном}}{I_{2ном}^2}$ – номінальний опір навантаження ТС для $\cos(\varphi_{H.ном}) = 0,8$; R_H – опір навантаження, що визначається активним опором з'єднувальних проводів між ТС і пристроєм.

У випадку використання RET 670 можна вважати, що вхідні опори їх аналогових струмових кіл дуже малі в порівнянні з опорами з'єднувальних проводів між ТС і пристроями і ним можна знехтувати.

Потім розраховується значення приведеної граничної кратності за виразом (3.35).

Схеми функціонування RET 670 передбачають використання груп ТС зірка з нульовим проводом з усіх боків трансформатора, що захищається. Застосування груп ТС зірка з нульовим проводом призводить до зниження розрахункового навантаження ТС у випадку трифазних КЗ (порівняно з групою ТС трикутник) і згідно з зростання параметра $K'_{гр}$ (за інших рівних умов).

Для забезпечення швидкодії чутливого органу диференційного захисту в перехідних режимах КЗ в зоні, що захищається, необхідно щоб з боку ВН та $K'_{гр} > 30$ (для RET 670). Тому, у випадку використання з боку ВН вбудованих ТС необхідно вибирати максимальний первинний номінальний струм даного типу ТС. Для пристрою RET 670 і використанні ТС з вторинним номінальним струмом

1 А з боку ВН та/або СН приймається для відповідної сторони $K'_{гр} > 45$.

3.8.2 Вимоги до проміжних трансформаторів струму

Проміжні ТС останні встановлюються поблизу пристрою захисту (РЕТ 670), і бажано, в тій же шафі. Це зменшує навантаження на їх вторинну обмотку

Вимоги до проміжних трансформаторів струму :

– відносна повна похибка $\varepsilon_{ПТС*}$ за струму вторинної обмотки рівному 0,1 А не перевищує 5 %;

– приведена гранична кратність $K'_{гр}$ у загальному вигляді повинна бути не менше 40 відносно базисного струму вторинної обмотки 0,1 А;

– магнітопровід додаткового ТС виконується з сталі, яка використовується для виробництва високовольтних (захисних) ТС.

3.9 Розрахунок та вибір параметрів спрацювання диференційного струмового захисту пристрою РЕТ 670

3.9.1 Початковий гальмівний струм EndSection1

Параметр EndSection1 (початковий гальмівний струм) визначає гальмівний струм, що відповідає кінцю Ділянки 1 гальмівної характеристики (рис. 3.5), і визначається частками від номінального струму опорної сторони (сторони ВН).

Параметр EndSection1 (відповідає робочому режиму роботи об'єкта, що захищається) рекомендується задавати за умовою тривало-допустимого перенавантаження об'єкта, що захищається. Рекомендоване значення 1,25 в.о.

3.9.2 Початковий диференційний струм спрацювання IdMin

Параметр IdMin визначає величину відносного диференційного струму спрацювання захисту на першій ділянці гальмівної характеристики, розраховується і задається в частках від номінального струму опорної сторони (сторони ВН) трансформатора, що захищається (автотрансформатора).

Розрахунок IdMin виконується за умовою відлагодження від струмів небалансу в перехідних режимах роботи трансформатора (автотрансформатора), коли наскрізні струми малі

$$IdMin = K_{вдл} K_{нб.розр} EndSection1, \quad (3.38)$$

де $K_{вдл}=1,1\dots1,2$ — коефіцієнт відлагодження; $K_{нб.розр}$ — розрахунковий коефіцієнт небалансу

$$K_{нб.розр} = \sqrt{\left(K'_{пер} \varepsilon_{ТС*} + \varepsilon_{ПТС*}\right)^2 \left(1 + 2\left(\Delta U_{рег*} + \Delta f_{вир*}\right)\right) + \left(\Delta U_{рег*} + \Delta f_{вир*}\right)^2}, \quad (3.39)$$

$K'_{пер}$ — коефіцієнт, що враховує перехідний процес; значення коефіцієнта в залежності від типу об'єкта, що захищається, наведені в табл. 3.5; $\varepsilon_{ТС*}$ — повна відносна похибка трансформаторів струму, до яких підключається захист. Рекомендується приймати $\varepsilon_{ТС*}=0,1$ (навіть якщо в усталеному режимі $\varepsilon_{ТС*}<0,1$); $\varepsilon_{ПТС*}$ — повна відносна похибка проміжних трансформаторів струму до яких вимикається захис. Якщо ПТС не використовуються, необхідно приймати $\varepsilon_{ПТС*}=0$; $\Delta U_{рег*}$ — відносна похибка, викликана регулюванням напруги трансформатора (автотрансформатора) Значення похибки приймається рівною максимальному можливому відхиленню від номінального положення РПН у бік зменшення або збільшення; $\Delta f_{вир*}$ — відносна похибка вирівнювання струмів плечей, що задається згідно з п. 3.7; EndSection1— параметр, який визначає гальмівний струм, і відповідає кінцю Ділянки 1 гальмівної характеристики (початкового гальмівного струму), та вибирається згідно з п. 3.9.1.

Усі складові у дужках виразу (3.39) завжди приймаються додатними.

Таблиця 3.5 – Значення коефіцієнта перехідного режиму $K'_{пер}$ в залежності від типу об'єкта, що захищається

Тип об'єкту, що захищається			$K'_{пер}$
ТВП електричних станцій та інші понижуючі трансформатори, що мають у складі навантаження потужні двигуни напругою 6 або 10 кВ			1,5
Трансформатори зв'язку та блокові трансформатори електричних станцій			1,7
Трансформатори електричних мереж та автотрансформатори, у навантаження яких з боку НН відсутні потужних двигунів або синхронних компенсаторів	Силкові трансформатори і потужністю до 40 МВА	з боку НН немає підключених струмообмежуючих реакторів	1,0
		з боку НН підключені струмообмежуючі реактори	1,2
	Силкові трансформатори та автотрансформатори потужністю 63 МВА та більше		1,5

Вираз (3.39) для розрахунку коефіцієнта небалансу відображає той факт, що складова струму небалансу, обумовлена похибками ТС, зсунута по фазі на кут приблизно 90° порівняно зі складовими, зумовленими похибками вирівнювання струмів та впливу РПН, і є більш точною порівняно з сумуванням складових небалансу.

Вираз (3.39) відноситься до перехідного режиму, про що свідчить наявність у ній коефіцієнта перехідного режиму $K'_{\text{пер}}$. У цьому випадку реальний вплив на струм небалансу дає добуток $K'_{\text{пер}} \varepsilon^*$, а значенням $\varepsilon^* = 0,1$ для усталеного режиму приймається як базовий, зокрема і для ТС класу точності 5Р.

Згідно з рекомендаціями АВВ, похибку, спричинену регулюванням напруги трансформатора (автотрансформатора), рекомендується враховувати навіть у тому випадку, якщо положення пристрою РПН враховується автоматично (заведені відповідні сигнали пристрою RET 670. Можливість неврахування похибки може розглядатися лише в тому випадку, якщо потрібне підвищення чутливості.

Параметр спрацювання IdMin приймається не менше 0,2.

3.9.3 Гальмівний струм кінця другої (першої похилої) ділянки EndSection2

Параметр EndSection2 визначає гальмівний струм, що відповідає кінцю Ділянки 2 гальмівної характеристики, і задається в частках від номінального струму опорної сторони (сторони ВН).

В умовах експлуатації можливі перевантаження трансформаторів (автотрансформаторів) протягом тривалого часу. Наприклад, у випадку відключення одного із трансформаторів на двотрансформаторній підстанції. З метою унеможливлення значного загрублення диференційного захисту в таких режимах рекомендується завжди приймати параметр EndSection2 рівним 2.

3.9.4 Коефіцієнт гальмування другої (першої похилої) ділянки SlopeSection2

Параметр SlopeSection2 визначає коефіцієнт гальмування першої похилої

ділянки гальмівної характеристики (Ділянка 2 на рис. 3.5). У пристрої захисту параметр задається у відсотках.

Значення SlopeSection2 розраховується за виразом:

$$\text{SlopeSection2} \geq \frac{I_{\text{диф.розр}} - \text{IdMin}}{\text{EndSection2} - \text{EndSection1}} 100\%, \quad (3.40)$$

де $I_{\text{диф.розр}} = K_{\text{вдл}} K_{\text{нб.розр}} \text{EndSection2}$ – розрахунковий диференційний струм; $K_{\text{вдл}} = 1,1 \dots 1,2$ – коефіцієнт відлагодження. Рекомендується приймати рівним 1,15; $K_{\text{нб.розр}}$ – розрахунковий коефіцієнт небалансу, визначається за виразом (3.39). Тоді в розрахунку замість $K'_{\text{пер}}$ необхідно використовувати коефіцієнт $K''_{\text{пер}}$, що враховує перехідний процес аварійних струмів, які більші за номінальний струм трансформатора, що захищається (автотрансформатора). Значення коефіцієнта $K''_{\text{пер}}$ вибирається за табл. 3.6; IdMin – мінімальний диференційний струм спрацювання, отриманий у п. 3.9.2; EndSection2 та EndSection1 – параметри, які визначають гальмівні струми кінця Ділянки 2 та кінця Ділянки 1 (початковий гальмівний струм) та вибираються згідно з п. 3.9.3 та п. 3.9.1.

Таблиця 3.6 – Значення коефіцієнта перехідного режиму $K''_{\text{пер}}$

Тип об'єкту, що захищається			$K''_{\text{пер}}$
ТВП електричних станцій та інші понижуючі трансформатори, що мають у складі навантаження потужні двигуни напругою 6 або 10 кВ			2,5
Трансформатори зв'язку та блокові трансформатори електричних станцій			3,0
Трансформатори електричних мереж та автотрансформатори, у навантаження яких з боку НН відсутні потужних двигунів або синхронних компенсаторів	Силові трансформатори і потужністю до 40 МВА	з боку НН немає підключених струмообмежувальних реакторів	2,0
		з боку НН підключені струмообмежувальні реактори	2,5
	Силові трансформатори та автотрансформатори потужністю 63 МВА та більше		2,5

3.9.5 Коефіцієнт гальмування третьої (другої похилого) ділянки SlopeSection3

Параметр SlopeSection3 визначає коефіцієнт гальмування другої похилої

ділянки гальмівної характеристики (Ділянка 3 на рис.3.5). У пристрої захисту параметр задається у відсотках.

Значення параметра SlopeSection3 рекомендується приймати без розрахунків рівним (50...65)%. Це пов'язано з тим, що для струму короткого замикання, що перевищує $2I_{\text{ном.опор}}$, блокування диференційного захисту у випадку великих перехідних струмів небалансу здійснюється в основному за рахунок інших вимірювальних органів (блокування за формою хвилі та блокування за другою гармонікою, які працюють завжди).

3.9.6 Перевірка чутливості диференційного захисту з гальмуванням

3.9.7 Д.1 Перевірка чутливості для горизонтальної ділянки гальмівної характеристики

Перевірка чутливості для горизонтального ділянки характеристики спрацювання проводиться тільки для тих режимів внутрішнього КЗ, в яких розрахунковий гальмівний струм менший, ніж струм початку гальмування, тобто для RET 670 менше величини уставки EndSection1. Тоді коефіцієнт чутливості розраховується за виразом:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.розр}^*}}{I_{\text{диф.поч}^*}}, \quad (3.41)$$

де $I_{\text{диф.розр}^*}$ – відносний розрахунковий мінімальний диференційний струм у випадку КЗ на виводах трансформатора, що захищається (автотрансформатора) в режимі, коли розрахунковий гальмівний струм $I_{\text{гал,розр}^*} < 1,25$; $I_{\text{диф.поч}^*}$ – уставка початкового диференційного струму спрацювання (відносний струм спрацювання на першій ділянці гальмівної характеристики), який для RET 670 приймається IdMin/100%.

3.9.8 Д.3 Перевірка чутливості для похилих ділянок гальмівної характеристики пристрою RET 670

Чутливість для похилих ділянок гальмівної характеристики перевіряється за виразом

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.розр}^*}}{I_{\text{диф.с}^*}}, \quad (3.42)$$

де $I_{\text{диф.розр}^*}$ – відносний розрахунковий мінімальний диференційний струм у випадку КЗ на виводах трансформатора, що захищається (автотрансформатора) в режимі, коли гальмівний струм $I_{\text{гал}^*} > \text{EndSection1}$;

$I_{\text{диф.с}^*}$ – відносний диференційний струм спрацювання, який визначається за гальмівною характеристикою для розрахункового режиму, що розглядається.

Виходячи з принципів формування диференційного (вираз (3.30)) та гальмівного струмів (вираз (3.31)) у пристрої RET 670 нескладно встановити, що у випадку внутрішніх КЗ завжди виконується умова $I_{\text{гал}^*} < I_{\text{диф}^*}$ (заштрихована область рис. 3.6. Найгіршими для чутливості випадками будуть режими, у яких $I_{\text{гал}^*} = I_{\text{диф}^*}$, тобто підживлення внутрішнього КЗ тільки з одного боку.

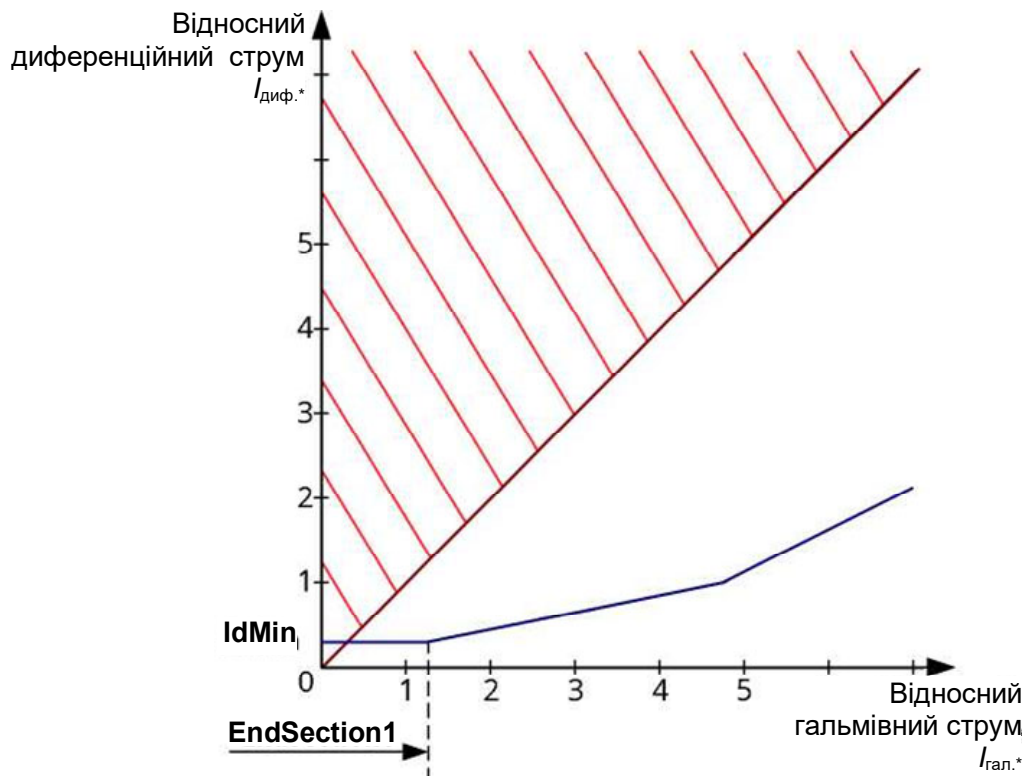


Рисунок 3.6 – Область гальмівної характеристики у випадку внутрішнього КЗ

Виходячи з цього, а також враховуючи, що коефіцієнт гальмування похилих ділянок характеристики спрацювання не перевищує 0,5, можна зробити такі висновки:

- чутливість для похилих ділянок характеристики завжди забезпечуватиметься, якщо відношення параметра спрацювання до початкового диференційного струму і струму початку гальмування не перевищує 0,5, тобто,

виконується умова

$$\frac{IdMin}{EndSection1} < 0,5. \quad (3.43)$$

- якщо ця умова забезпечується, то чутливість захисту на похилих ділянках гальмівної характеристики забезпечуватиметься завжди і виконувати розрахунки за виразом (3.42) не потрібно.

3.9.9 Струм спрацювання диференціальної відсічки IdUnre

Диференційна відсічка є грубим органом без гальмування і реагує на першу гармоніку диференційного струму. Диференційна відсічка необхідна для підвищення швидкодії за великої кратності струму КЗ в захисній зоні.

Параметр спрацювання струмового органу диференційної відсічки у пристрої позначається IdUnre і задається у відсотках від номінального струму з опорної сторони $I_{ном.опор}$.

Для вибору параметра спрацювання IdUnre враховуються дві умови:

- 1) відлагодження від режиму кидка струму намагнічування;
- 2) відлагодження від небалансу в режимі максимального струму зовнішнього КЗ.

За умовою відлагодження від режиму кидка струму намагнічування, параметр спрацювання струмового органу диференційної відсічки приймається не менше 500 %:

$$Idunre \geq 500\%. \quad (3.44)$$

За умовою відлагодження від максимального струму небалансу зовнішніх пошкодженнях, параметр спрацювання визначається за виразом

$$Idunre \geq K_{вдл} K_{нб(1)} I_{кмаx*} \cdot 100\% , \quad (3.45)$$

де $K_{вдл} = 1,2$ – коефіцієнт відлагодження; $K_{нб(1)}$ – відношення амплітуди першої гармоніки струму небалансу до наведеної амплітуди періодичної складової струму, який протікає через трансформатор (автотрансформатор), у випадку зовнішнього пошкодження; $I_{кмаx*}$ – відносний максимальний струм зовнішнього КЗ, який визначається за виразом:

$$I_{\text{кmax}^*} = \frac{I_{\text{к max}}}{I_{\text{ном.опор}}}, \quad (3.46)$$

де $I_{\text{кmax}}$ – максимальний струм зовнішнього КЗ, приведений до опорної сторони;

$I_{\text{ном.опор}}$ – номінальний струм опорної сторони трансформатора (автотрансформатор).

Відношення $K_{\text{нб}(1)}$ для двообмоткових трансформаторів (у тому числі і для трансформаторів з розщепленою обмоткою НН) приймається:

$K_{\text{нб}(1)} = 0,65$ – у випадку використання з усіх боків ТС із вторинним номінальним струмом 5 А; $K_{\text{нб}(1)} = 0,55$ – у випадку використання з усіх боків ТС із вторинним номінальним струмом 1 А; $K_{\text{нб}(1)} = 0,8$ – у випадку використання ТС з різними номінальними вторинними струмами (5 А і 1 А).

Для триобмоткових трансформаторів та автотрансформаторів додатково необхідно враховувати наступне. Якщо сторонах ВН і СН приймаються ТС з вторинним номінальним струмом 1 А, а на боці НН – 5 А, то розрахунок доцільно виконувати так:

1) розглядається режим зовнішнього КЗ на стороні СН (або ВН) і для цього випадку приймається $K_{\text{нб}(1)} = 0,55$;

2) розглядається КЗ на стороні НН і для нього приймається $K_{\text{нб}(1)} = 0,8$;

3) із двох отриманих значень параметра спрацювання приймається найбільше значення.

У випадку підключення пристрою RET 670 до двох груп ТС на одній напрузі (це не стосується трансформатора з розщепленою обмоткою НН) у випадку зовнішнього КЗ слід приймати на зазначеній стороні $K_{\text{нб}(1)} = 0,5$.

Параметр спрацювання приймається рівним найбільшому значенню з двох отриманих за виразами (3.44) та (3.45). Підсумкове значення параметра у відсотках рекомендується округлювати до десятків.

3.9.10 Параметр спрацювання блокування диференційного захисту за другою гармонікою I2/I1ratio

Вимірювальний орган блокування диференційного захисту за другою гармонікою I2/I1ratio реагує на співвідношення амплітуд другої та першої

гармонійних складових диференційного струму. У пристрої захисту параметр I_2/I_1 ratio визначається у відсотках.

За умовою відлагодження від різнополярного кидка струму намагнічування, параметр спрацювання I_2/I_1 ratio приймається меншим або рівним 25 %.

За умовою відлагодження від однополярного (або однополярного трансформованого) кидка струму намагнічування, надійна робота диференційного захисту забезпечується, якщо параметр спрацювання I_2/I_1 ratio рівний 14 %.

Таким чином, параметр спрацювання I_2/I_1 ratio приймається рівним 14%.

3.9.11 Параметр спрацювання блокування диференційного захисту за п'ятою гармонікою I_5/I_1 ratio

Блокування диференційного захисту за п'ятою гармонікою реагує на співвідношення амплітуд п'ятої та першої гармонік диференційного струму та призначена для відлагодження від режиму перезбудження. У пристрої параметр позначається I_5/I_1 ratio і задається у відсотках.

Підвищення напруги мережі супроводжується збільшенням індукції у магнітопроводі силового трансформатора (автотрансформатора) (режим перезбудження). В такому випадку зростає перша і вищі непарні гармонічні складові струму намагнічування. Згідно з ПУЕ [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**], допускається тривала робота силового трансформатора (автотрансформатора) (якщо потужність не перевищує номінальну) за напруги на будь-якому відгалуженні обмотки на 10% вище від номінального для даного відгалуження. У випадку з'єднання хоча б однієї з обмоток силового трансформатора (автотрансформатора) за схемою трикутник, третя гармоніка у фазних струмах незначна. Тому як інформаційний параметр режиму перезбудження використовується відношення амплітуд п'ятої та першої гармонік диференційного струму.

У силових трансформаторах (автотрансформаторах) з магнітопроводами з холоднокатаної сталі, що виготовляються в Україні, робоча індукція за номінальної напруги приймається рівною в межах (1,6...1,65) Тл. У випадку підвищення напруги та номінальній частоті відносно значення п'ятої гармоніки

зростає і стає рівним приблизно 0,45 відносно першої гармоніки за напруги $U = 1,1U_{ном}$. Відношення діючого значення першої гармоніки струму намагнічування, до номінального струму силового трансформатора (автотрансформатора) у зазначених умовах не перевищує 0,04. Параметр спрацювання приймається не менше ніж 25% від номінального струму. З цього випливає, що чутливий орган диференційного захисту не спрацюватиме за $U = 1,1U_{ном}$ і без блокування щодо відносної п'ятої гармоніки. Таким чином, за можливості значних короткочасних підвищень напруги (до $1,25U_{ном}$) у розподільчих мережах для блокування чутливого органу диференційного захисту DIFP параметр спрацювання I5/I1ratio приймається рівним 40%.

4 ВИБІР ОПЕРАТИВНОГО СТРУМУ І СХЕМ ЗАХИСТУ

4.1 Вибір оперативного струму

Для живлення оперативних кіл можуть використовуватись джерела постійного і змінного струму.

При проектуванні слід надавати перевагу змінному струмові в таких випадках:

- 1) для усіх РП на напругу 6-10 кВ, ТП 6(10)/0,69(0,4) кВ;
- 2) для підстанцій, що мають вищу напругу 35 кВ та легкі вимикачі з вантажними та пружинними приводами;
- 3) підстанції з вищою напругою 110-220 кВ без вимикачів на стороні вищої напруги та з легкими вимикачами на інших напругах;
- 4) для гідроелектростанцій з вищою напругою 35 кВ, агрегатами, трансформаторами та блоками потужністю 16 МВА та загальною потужністю до 30 МВА (для вимикачів яких можна використовувати механічні приводи);
- 5) для теплових електростанцій з вищою напругою 35 кВ, агрегатами потужністю до 12 МВА та загальною потужністю до 50 МВА.

4.2 Вибір схем захисту

При виборі схем захисту слід керуватись основними вимогами до захисту (селективність, швидкодія, чутливість і надійність). Перевага надається схемі найпростішій, яка вимагає мінімальної кількості обладнання. Схему і апаратуру слід вибирати найновіші.

4.2.1 Схеми струмових захистів

У мережах з глухозаземленою нейтраллю від усіх видів к.з застосовуються трифазні схеми струмових відсічок. Для захисту від міжфазних к.з використовується двофазна схема неповної зірки. В мережі з ізольованою нейтраллю або заземленою через великий опір використовується двофазні схеми одно- або дворелейні. Максимальні захисти виконуються трифазними і двофазними. Схеми струмового захисту виконуються на постійному та змінному оперативному струмі, на реле прямої і непрямої дії. За характером залежності

часу дії реле від струму, максимальні захисти поділяються на захисти з незалежною і залежною характеристиками. Схеми відсічок з витримкою часу повністю співпадають зі схемами максимального захисту і незалежною витримкою часу. Схеми відсічок без витримки часу відрізняються від вказаних схем максимального захисту відсутністю реле часу.

4.2.2 Схеми диференційного захисту трансформаторів

На рис. 4.1. показані можливі дво- та трирелейна схеми вмикання диференційних реле типу РНТ-565 для захисту двообмоткового трансформатора, на рис. 4.2 – дворелейна схема вмикання диференційних реле типу ДЗТ-11 для захисту двообмоткового трансформатора, а на рис. 4.3 – дворелейна схема вмикання диференційних реле типу ДЗТ-11 для захисту двообмоткового трансформатора з розщепленими обмотками. Зі сторони ВН ТС з'єднуються трикутником, а з сторони НН – зіркою, для кутової компенсації фазового зсуву струмів обмоток ВН та НН в зв'язку зі з'єднанням їх Y/Δ . Зі сторони обмотки НН трансформатори струму з'єднані за схемою неповної зірки. Струм фази "В" для двофазної схеми отриманий сумуванням струмів фаз "А" і "С" зворотних напрямків.

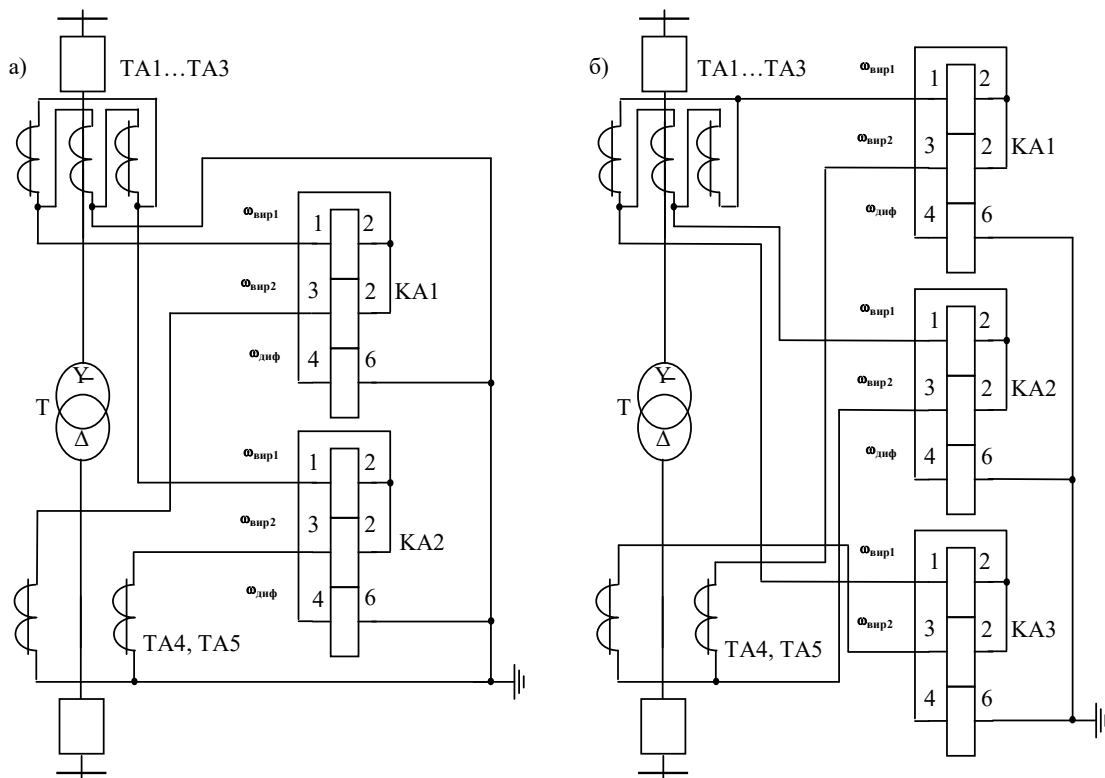


Рисунок 4.1 – Схеми вмикання реле РНТ - 565

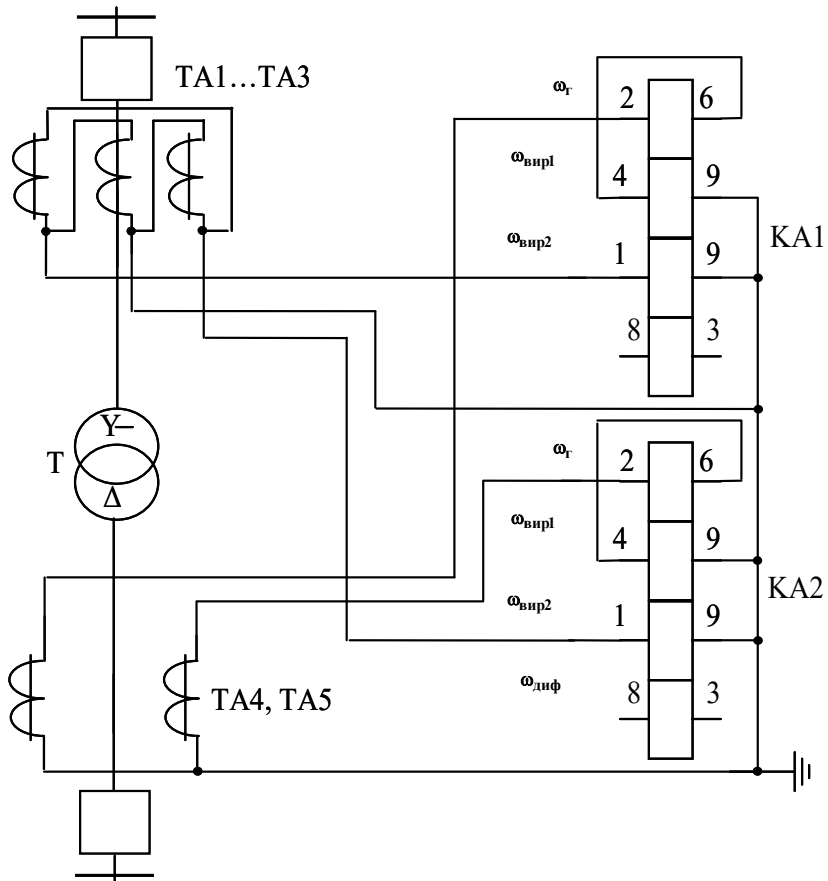


Рисунок 4.2 – Схеми вмикання реле ДЗТ - 11

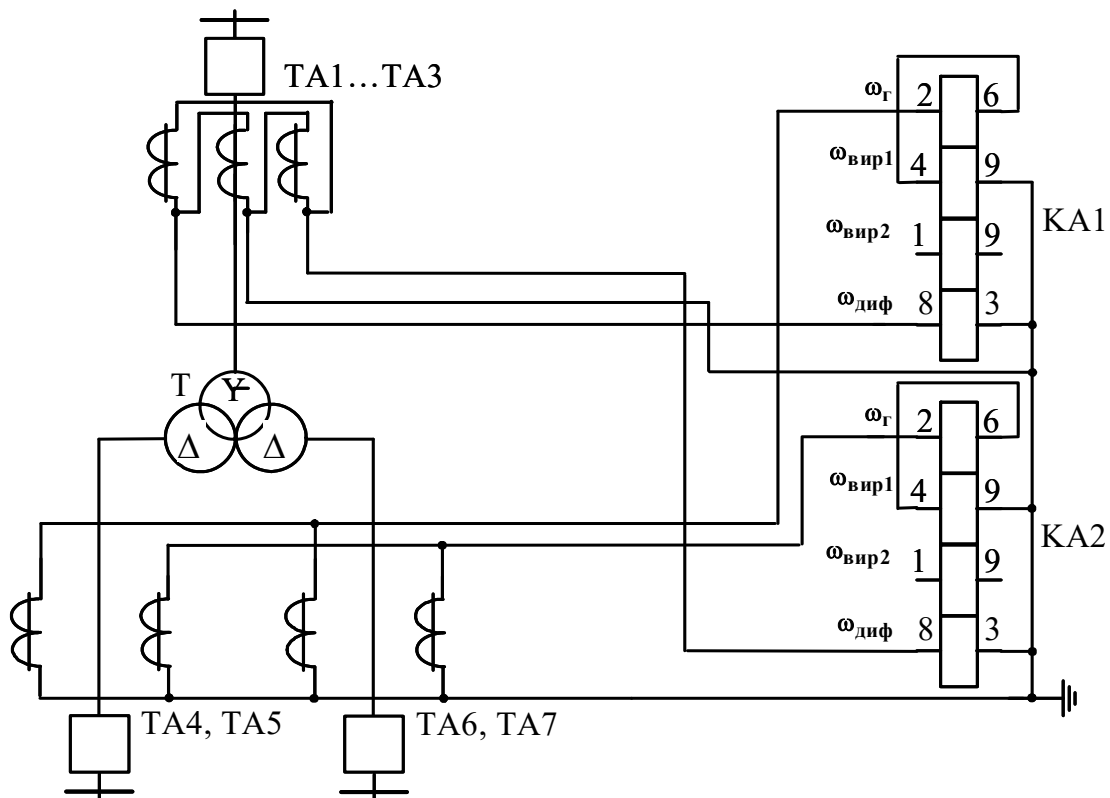


Рисунок 4.3 – Схем вмикання реле ДЗТ-11 для захисту двообмоткового трансформатора з розщепленими обмотками
Детальніше схеми розглянені в [9, 10, 11, 12].

4.3 Повні схеми релейного захисту

4.3.1 Повна схема релейного захисту на постійному оперативному струмі магістральної кабельної лінії, що живить два трансформатори.

Повна схема захисту на постійному оперативному струмі кабельної лінії наведена на рис. 4.4.

На лінії передбачені такі захисти:

- двоступеневий струмовий захист від багатофазних коротких замикань у трирелейному виконанні;
- струмовий захист від замикань на землю, який діє на сигнал.

На рис. 4.4, б реле струму двоступеневого струмового захисту *PT-81* (або *PT-82*, *PT-91*) ввімкнені в коло ТС, з'єднаних за схемою неповної зірки з реле в зворотному проводі. Таке вмикання забезпечує резервування захисту трансформаторів у випадку всіх видів двофазних коротких замикань на стороні 0,4 кВ. На рис. 4.4, в показане коло вмикання реле *PT-40/0,2* захисту від замикань на землю. На рис. 4.4, г показані кола керування; на рис. 4.4, д – кола освітлення, на рис. 4.4, е – кола електромагніта вимкнення та на рис. 4.4, є – кола сигналізації.

Захист лінії працює таким чином:

1. У випадку виникненні короткого замикання на лінії, або зовнішнього КЗ, наприклад на шинах НН, спрацьовують реле *KA1...KA3* двоступеневого струмового захисту, замикають свої контакти (рис. 4.4, г) і запускають проміжне реле *KL2*. Останнє замикає свій контакт у колах керування магнітним пускачем *KM1* (рис. 4.4, г), який спрацьовує і подає живлення на електромагніт вимкнення *YA2* вимикача контактами *KM1* (рис. 4.4, е).

2. У випадку замикання на землю кабельної лінії спрацює реле *KA4* і замкне свій контакт в колах сигналізації (рис. 4.4, є).

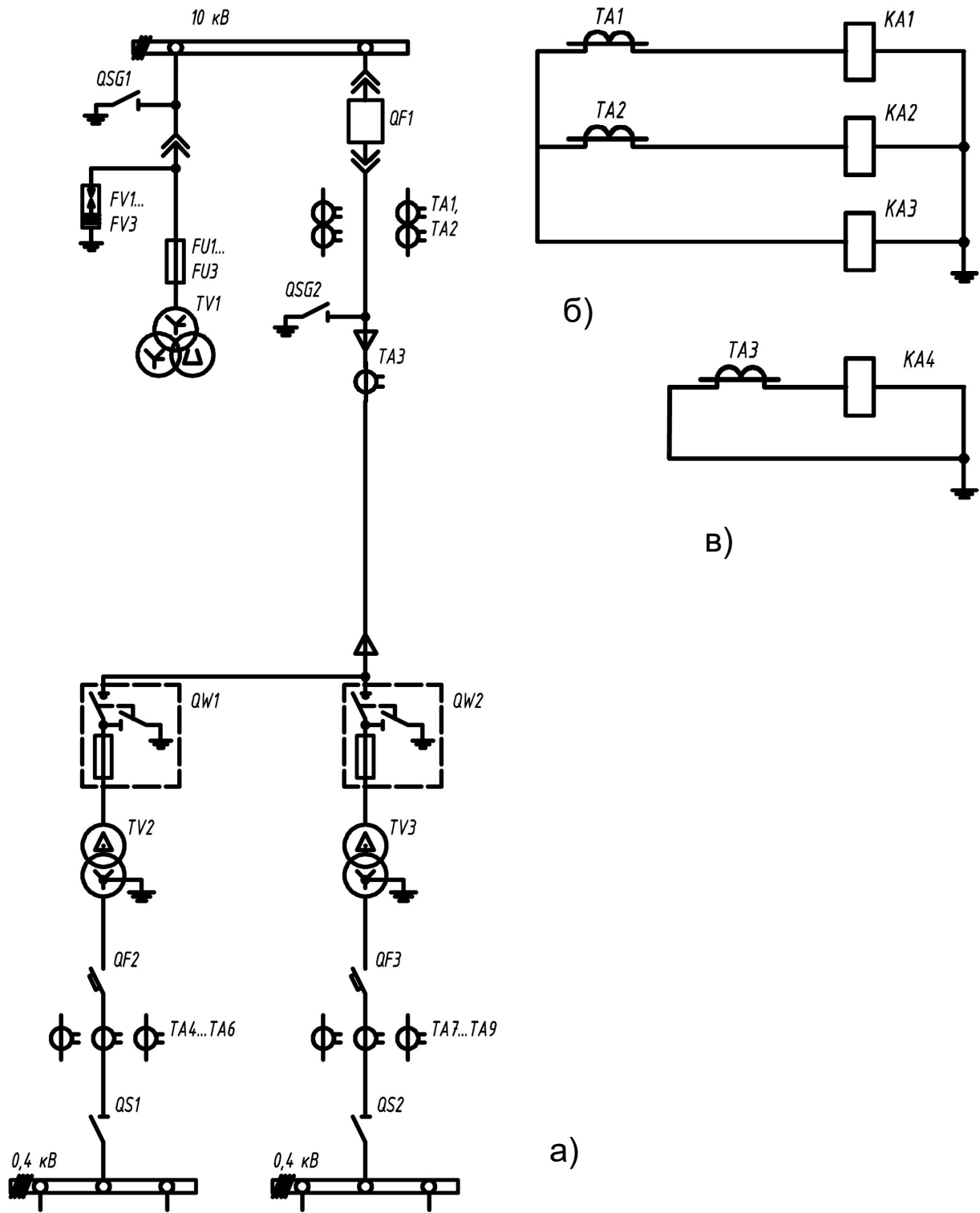
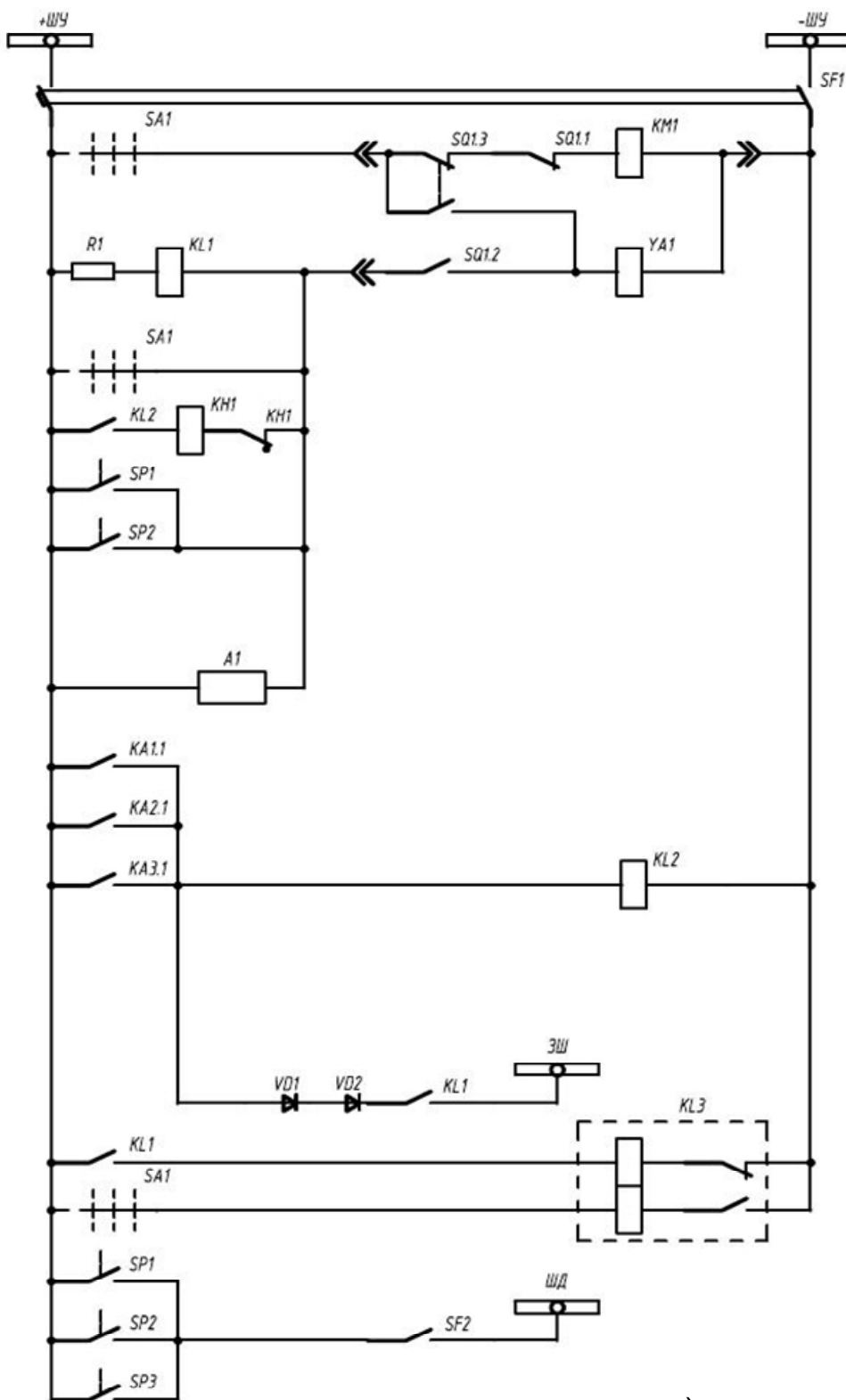


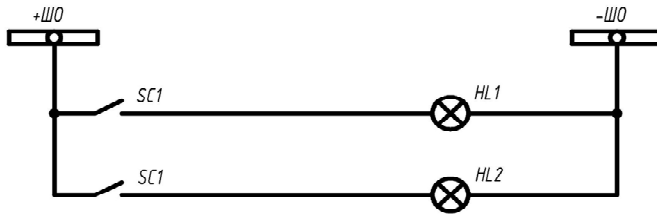
Рисунок 4.4 – Повна схема релейного захисту на постійному оперативному струмі магістральної кабельної лінії, що живить два трансформатори:
а – пояснювальнаа схема; *б* – струмові кола двоступеневого струмового захисту;
в – струмові кола захисту від замикань на землю



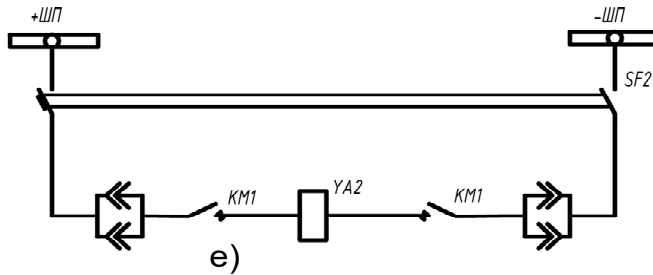
В)

Шинки керування та автоматичний вимикач
Коло вмикання
Коло вимкнення і реде положення "Ввімкнено"
Коло вимкнення від захистів
Струмава відсічка і максимальний струмовий захист
Коло блокування захисту шин
Реле фіксації ввімкненого положення вимикача
Захист від дугових замикань

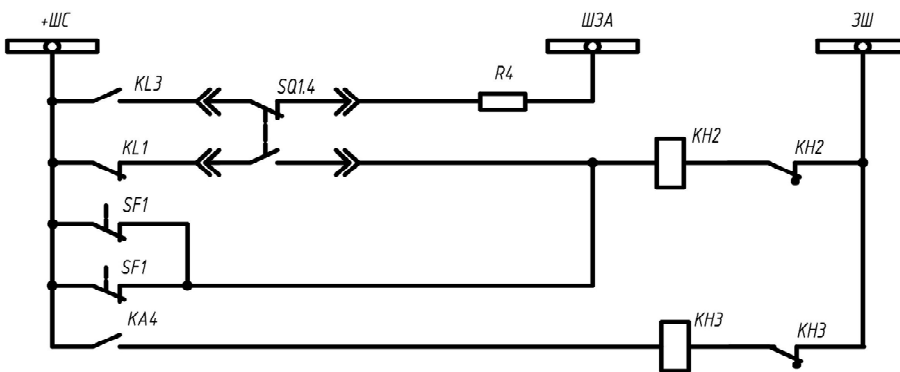
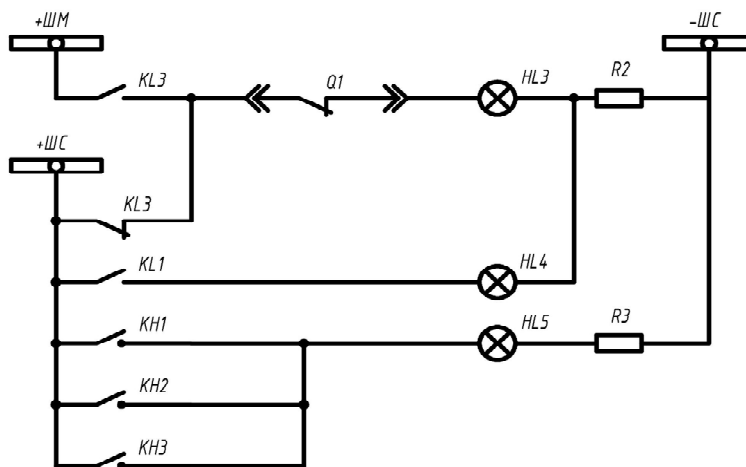
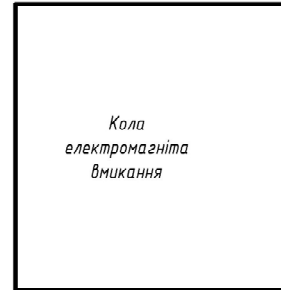
Продовження рисунку 4.4 – Повна схема релейного захисту на постійному оперативному струмі магістральної кабельної лінії, що живить два трансформатори:



д)



е)



е)



Продовження рисунку 4.4 – Повна схема релейного захисту на постійному оперативному струмі магістральної кабельної лінії, що живить два трансформатори:

4.3.2 Повна схема релейного захисту на змінному оперативному струмі двообмоткового понижувального трансформатора, який ввімкнений через вимикач.

На рис. 4.5 наведена повна схема релейного захисту на змінному оперативному струмі двообмоткового понижувального трансформатора, який ввімкнений через вимикач. Винятком є газовий захист, оперативні кола якого живляться безпосередньо від трансформатора власних потреб.

На трансформаторі передбачені такі захисти:

- диференційний струмовий захист у дворелейному виконанні;
- газовий захист;
- максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу у дворелейному виконанні;
- струмовий захист від перевантажень, який діє на сигнал.

На рис. 4.5, *а* реле струму максимального струмового захисту ввімкнені в коло ТС, з'єднаних за схемою трикутника, послідовно зі струмовими обмотками проміжних реле *РП-341* і реле часу максимального струмового захисту *РВМ-12*. Крім того, в колі цих ТС увімкнені електромагніти вимкнення вимикачів: *УА1* і *УА3* – сторони обмотки ВН і *УА2* і *УА4* – сторони обмотки НН трансформатора. Реле диференційного захисту ввімкнені на ті ж ТС, що і реле максимального струмового захисту. Це дозволяє зменшити кількість проміжних реле типу *РП-341* до двох. Таке вмикання, однак, можливе тільки при використанні в максимальному струмовому захисті миттєвих реле струму *РТ-40* і при достатній потужності, яку можуть виділяти ТС.

На рис. 4.5, *б* показані кола керування реле *РП-341* і *РВМ-12*, а на рис. 4.5, *в* – схема газового захисту.

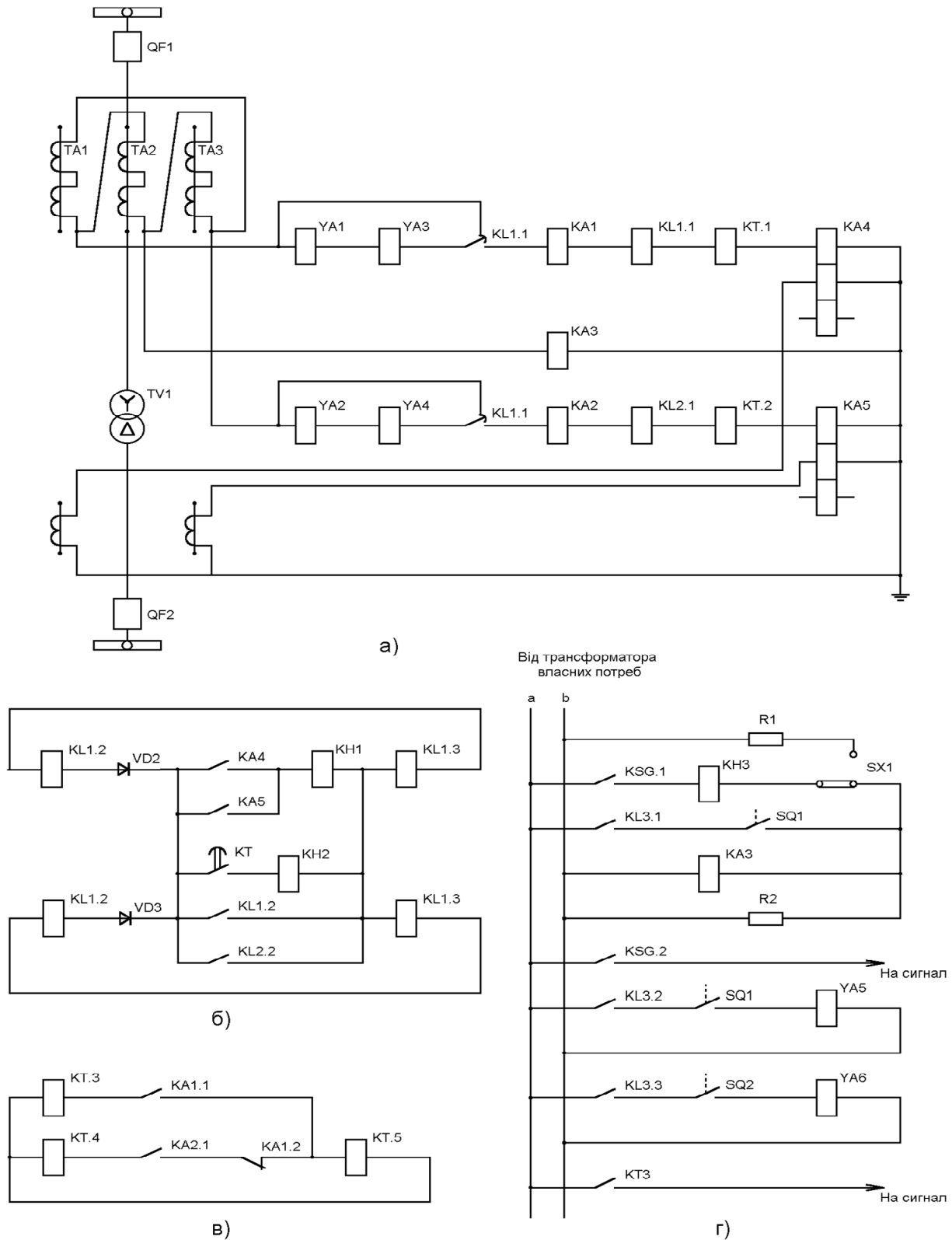


Рисунок 4.5 – Повна схема релейного захисту на змінному оперативному струмі двообмоткового понижувального трансформатора: а – кола трансформаторів струму; б – кола проміжних реле *РІІ-341*; в – кола реле часу *РВМ*; г – схема газового захисту і сигналізації перевантаження трансформатора.

Захист трансформатора працює таким чином:

При виникненні недопустимого перевантаження трансформатора або зовнішнього КЗ, наприклад на шинах НН, спрацьовують реле $KA1$, $KA2$ максимального струмового захисту, замикають свої контакти (рис. 4.5, в) і запускають реле часу KT . Останнє із заданою витримкою часу замикає свій контакт у колах керування реле $KL1$ і $KL2$ (рис. 4.5, б), які миттєво спрацьовують, дешунтують електромагніти вимкнення вимикачів контактами $KL1.1$ і $KL2.1$ (рис. 4.5, а). Своїми контактами $KL1.2$ і $KL2.2$ реле самовтримуються до тир пір, поки не вимкнуться вимикачі $QF1$ і $QF2$. Дія максимального струмового захисту сигналізується вказівним реле $KH2$.

При виникненні КЗ у зоні дії диференційного захисту разом із реле струму $KA1$ і $KA2$ спрацьовують диференційні реле $KA4$ і $KA5$ і замикають свої контакти в колах керування проміжними реле (рис. 4.5, б). Останні спрацюють і дешунтують електромагніти вимкнення, як і в попередньому випадку. Дія диференційного захисту сигналізується вказівним реле $KH1$. Якщо через яку-небудь причину реле $KA4$ і $KA5$ не спрацюють, СВ через задану витримку часу реле KT замкне свій контакт у колах керування реле $KL1$ і $KL2$ і трансформатор вимкнеться від максимального струмового захисту.

При пошкодженні всередині трансформатора, яке супроводжується бурхливим газоутворенням, на вимкнення діє газовий захист (рис. 4.5, з). Газовий захист живиться від трансформатора власних потреб, який увімкнений безпосередньо до обмотки ВН основного трансформатора. Хоча таке живлення газового захисту і не забезпечує його надійної роботи в усіх випадках пошкодження трансформатора, як, наприклад, при трифазному КЗ або двофазному між фазами A і C , але за наявності диференційного захисту така схема може використовуватись. При спрацюванні газового реле KSG замикається контакт $KSG.1$ в колі проміжного реле $KL3$ типу $PII-25$. Останнє спрацьовує і своїми контактами $KL3.2$ і $KL3.3$ замикає коло електромагнітів вимкнення вимикачів $YA5$ і $YA6$, які спрацьовують і вимикають пошкоджений трансформатор. Для забезпечення надійнішої дії газового захисту на вимкнення у схемі передбачене самовтримання реле $KL3$ через контакт $KL3.1$; деблокування

кола самовтримання виконується допоміжним контактом вимикача *QF1*. Дія газового захисту на вимкнення сигналізується вказівним реле *KN3*. Дія вимикаючого контакту газового реле можна перевести на сигнал за допомогою перемикача.

При пошкодженнях усередині трансформатора, які супроводжуються слабким газоутворенням, газувий захист діє лише на сигнал. Сигнальний контакт *KSG.2* газового реле показаний на рис. 4.5, *г*.

У випадку перевантаження трансформатора, яке не вимагає негайного його вимкнення, спрацьовує реле струму *KA3* (рис. 4.5, *а*) і своїм контактом (рис. 4.5, *г*) подає сигнал з витримкою часу про виникнення перевантаження.

Для збільшення потужності вторинні обмотки двох ТС однієї фази зі сторони ВН вмикаються послідовно, наприклад, при використанні ТС, вбудованих у вимикачі. В деяких випадках для ТС в одній фазі можуть використовуватись окремо в диференційному й максимальному струмовому захисті.

4.3.3 Повна схема захисту на змінному оперативному струмі понижувального трансформатора, ввімкненого до відгалуження від лінії.

Повна схема захисту на змінному оперативному струмі понижувального трансформатора, ввімкненого до відгалуження від лінії, наведена на рис. 4.6. На трансформаторі встановлені ті ж захисти, що і в попередньому випадку. Оперативні кола диференційного захисту і максимального струмового захисту живляться від трансформаторів струму, газовий захист і захист від перевантажень – від трансформаторів власних потреб.

Диференційний захист, виконаний на реле типу *РПН-565* (*КА4*, *КА5*).

Для живлення захисту зі сторони ВН використовуються вбудовані в силовий трансформатор трансформатори струму *ТА1...ТА3*. Унаслідок відносно малої потужності вбудованих трансформаторів струму їх вторинні обмотки

з'єднуються послідовно в кожній фазі. Диференційний захист діє на вмикання короткозамикача $QN1$ і вимкнення вимикача $QF1$.

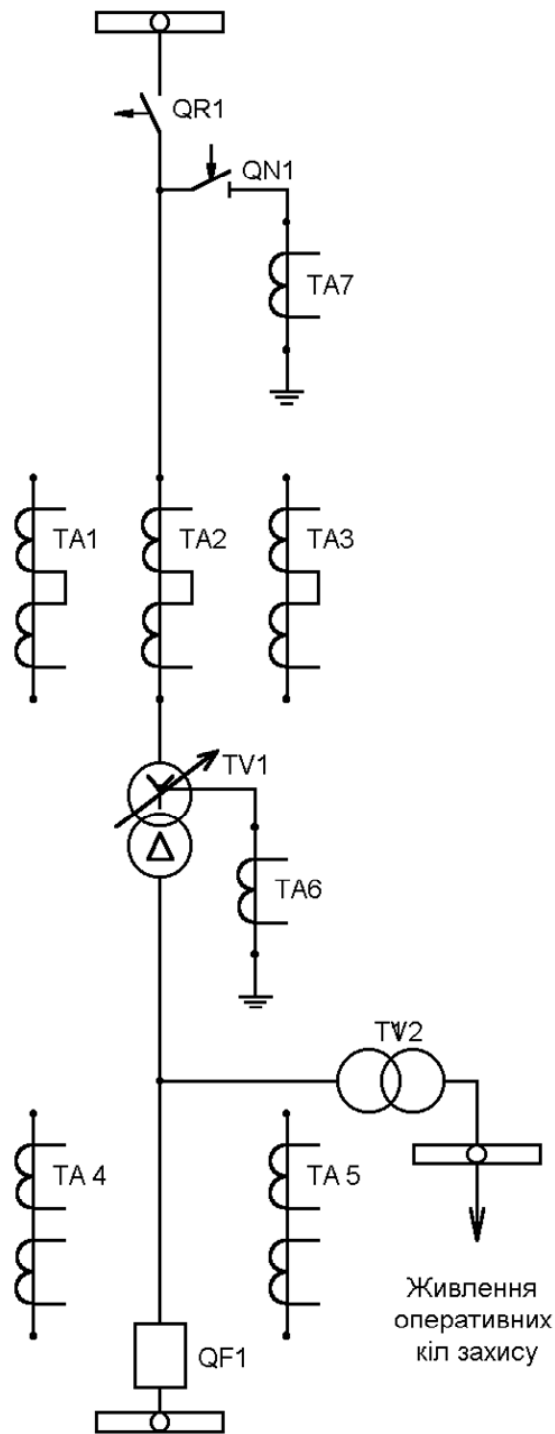
При спрацюванні диференційного захисту контакти $KA4$ і $KA5$ (рис. 4.6, б) замикають коло проміжних реле $KL1$ і $KL2$ типу $PP-341$; останні спрацьовують і дешунтують електромагніти вмикання короткозамикача $YA1$ і $YA2$ і вмикання вимикача $YA3$ і $YA4$. В результаті цього вмикається короткозамикач $QN1$ і вимикається вимикач $QF1$.

Максимальний струмовий захист (рис. 4.6, б) виконаний на реле струму $KA1$ і $KA2$ типу $PT-40$, реле часу KT типу PBM . Реле максимального струму $KA1$ і $KA2$ ввімкнені до трансформаторів струму $TA1...TA3$ зі сторони ВН (у плече диференційного захисту), що дозволяє ввести в зону дії максимального струмового захисту силовий трансформатор. Оскільки трансформатори $TA1...TA3$ з'єднані трикутником СВ максимальний струмовий захист не реагує на струм нульової послідовності. Завдяки цьому вдається запобігти неселективній роботі МСЗ при КЗ на землю в мережі ВН у тих випадках, коли нейтраль трансформатора, що захищається, заземлена.

Максимальний струмовий захист виконаний з двома витримками часу. З меншою витримкою він вимикає КЗ на шинах НН і резервує відмови захистів попередніх приєднань. З більшою витримкою часу він працює при КЗ у трансформаторі, резервуючи його диференційний захист. При спрацюванні реле струму $KA1$ і $KA2$ замикається коло обмотки реле часу KT . Останнє першим проковзуючим контактом $KT.1$ подає струм в обмотку проміжного реле $KL3$. Це реле спрацьовує і дешунтує електромагніт вимкнення $YA5$ вимикача $QF1$, після чого він вимикається. Другий контакт $KT.2$ замикається з більшою витримкою часу; він замикає коло проміжних реле $KL1$ і $KL2$, які вмикають короткозамикач $QN1$.

Газовий захист доповнює диференційний захист і повинен працювати передусім при пошкодженнях, які супроводжуються малими струмами, за яких диференційний захист не може спрацювати через недостатню чутливість і малий струм оперативного струму, отриманого від трансформаторів струму. В цьому випадку напруга залишається близькою до номінальної, тому оперативні кола

газового захисту живляться від трансформатора власних потреб *TV2* (рис. 4.6, в).



а)

Рисунок 4.6 – Повна схема захисту на змінному оперативному струмі понижувального трансформатора, ввімкненого до відгалуження від лінії:

a – пояснювальна схема

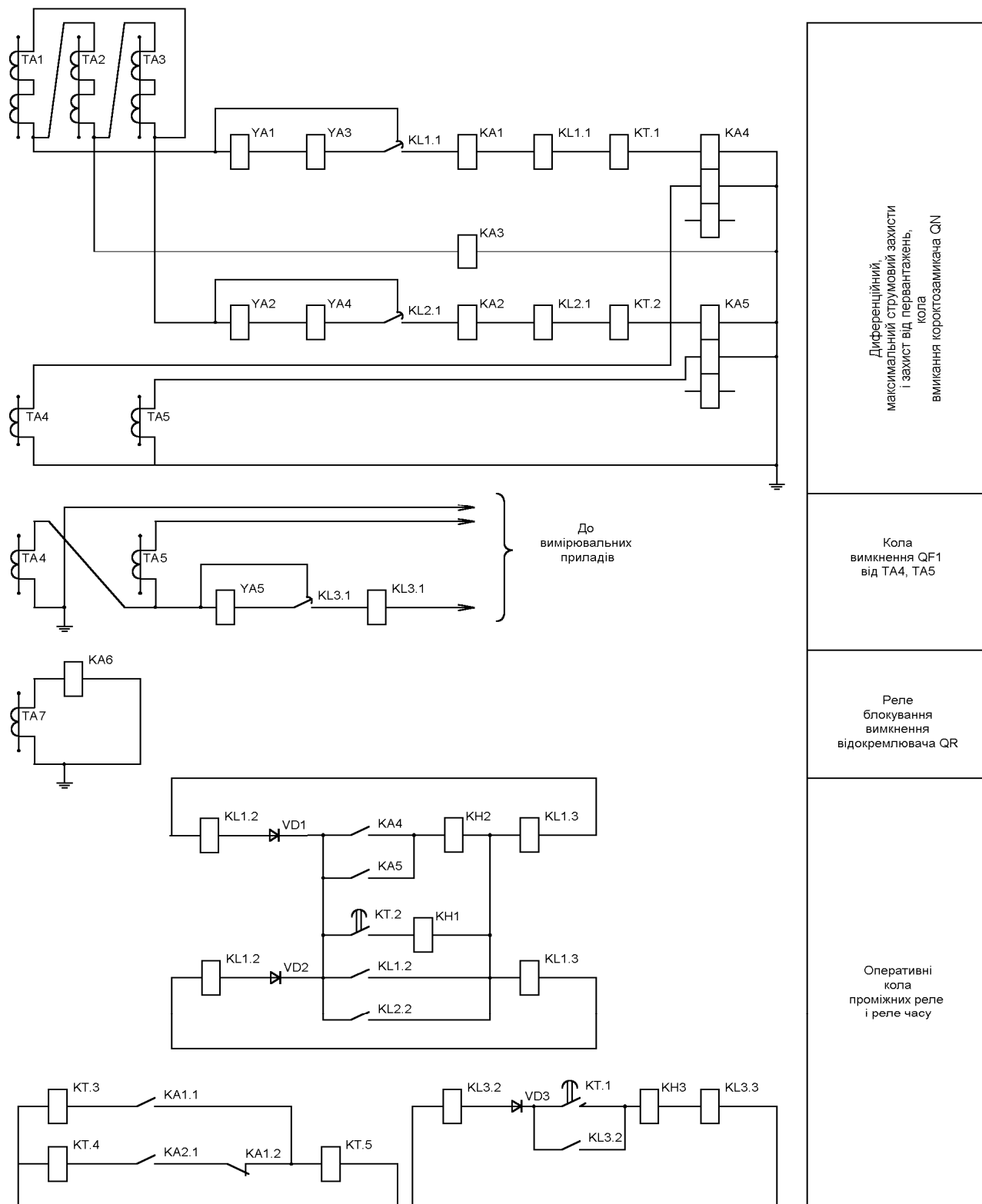
Вимикаючий контакт газового реле *KSG.1* діє на проміжне реле *KL4*, яке за

допомогою контакту *KL4.1* втримує себе в стані після спрацювання до вимкнення короткозамикача, після чого розмикається його допоміжний контакт *QN1*. Другий і третій контакти реле *KL4* замикають коло електромагнітів *YA5* і *YA6*, за допомогою яких умикається короткозамикач *QN1* і вимикаються *QF1*. Другий контакт газового захисту *KSG.2* діє на сигнал.

Оперативні кола вимкнення відокремлювача живляться від попередньо заряджених конденсаторів *C1*, *C2*, *C3* (рис. 4.6, в), що забезпечує вимкнення відокремлювача під час безструмової паузи, коли на підстанції відсутня напруга. Конденсатор *C1* заряджається від зарядного пристрою *УЗ-400*, який живиться від трансформатора власних потреб *ТВ2*. При вмиканні короткозамикача *QN1* і відсутності в ньому струму допоміжний контакт *SQN* і контакт реле струму *KA6* замикають коло проміжних реле сповільненого спрацювання *KL5*. Останнє з невеликою витримкою часу 0,2 сек замикає коло електромагніта вимкнення відокремлювача *YA7*.

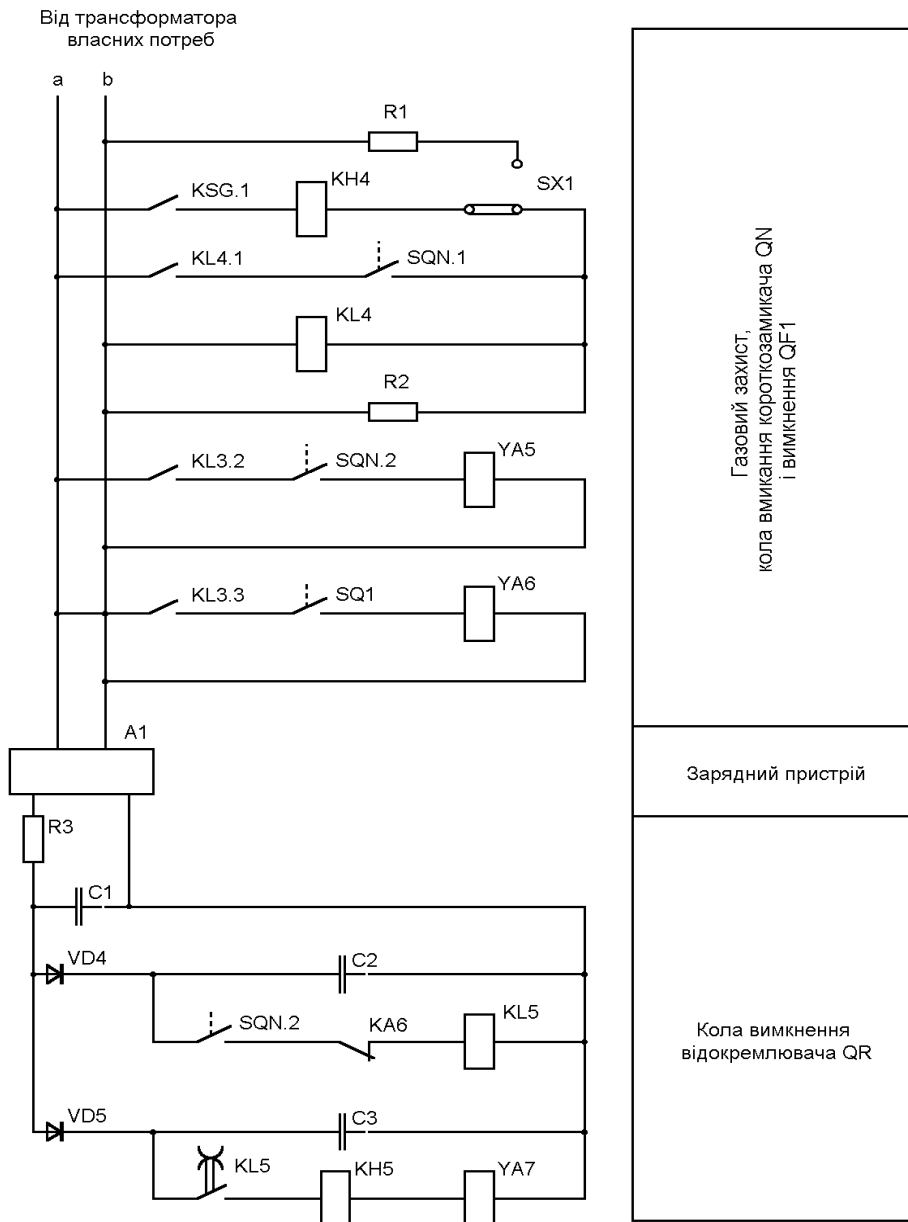
Сигнал про перевантаження подається реле струму *КАЗ*, оперативне коло якого живиться від трансформатора власних потреб.

Розглянута схема захисту призначена для трансформаторів потужністю 6,3÷16 МВА. На потужніших трансформаторах захист виконується так само, але для більшої надійності диференційний захист виконується трифазним.



б)

Продовження рисунку 4.6 – Повна схема захисту на змінному оперативному струмі понижувального трансформатора, ввімкненого до відгалуження від лінії:
 б – кола струму;



В)

Продовження рисунку 4.6 – Повна схема захисту на змінному оперативному струмі понижувального трансформатора, вимкненого до відгалуження від лінії:
в – схема газового захисту і сигналізації перевантаження трансформатора.

4.3.4 Повна схема релейного захисту понижувального двообмоткового трансформатора на постійному оперативному струмі.

На рис. 4.7 як приклад наведена схема можливого виконання захисту понижувального двообмоткового трансформатора на постійному оперативному струмі. Вважається, що:

трансформатор із сторони ВН 110 кВ приєднаний до шин системи з глухозаземленою нейтраллю і його власна нейтраль теж глухо заземлена;

на стороні ВН використовується масляний вимикач із вбудованими в його втулки трансформаторами струму;

трансформатор має вбудований пристрій регулювання під навантаженням;

в колі НН трансформатора встановлений трансформатор напруги;

на вимикачі сторони НН трансформатора передбачений пристрій АПВ із пуском від захисту.

Схема має такі захисти: диференційний струмовий, газовий, максимальний струмовий з комбінованим пусковим органом напруги, від перевантажень.

Диференційний захист виконаний на реле струму $KA1$, $KA2$ типу $D3T$ із проміжними насичувальними трансформаторами і магнітним гальмуванням. Останнє прийняте з урахуванням наявності вбудованого регулювання напруги. Гальмівна обмотка реле ввімкнена на $TA7$, $TA8$. Захист виконаний дворелейним. В газовому захисті (KSG) передбачена можливість за допомогою накладки $SX2$ переводити дію вимикаючого контакту на сигнал. Для збільшення надійності, диференційний і газовий захисти діють на два спільних вихідних проміжних реле $KL1$ і $KL2$, обмотки і контакти яких у колах вимкнення з'єднані паралельно. З врахуванням принципу суміщення функцій таке дублювання вважається доцільнішим, ніж окрема дія кожного захисту на своє вихідне реле. Вихідні реле $KL1$ і $KL2$ виконані із самовтриманням через замикаючий контакт додаткового реле $KL3$, яке має сповільнення при поверненні. Самовтримання знімається з часом повернення $KL3$. Це спрощує розрахунок схеми, оскільки при виконанні самовтримання *додатковими* послідовними обмотками вихідних проміжних реле необхідно враховувати параметри

електромагнітів вимкнення вимикачів.

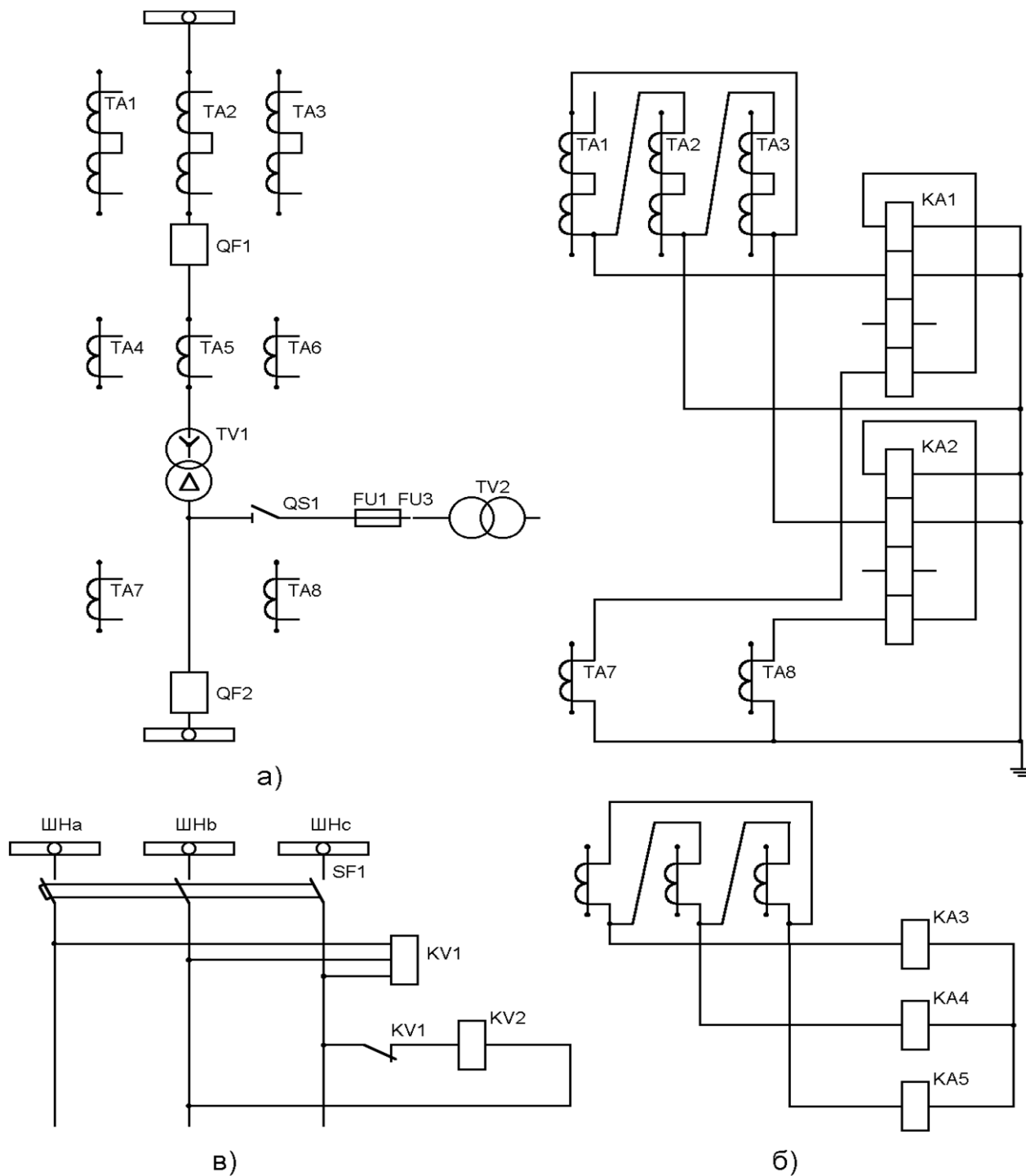


Рисунок 4.7 – Схема захисту понижувального двообмоткового трансформатора на постійному оперативному струмі:

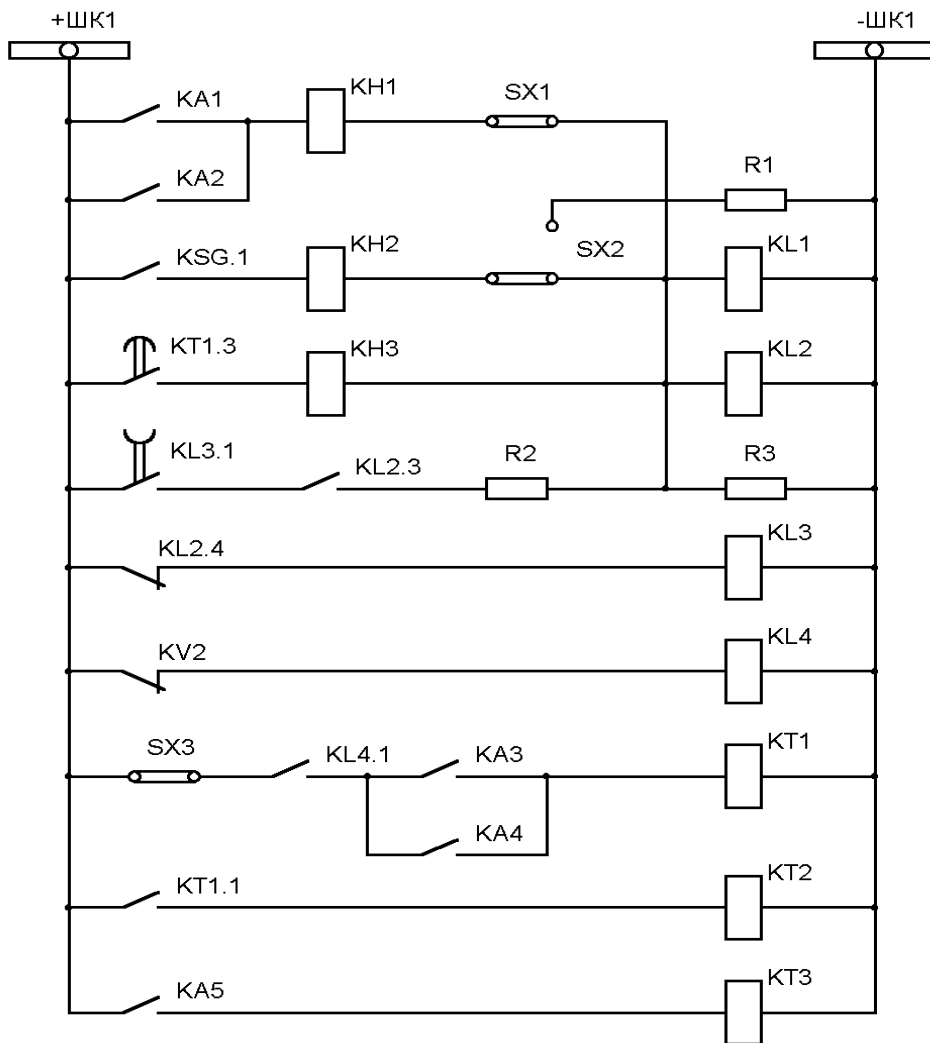
a – пояснювальна схема; *б* – кола струму; *в* – кола напруги

Максимальний струмовий захист з комбінованим пусковим органом напруги (*KA3*, *KA4*, *KV1*, *KV2*, *KT1*, *KT2*) із першою витримкою часу *KT1.2* діє на вимкнення *QF2*, а з другою *KT1.3* – на вихідні проміжні реле *KL1* і

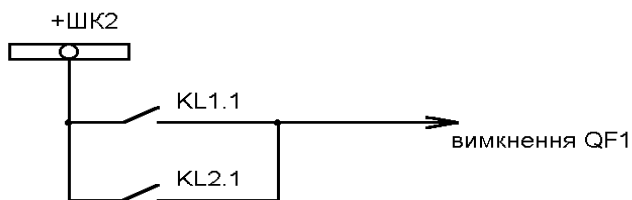
KL2. Таке виконання захисту прийняте для збереження в роботі трансформатора при вдалому АПВ вимикача *QF2* після вимкнення зовнішнього КЗ на стороні НН. За допомогою *KT2* виконане прискорення захисту після вмикання *QF2*.

Захист від перевантажень виконаний в одній фазі (*KA5*, *KT3*) і діє на сигнал із витримкою часу.

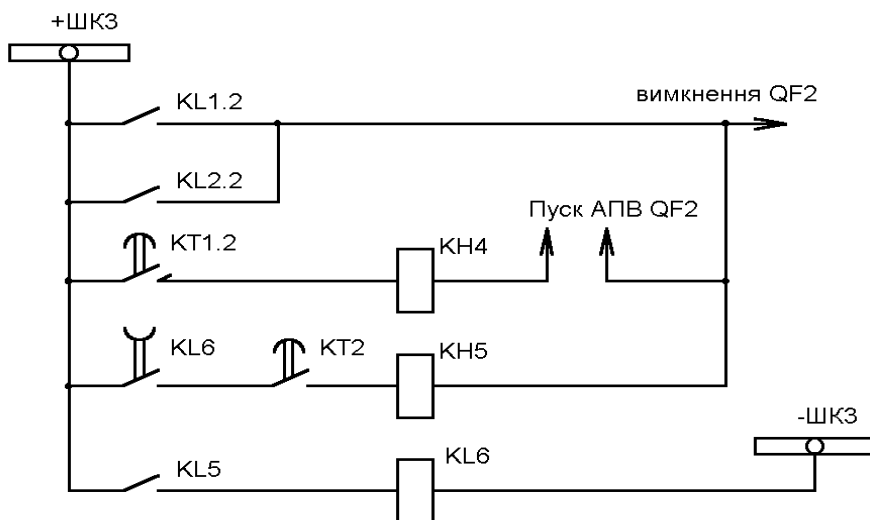
Резистор *R2* призначений для запобігання закорочування обмоток вказівних реле *KN1*, *KN2*, *KN3* контактами *KL3.1* і *KL2.3*; резистор *R3* – для забезпечення роботи *KN1*, *KN2* при одночасному спрацюванні газового й диференційного захистів.



Кола вихідних пром'язних реле KL1, KL2	Диференційний захист
	Газовий захист
	МСЗ другої ступені
	Кола самовтримання KL1, KL2
МСЗ з комбінованим пусковим органом напруги	Кола блокування напруги
	Кола струму
	Кола реле часу прискорення захисту після вмикання QF2
Захист від перевантажень	



Кола вимкнення QF1

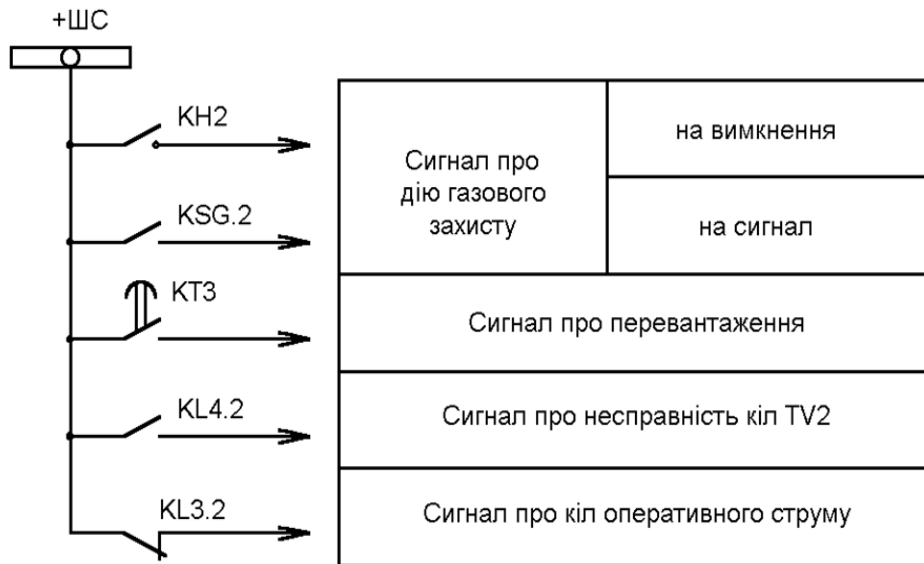


Кола вимкнення QF2	від диференційного захисту
	від МСЗ першої ступені
	Кола прискорення захисту
	Кола реле положення QF2

г)

Продовження рисунку 4.7 – Схема захисту понижувального двообмоткового трансформатора на постійному оперативному струмі:

\mathcal{L} – кола оперативного постійного струму



Д)

Продовження рисунку 4.7 – Схема захисту понижувального двообмоткового трансформатора на постійному оперативному струмі:

∂ – кола сигналізації.

4.4 Приклади підключення та використання функцій пристроїв REF 615 та RET 670

4.4.1 Приклад підключення пристрою REF 615

На рис. 4.8 наведена схема підключення пристрою REF 615 конфігурації А до трансформаторів струму та напруги кабельної лінії.

Тоді в пристрої передбачена робота наступних функцій захистів:

- чутливий ступінь трифазного ненаправленого максимального струмового захисту PHLPTOC (максимальний струмовий захист);
- відсічка трифазного ненаправленого максимального струмового захисту PNIPTOC (струмова відсічка);
- чутливий ступінь направленого захисту від замикань на землю DEFLPDEF;
- загрублений ступінь направленого захисту від замикань на землю DEFHPDEF.

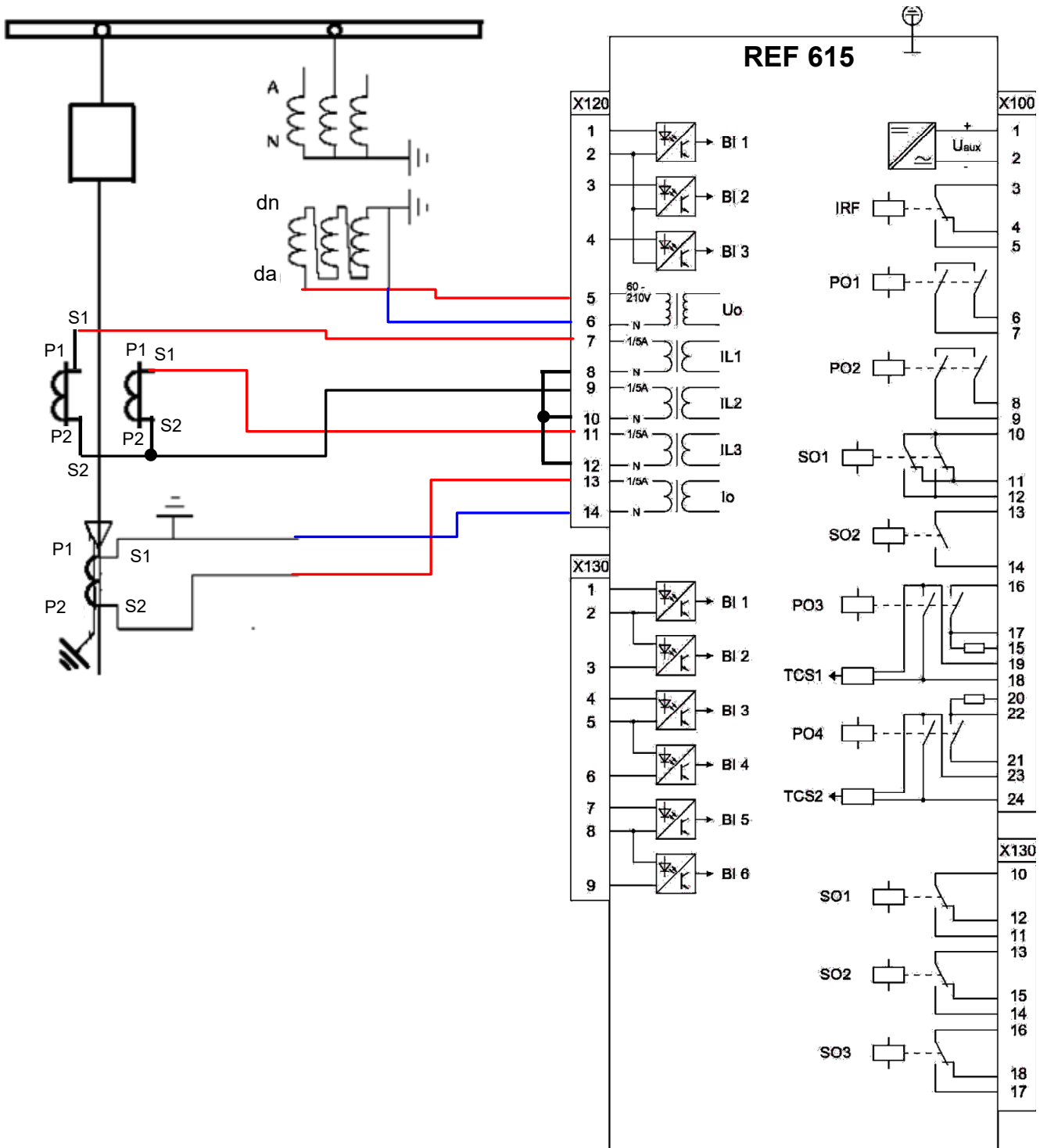


Рисунок 4.8 – Схема приєднань пристрою REF 615 конфігурації А

4.4.2 Приклад підключення та використання функцій пристроїв RET 670 для захисту двообмоткового трансформатора

Схема підключення пристрою до трансформаторів струму та напруги двообмоткового трансформатора та набору функцій представлена на рис. 4.9.

Тоді в пристрої передбачена робота наступних функцій захистів:

- диференційний струмовий захист, що виконується на основі функції

PDIF у RET 670;

- диференційний захист нульової послідовності, що виконується на основі функції PREF RET 670;

- МСЗ з боку ВН, який виконується на основі низького ступеня (Low) функції PTOC в RET 670. У випадку використання пуску за напругою до функції також підводяться дискретні сигнали про спрацювання функцій пуску за мінімальною напругою та пуску з напругою зворотної послідовності НН;

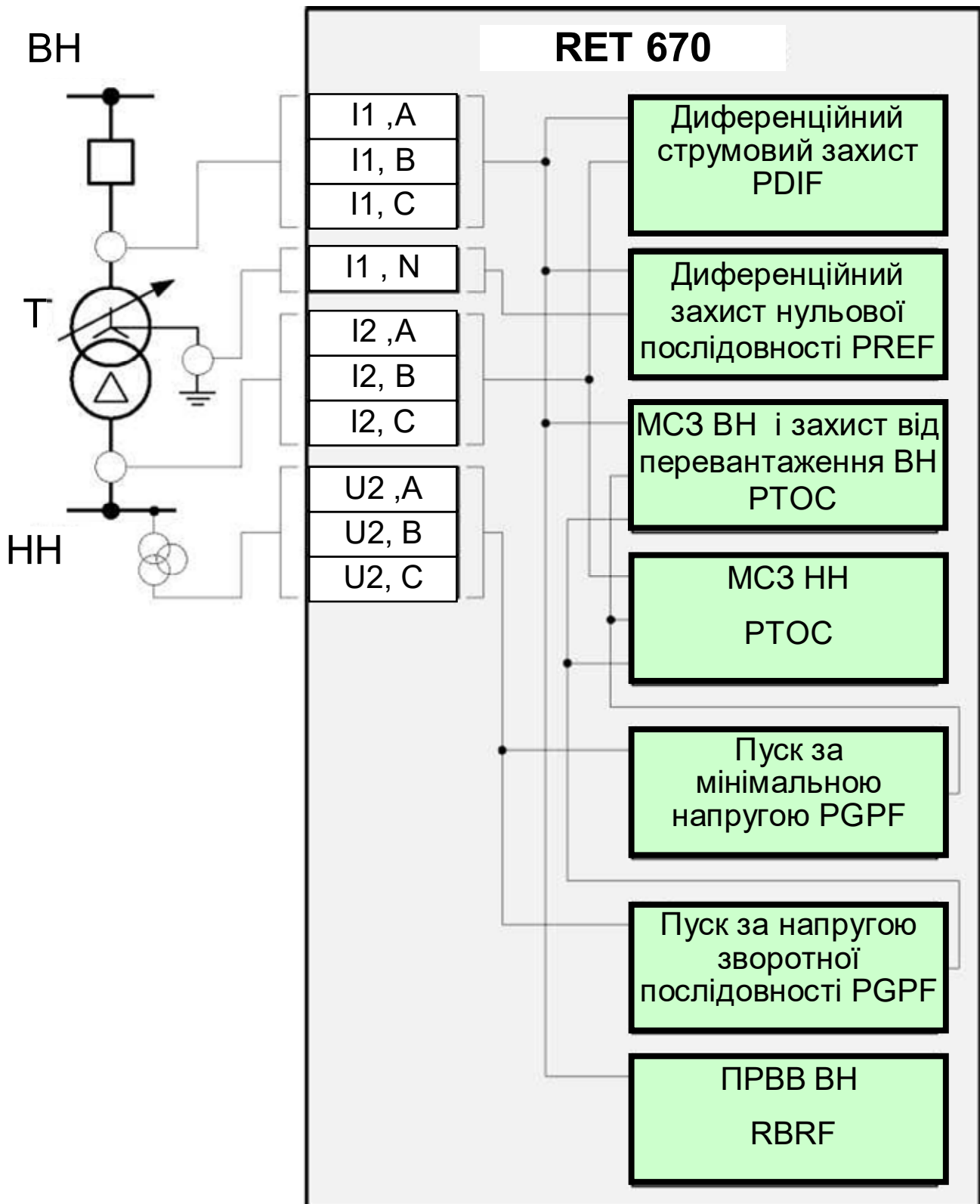


Рисунок 4.9 – Схема для двообмоткового трансформатора

- МСЗ з боку HN, який виконується на основі низького ступеня (Low) функції PTOC в RET 670. У випадку використання пуску за напругою до функції також підводяться дискретні сигнали про спрацювання функцій пуску за мінімальною напругою та пуску з напругою зворотної послідовності HN;

- пуск за номінальною напругою з боку НН, який виконується на основі функції PGPF RET 670;
- пуск за напругою зворотної послідовності з боку НН, який виконується на основі функції PGPF RET 670;
- захист від перевантаження з боку ВН, який виконується на основі високого ступеня (High) функції PTOC RET 670;
- ПРВВ з боку ВН, який виконується на основі функції RBRF RET 670.

4.4.3 Приклад підключення та використання функцій пристроїв RET 670 для захисту двообмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою НН

Схема підключення пристрою до трансформаторів струму та напруги двообмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою НН та набору функцій представлена на рис. 4.10.

Тоді в пристрої передбачена робота наступних функцій захистів:

- диференційний струмовий захист, що виконується на основі функції PDIF у RET 670;
- диференційного захисту нульової послідовності, що виконується на основі функції PREF RET 670;
- МСЗ з боку ВН, який виконується на основі низького ступеня (Low) функції PTOC RET 670. У випадку використання пуску за напругою до функції також підводяться дискретні сигнали про спрацювання функцій пуску за мінімальною напругою і пуску за напругою зворотної послідовності сторін НН1 і НН2;
 - МСЗ з боку НН1 та з боку НН2, який виконується на основі низького ступеня (Low) функції PTOC в RET 670. У випадку використання пуску за напругою до функції також підводяться дискретні сигнали про спрацювання функцій пуску за мінімальною напругою та пуску з напругою зворотної послідовності сторін НН1 для МСЗ НН1 та НН2 для МСЗ НН2;
- пуск за номінальною напругою сторін НН1 та НН2, який виконується на основі функції PGPF RET 670;

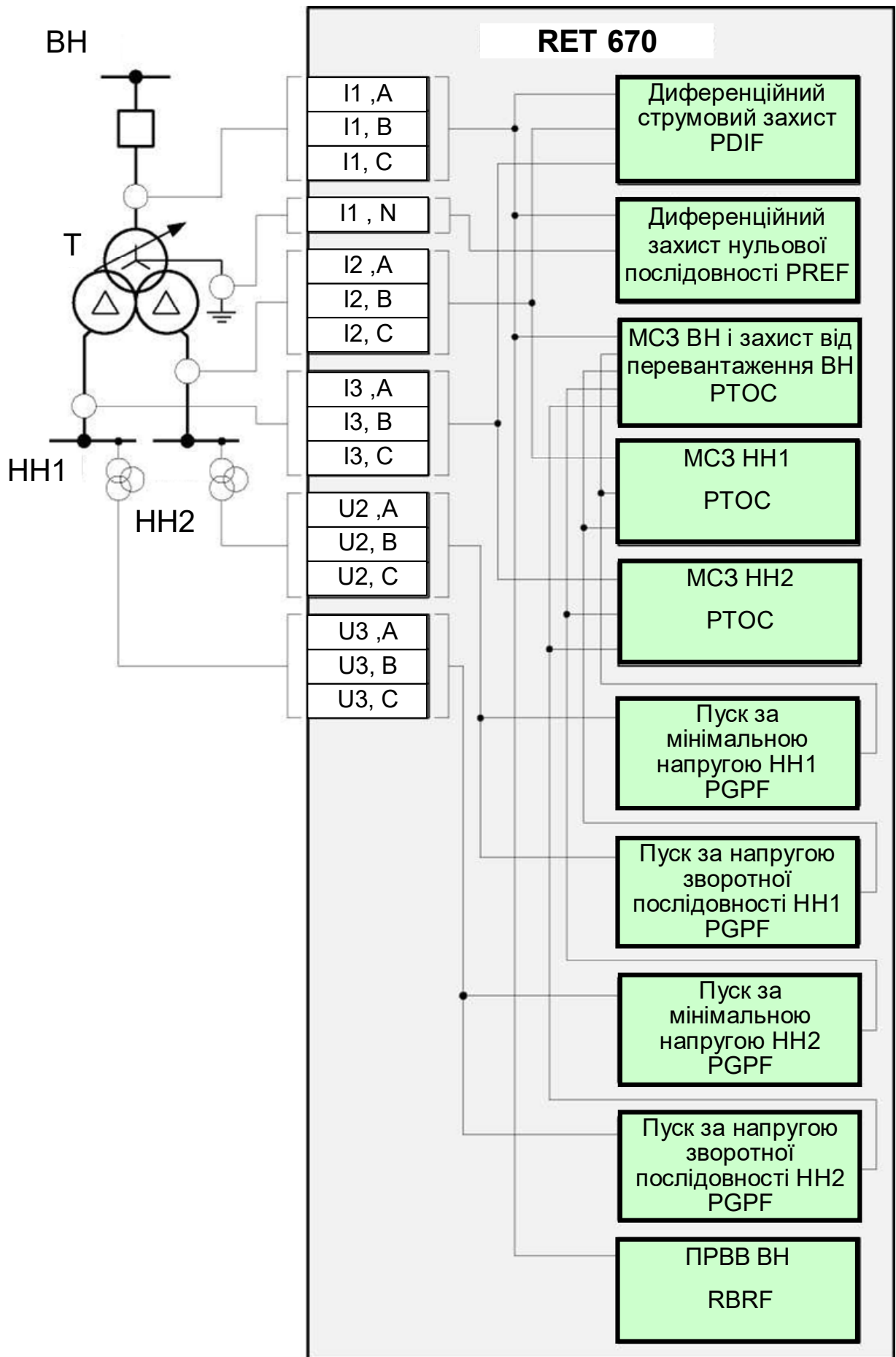


Рисунок 4.10 – Схема для двообмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою НН

- пуск за напругою зворотної послідовності сторін НН1 та НН2, який виконується на основі функції PGPF RET 670;
- захист від перевантаження з боку ВН, який виконується на основі високого ступеня (High) функції PTOC RET 670;
- ПРВВ з боку ВН, який виконується на основі функції RBRF RET 670.

4.4.4 Приклад підключення та використання функцій пристроїв RET 670 для захисту триобмоткового трансформатора 110–220 кВ

Схема підключення пристрою до трансформаторів струму та напруги триобмоткового трансформатора 110–220 кВ та набору функцій представлена на рис. 4.11.

Тоді в пристрої передбачена робота наступних функцій захистів:

- диференційний струмовий захист, що виконується на основі функції PDIF у RET 670;
- диференційний захист нульової послідовності, що виконується на основі функції PREF RET 670;
- МСЗ з боку ВН, який виконується на основі низького ступеня (Low) функції PTOC в RET 670. У випадку використання пуску за напругою до функції також підводяться дискретні сигнали про спрацювання функцій пуску за мінімальною напругою та пуску за напругою зворотної послідовності сторін СН і НН;
- МСЗ з боку СН та з боку НН, який виконується на основі низького ступеня (Low) функції PTOC в RET 670. У випадку використання пуску за напругою до функції також підводяться дискретні сигнали про спрацювання функцій пуску за мінімальною напругою та пуску з напругою зворотної послідовності сторін СН для МСЗ СН і НН для МСЗ НН;
- пуск за номінальною напругою сторін СН та НН, який виконується на основі функції PGPF RET 670;
- пуск за напругою зворотної послідовності сторін СН та НН, який виконується на основі функції PGPF RET 670;

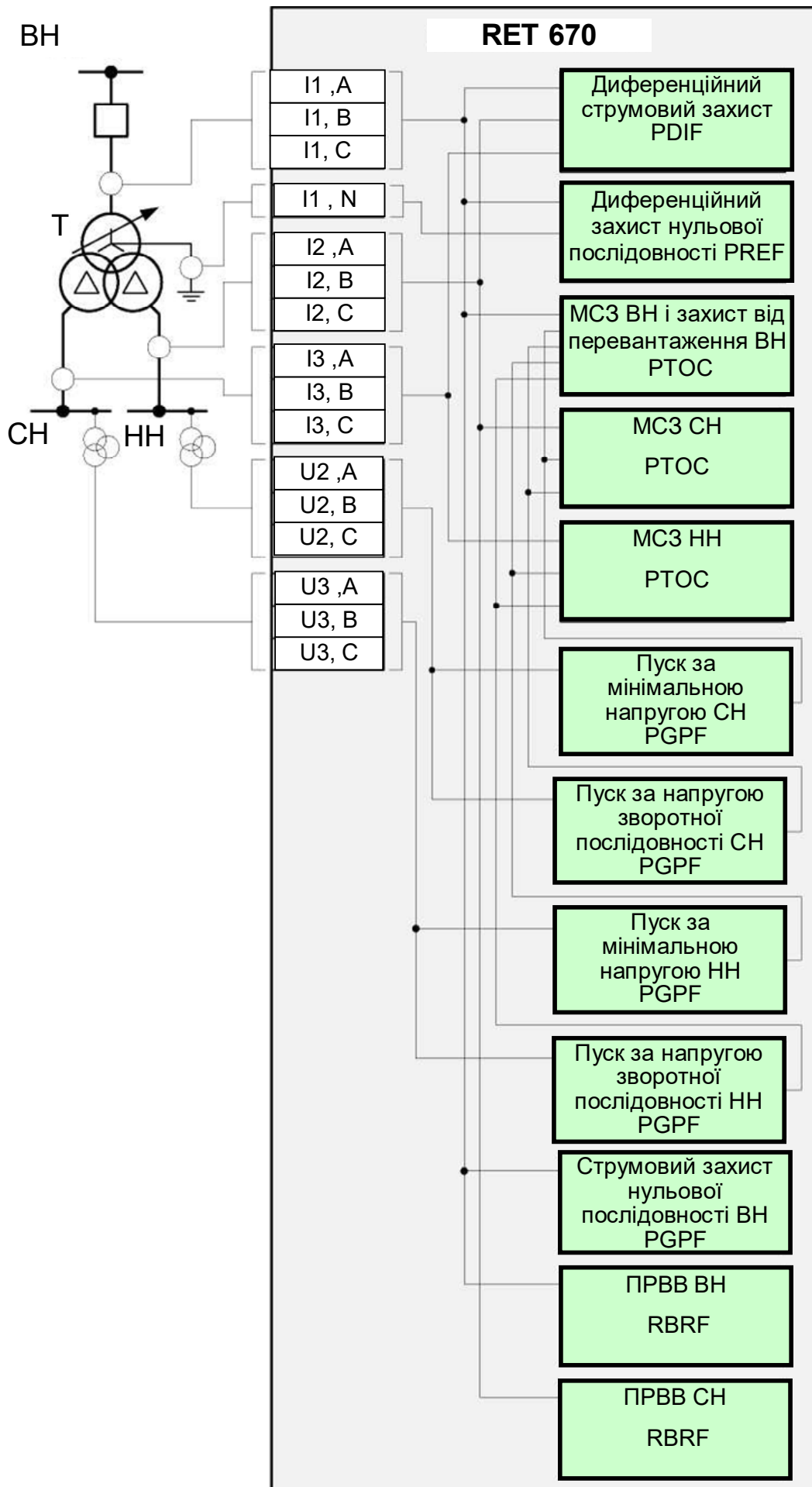


Рисунок 4.11 – 3 Схема для триобмоткового трансформатора 110–220 кВ

- захист від перевантаження з боку ВН, який виконується на основі високого ступеня (High) функції PTOC RET 670;
- СЗНП з боку ВН, який виконується на основі функції PGPF у RET 670;
- ПРВВ з боку ВН, який виконується на основі функції RBRF RET 670.

4.4.5 Е.4 Приклад підключення та використання функцій пристроїв RET 670 для захисту автотрансформатора 110–220 кВ

Схема підключення пристрою до трансформаторів струму та напруги автотрансформатора 110–220 кВ та набору функцій представлена на рис. 4.12.

Тоді в пристрої передбачена робота наступних функцій захистів:

- диференційний струмовий захист, що виконується на основі функції PDIF у RET 670;
- диференційний захист нульової послідовності, що виконується на основі функції PREF RET 670;
- МСЗ з боку НН, який виконується на основі функції PTOC RET 670. У випадку використання пуску за напругою до функції також підводяться дискретні сигнали про спрацювання функції пуску за мінімальною напругою з боку НН;
- пуск за номінальною напругою з боку НН, який виконується на основі функції PGPF RET 670;
- захист від перевантаження з боку ВН, який виконується на основі функції PTOC RET 670;
- захист від перевантаження в нейтралі АТ, який виконується на основі функції PTOC RET 670;
- ПРВВ сторін ВН, СН та НН, яке може бути виконано на основі функції **i** RBRF RET 670.

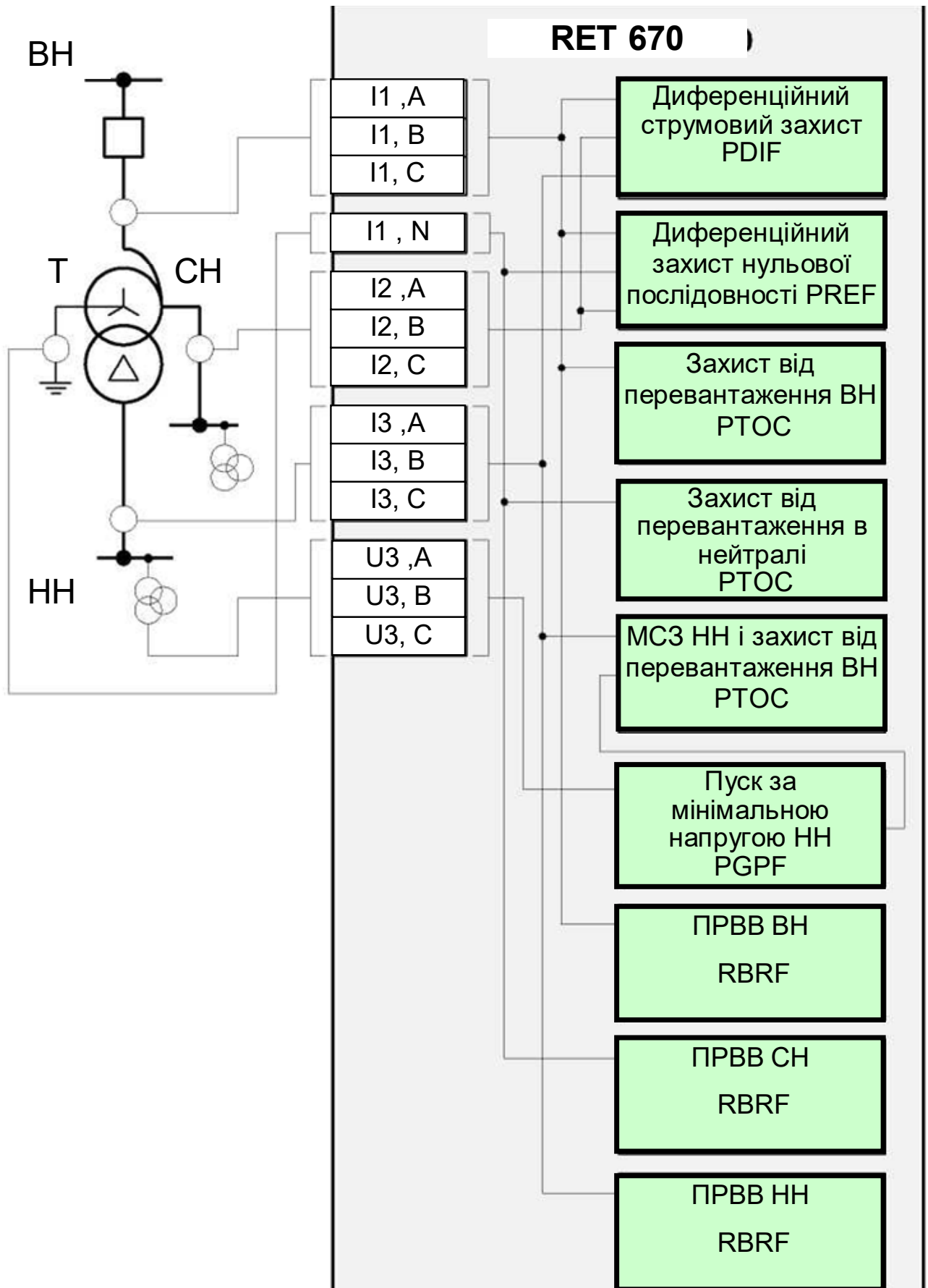


Рисунок 4.12 – Схема для автотрансформатора 110–220 кВ

5 РОЗРАХУНКОВА ПЕРЕВІРКА ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ

5.1 Вимоги до трансформаторів струму

Згідно з “Правилами” [6] усі трансформатори струму, які використовуються у струмових колах релейного захисту від к.з. повинні задовольняти такі вимоги:

Забезпечувати точну роботу вимірних органів струмових і дистанційних захистів та не допускати надлишкові спрацювання диференційних захистів при к.з. поза їх зоною дії. Для цього повна і струмова похибки трансформаторів струму, як правило, не повинні перевищувати 10%. Більші похибки допускаються при використанні захистів, у яких правильна робота при підвищених вимогах забезпечуються спеціальними пристроями. При цьому для диференційних захистів і для захистів усіх типів, які вмикаються на суму струмів двох або більше груп трансформаторів струму, при зовнішніх к.з. враховується повна похибка ($\varepsilon \leq 10\%$), а для струмових і дистанційних захистів – струмова похибка ($f \leq 10\%$). Але при визначенні допустимого опору навантаження на трансформатори струму $Z_{н.доп}$ дозволяється для всіх типів захистів приймати як вихідну повну похибку. При цьому можна використовувати одні розрахункові криві граничної кратності трансформаторів струму незалежно від виду захисту.

Забезпечувати надійне (без вібрацій) замикання контактів електромеханічних реле струму, опору і напряду потужності при к.з. на початку зони захисту, коли струмова похибка може перевищувати 10%, але не повинна перевищувати допустиму для вибраного типу реле величину $f_{розр} \leq f_{доп}$. Крім того, для реле напряду потужності та направлених реле опору струмова похибка не повинна перевищувати 50% з умови гранично допустимої кутової похибки для запобігання хибної орієнтації реле.

Не допускати при к.з. на початку зони збільшення напруги на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму і, відповідно, в колах захисту понад допустиму величину, при якій визначається міцність ізоляції кіл захисту $U_{2max} \leq U_{2доп}$.

5.2 Перевірка на 10%-ву повну похибку за кривими граничної кратності

Спеціальні криві граничної кратності – це залежності допустимої згідно з умовою $\varepsilon = 10\%$ величини опору навантаження Z_n на ТС від величини граничної кратності, яка визначається виразом:

$$K_{10} = \frac{I_{1розр}}{I_{1номI}}, \quad (5.1)$$

де $I_{1розр}$ – первинний розрахунковий струм, при якому повинна забезпечуватись робота ТС з похибкою не більше 10%; $I_{1номI}$ – первинний номінальний струм ТС.

Величина $I_{1розр}$ вибирається по-різному для різних типів релейного захисту: для СЗ в незалежну витримкою часу, в тому числі для СВ без витримки часу:

$$I_{1розр} = 1,1I_{с.з}, \quad (5.2)$$

де коефіцієнт 1,1 враховує збільшення кратності первинного струму порівняно з кратністю вторинного струму через 10%-ву похибку ТС.

Оскільки для цих захистів досить забезпечити надійну і точну роботу при струмі спрацювання реле в кінці зони дії захисту, а при ближчих к.з. – більші величини первинних струмів і величина струму в реле буде завжди більшою, не дивлячись на збільшення струмової похибки;

для дешунтованих електромагнітів вимкнення (ЕВ):

$$I_{1розр} = \frac{(1,4 \dots 1,8) I_{с.зЕВ} K_I}{K_{сх}^{(3)}}, \quad (5.3)$$

для МСЗ з залежною характеристикою:

$$I_{1розр} = 1,1I_{пог}, \quad (5.4)$$

де $I_{пог}$ – відповідає струму к.з., при якому здійснюється погодження за часом наступного і попереднього захисту та визначається ступінь селективності Δt ; для створення запасу $I_{пог}$ приймають рівним струму, при якому починається незалежна частина характеристики;

для поздовжнього диференційного захисту (трансформаторів, генераторів, шин, ліній) $I_{1розр}$ приймаються рівним найбільшому струму при зовнішньому к.з.;

для дистанційного направленої захисту ліній з одностороннім живленням

$I_{розр}$ приймається рівним найбільшому струму к.з. в кінці першої зони захисту; для ліній з двостороннім живленням варто додатково визначити струм через лінію при к.з. на шинах тієї підстанції, де встановлений даний захист (к.з. "за спиною"); за $I_{1розр}$ приймається більший з цих струмів к.з.;

для струмового направленої захисту ліній з одностороннім живленням $I_{розр}$ приймається рівним найбільшому струму к.з. в кінці лінії, що захищається; для ліній з двостороннім живленням додатково розглядається к.з. "за спиною" (див. попередній пункт).

Порядок виконання розрахункової перевірки:

1) визначається величина граничної кратності K_{10} ;
 2) підбирається крива граничної кратності за типом ТС, класом (назвою) обмотки і коефіцієнтом трансформації K_T [4, 11];

3) для величини K_{10} згідно з відповідною кривою граничної кратності визначається допустима величини опору вторинного навантаження $Z_{н.доп}$. При цій величині $Z_{н.доп}$ повна похибка $\varepsilon = 10\%$, а струмова f – дещо менша 10%. Згідно з умовою $f = 10\%$ можна прийняти більшу величину $Z_{н.доп}$, оскільки крива 10%-вої кратності (рис. 5.1) побудована з умови $f = 10\%$, проходить на 5-10% вище кривої граничної кратності (рис. 5.1) одного і того ж ТС. Це пояснюється тим, що завжди $\varepsilon > f$.

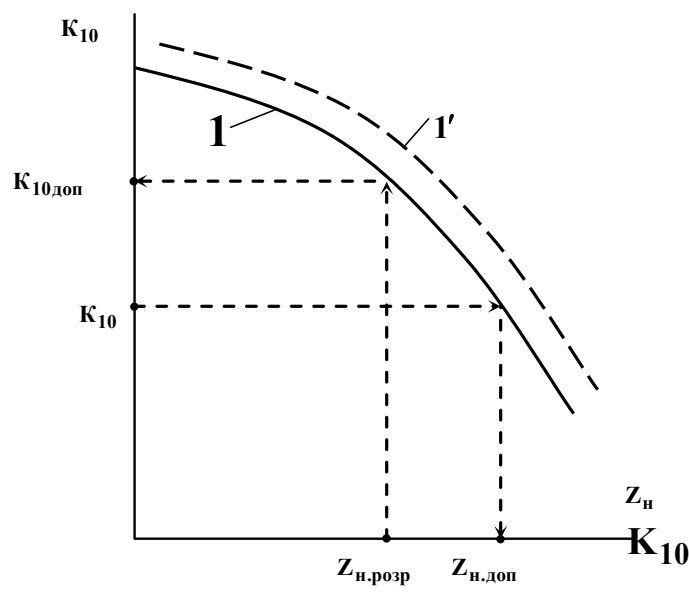


Рисунок 5.1 – Приклад користування кривими 10%-вої кратності

4) величина $Z_{н.доп}$ при проектуванні використовується для визначення перерізу жил контрольних кабелів струмових кіл релейного захисту, оскільки інші умови, що впливають на опір навантаження ТС, вже відомі і, як правило, не змінюються (довжина кабелів від трансформаторів струму до панелей захисту, матеріал жил, тип реле, схема з'єднань трансформаторів струму і реле та розрахунковий вид к.з.);

5) отримана величина $Z_{н.доп}$ порівнюється з фактичною розрахунковою величиною опору навантаження ТС $Z_{н.розр}$. Якщо $Z_{н.розр} \leq Z_{н.доп}$ СВ $\varepsilon \leq 10\%$.

Фактичне розрахункове вторинне навантаження $Z_{н.розр}$ ТС залежить від опору реле і з'єднувальних проводів, від схеми з'єднання ТС та від виду к.з.

Опір вторинних кіл, які складаються з релейної апаратури та з'єднувальних проводів або вимірюються на змінному струмі за допомогою вольтметра і амперметра, або визначається за допомогою таких виразів:

- повний опір реле (або панелі захисту) визначається за споживною потужністю, яка вказується в каталогах та довідниках

$$Z_p = \frac{S_p}{I^2}, \quad (5.5)$$

де S_p – споживна потужність, ВА; I – струм, при якому задана споживна потужність, А.

Для реле, що мають нелінійну залежність опору від струму, розрахунковий опір Z_p визначається при розрахунковому струмі.

опір з'єднувальних проводів:

$$R_{np} = \frac{\ell}{\gamma F}, \quad (5.6)$$

де ℓ – довжина проводу (кабелю) від ТС до реле, м; F – переріз проводу (жили кабелю), мм²; γ – питома провідність, $\frac{м}{Ом \cdot мм^2}$, для міді дорівнює 57, для алюмінію – 34,5.

Для створення розрахункового запасу і з метою спрощення розрахунків величини опорів додаються арифметично.

5.3 Способи зменшення похибки трансформаторів струму

При проектуванні пристроїв релейного захисту для зменшення похибки трансформаторів струму використовуються такі способи:

- наближення місця встановлення пристроїв релейного захисту до трансформаторів струму;
- зменшення опору реле;
- зменшення опору кабелю, взявши замість однієї жили кабелю на фазу дві або три паралельно або використати жили більшого перерізу з ряду $S = 1,5; 2,5; 4; 6 \text{ мм}^2$;
- послідовне з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму.

Допускається з'єднання вторинних обмоток різного класу точності, наприклад Р і 0,5, якщо їх коефіцієнти трансформації однакові. У такому випадку допустима гранична кратність визначається за сумарною кривою граничних кратностей. Абсциси точок визначаються сумуванням допустимих навантажень $Z_{н.дор}$ кожної обмотки при одній граничній кратності K_{10} . Для побудови сумарної кривої граничних кратностей задаються кількома довільними K_{10} , для кожного з них визначають $Z_{н.дор}$ різного класу точності. Ці величини додають як для послідовного вмикання обмоток класів Р і 0,5. За сумарною кривою граничних кратностей визначають допустиму граничну кратність K_{10} при фактичному розрахунковому навантаженні.

В умовах експлуатації для зменшення похибки трансформаторів струму використовуються такі способи:

- збільшення перерізу жил з'єднувального проводу шляхом використання вільних жил прокладеного кабелю;
- перехід на більший коефіцієнт трансформації;
- перехід на іншу схему з'єднання трансформаторів струму і реле струму;
- використання послідовного з'єднання вторинних обмоток двох осердь трансформатора струму;
- вмикання реле прямої дії типу РТМ і РТВ на різні вторинні обмотки одного трансформатора струму.

5.4 Розрахункова перевірка надійного замикання контактів електромеханічних реле струму, опору і напрямку потужності

При к.з. на початку захисної зони величина струмів може в кілька разів перевищувати ту величину розрахункового струму, при якому здійснювалась перевірка ТС на 10%-ву похибку. Тому досить ймовірно збільшення струмових похибок понад 10%. При цьому збільшується кутлова похибка ТС, що може призвести до неправильної орієнтації направлених реле, і спотворюється форма кривої вторинного струму, що викликає вібрацію контактів реле і відмову спрацювання захисту. При незмінному вторинному навантаженні кутлова похибка і ступінь спотворення форми кривої вторинного струму визначається величиною струмової похибки трансформатора струму.

На рис. 5.2 наведена залежність $f = \Psi(A)$, за якою визначається величина $f_{розр}$ і потім порівнюється з допустимою величиною $f_{дон}$, при якому забезпечується надійне (без вібрацій) замикання контактів реле.

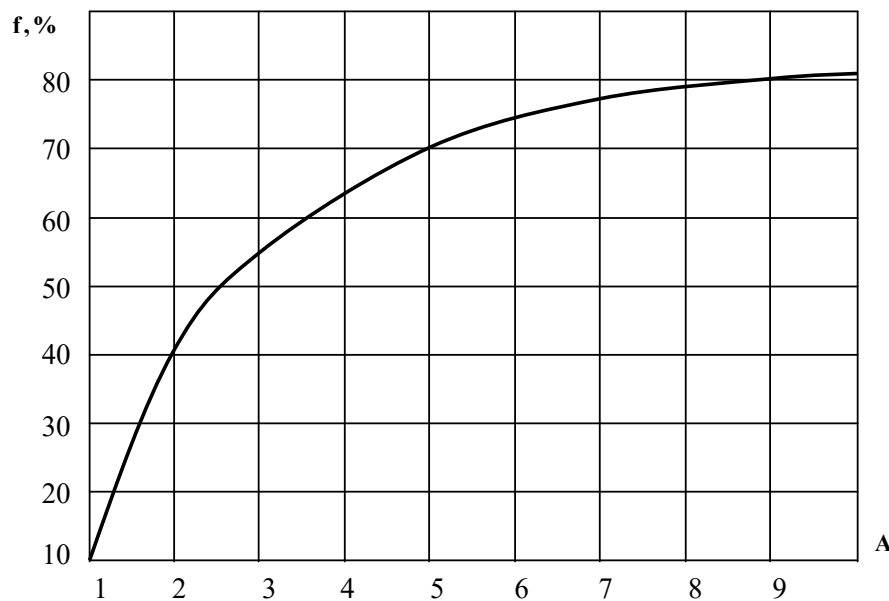


Рисунок 5.2 – Залежність струмової похибки f від узагальненого коефіцієнта A

$$f = \Psi(A)$$

Порядок розрахунку:

1) визначається величина узагальненого коефіцієнта:

$$A = \frac{K_{\max}}{K_{10}}, \quad (5.7)$$

де $K_{\max} = \frac{I_{1k \max}}{I_{1ном}}$ – відношення максимального первинного струму к.з. на початку захисної зони до первинного номінального струму ТС.

Практично, коли вже відома величина фактичного розрахункового навантаження $Z_{н.розр}$ яке, як правило, менше допустимої величини $Z_{н.дон}$, рекомендується для цієї фактичної величини $Z_{н.розр}$ визначити нову величину граничної кратності при незмінній умові $\varepsilon = 10\%$. Це – допустима гранична кратність K_{10} , яке визначається за фактичним розрахунковим навантаженням $Z_{н.розр}$ за допомогою тієї кривої граничної кратності, за якою визначалась допустима величина $Z_{н.дон}$, але в зворотному напрямку (штрихові лінії на рис. 5.1). Таким чином, узагальнений коефіцієнт:

$$A = \frac{K_{\max}}{K_{10дон}}; \quad (5.8)$$

2) за величиною A визначається розрахункова струмова похибка $f_{розр}$ (рис. 5.2);

3) якщо $f_{розр} \leq f_{дон}$ (величина $f_{дон}$ наведене в табл. 5.1), СВ забезпечується надійне, без вібрації, замикання контактів реле.

Таблиця 5.1 – Допустима струмова похибка

Тип захисту і реле	$f_{дон}, \%$
МСЗ з незалежною витримкою часу і відсічка з реле струму	
РТ-40, модернізованими	50
РТ-40/Р	не регламентується
МСЗ з обмежено залежною витримкою часу на реле РТ-80, РТ-90	50
Направлені максимальні струмові та дистанційні захисти від міжфазних к.з. з реле	
РБМ з жорсткими упорами	30
РБМ з жорсткими упорами і конденсаторами	50
Направлені струмові захисти нульової послідовності від к.з. на землю в мережах 110 кВ і вище з реле	

Тип захисту і реле	$f_{доп}$, %
РБМ з жорсткими упорами	20
РБМ з жорсткими упорами і конденсаторами	40
Дистанційний захист з направленими реле опору (індукційними, електромагнітними)	50
Поздовжні диференційні струмові захисти (трансформаторів, шин, ліній) з реле РНТ-560 і ДЗТ-10	не регламентується

5.5 Способи забезпечення надійного спрацювання реле

Якщо $f_{розр} > f_{доп}$, СВ необхідно:

1) встановити інший тип електромеханічного реле, для якого $f_{доп}$ більше, або встановити напівпровідникове реле, надійна робота якого забезпечується при ще більшій струмовій похибці;

2) використати один з відомих способів зменшення струмової похибки: зменшити фактичне навантаження $Z_{н.розр}$; перейти на більший коефіцієнт трансформації і, отже, збільшити $I_{1ном1}$; послідовно ввімкнути дві вторинні обмотки трансформатора струму.

5.6 Розрахункове визначення напруги на виводах вторинної обмотки ТС

Амплітудна величина напруги на виводах вторинної обмотки ТС без врахування аперіодичної складової струму к.з.:

$$U_{2max} = \sqrt{2} K_{max} I_{2ном} Z_{н.розр}, \quad (5.9)$$

де K_{max} – максимальна кратність струму к.з. на початку захисної ділянки; $I_{2ном}$ – номінальний вторинний струм ТС, А; $Z_{н.розр}$ – фактичне розрахункове навантаження ТС, Ом.

Отримана величина U_{2max} не повинна перевищувати допустиму діючу величину напруги $U_{2доп}$, при якій здійснюється перевірка міцності ізоляції вторинних кіл. Таким чином повинна витримуватись умова:

$$U_{2max} \leq \sqrt{2} U_{2доп}, \quad (5.10)$$

де $U_{2\partial on} = 1000 \text{ В.}$

6 ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКІВ

Приклад 1. Визначити гранично можливі максимальні і мінімальні величини струмів к.з., що проходять через двообмотковий трансформатор при трифазному к.з. на сторони НН. Вихідні дані: опір системи в максимальному режимі $X_{c.\max} = 8,2 \text{ Ом}$, в мінімальному режимі $X_{c.\min} = 16,4 \text{ Ом}$; трансформатор: $S_{m.\text{ном}} = 16 \text{ МВА}$, $K_m = \frac{115}{11} \text{ кВ}$, $u_\kappa = 10,5 \%$, напруга к.з. трансформатора на крайньому від'ємному положенні $u_{\kappa.\min} = 9,82 \%$, на крайньому додатному – $u_{\kappa.\max} = 11,5 \%$ віднесені до напруги відповідного ступеня і номінальної потужності трансформатора (див. табл. А.1), коефіцієнт завантаження трансформатора $K_\Sigma = 0,6$.

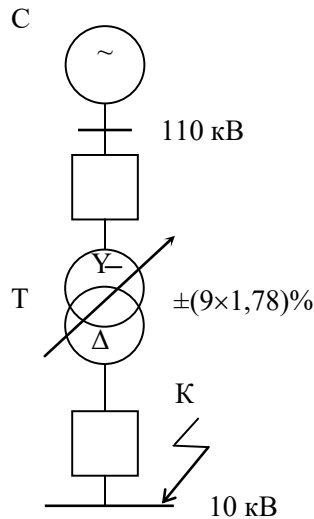


Рисунок 6.1 – Схема мережі

Розв'язок

Параметри трансформатора:

$$X_m = \frac{u_\kappa U_{m.\text{ном}}^2}{100 S_{m.\text{ном}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86,7 \text{ Ом},$$

$$X_{m.\max} = X_m \frac{u_{\kappa.\max}}{u_\kappa} (1 + \Delta U_{*РПН})^2 = 86,7 \frac{11,5}{10,5} (1 + 0,16)^2 = 128 \text{ Ом},$$

$$X_{m.\min} = X_m \frac{u_{\kappa.\min}}{u_\kappa} (1 - \Delta U_{*РПН})^2 = 86,7 \frac{9,82}{10,5} (1 - 0,16)^2 = 57,2 \text{ Ом}.$$

Напруга на крайніх положеннях РПН:

- на крайньому додатному положенні:

$$U_{m.\max} = U_{m.\text{ном}} (1 + \Delta U_*) = 115(1 + 0,16) = 133,4 \text{ кВ} > 126 \text{ кВ},$$

тому приймається $U_{m.\max} = 126 \text{ кВ}$, що відповідає $\Delta U_{*1РПН} = \frac{126}{115} - 1 = 0,095$, або

п'ятому положенню РПН;

- на крайньому від'ємному положенні:

$$U_{m.\min} = U_{m.\text{ном}} (1 - \Delta U_*) = 115(1 - 0,16) = 96,6 \text{ кВ}.$$

Струм:

- при номінальній напрузі:

$$I_{m.\text{ном}} = \frac{S_{m.\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{m.\text{ном}}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ А};$$

- на крайньому додатному положенні:

$$I_{m.\max \text{рег}} = \frac{I_{m.\text{ном}}}{(1 + \Delta U_*)} = \frac{80,3}{(1 + 0,16)} = 69,2 \text{ А};$$

- на крайньому від'ємному положенні:

$$I_{m.\min \text{рег}} = \frac{I_{m.\text{ном}}}{(1 - \Delta U_{*1РПН})} = \frac{80,3}{(1 - 0,095)} = 95,2 \text{ А}.$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора:

- на крайньому додатному положенні:

$$K_{m.\max \text{рег}} = \frac{U_{\text{ном.вн}} (1 + \Delta U_*)}{U_{\text{ном.нн}}} = \frac{115(1 + 0,16)}{11} = 12,13,$$

- на крайньому від'ємному положенні:

$$K_{m.\min \text{рег}} = \frac{U_{\text{ном.вн}} (1 - \Delta U_{*1РПН})}{U_{\text{ном.нн}}} = \frac{115(1 - 0,095)}{11} = 9,46.$$

Максимальний аварійний струм, що проходить через трансформатори при трифазному к.з. на шинах 11 кВ, приведений до напруги 110 кВ

$$I_{\text{ав max}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном.м}}}{\sqrt{3}(X_{c \max} + X_{m \min})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (8,2 + 57,2)} = 852 \text{ А}.$$

Дійсний струм, що проходить через трансформатор:

$$I_{k.\max \text{вн}}^{(3)} = I_{m.\delta \max}^{(3)} = I_{\text{ав max}}^{(3)} + K_3 I_{m.\min \text{рег}} = 852 + 0,6 \cdot 95,2 = 909,1 \text{ А}.$$

Струм на стороні НН:

$$I_{k.\max\text{ нн}}^{(3)} = I_{k.\max\text{ вн}}^{(3)} K_{m.\min\text{ рел}} = 909,1 \cdot 9,46 = 7980 \text{ А.}$$

Мінімальний аварійний струм, що проходить через трансформатор при трифазному к.з. на шинах 11 кВ, приведений до напруги 110 кВ:

$$I_{ав\text{ min}}^{(3)} = \frac{U_{\max.\text{м}}}{\sqrt{3}(X_{c\text{ min}} + X_{m\text{ max}})} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot (16,4 + 128)} = 532 \text{ А.}$$

Дійсний струм:

$$I_{k\text{ min вн}}^{(3)} = I_{m.\partial\text{ min}}^{(3)} = I_{ав\text{ min}}^{(3)} + K_з I_{m.\max\text{ рел}} = 532 + 0,6 \cdot 69,2 = 573 \text{ А.}$$

Мінімальний струм на стороні 11 кВ:

$$I_{k\text{ min нн}}^{(3)} = I_{k\text{ min вн}}^{(3)} \cdot K_{m\text{ max рел}} = 573 \cdot 12,13 = 6960 \text{ А.}$$

При визначенні мінімального струму, що проходить через трансформатор, можемо припустити, що до моменту к.з. струм навантаження був незначний:

$$I_{k\text{ min вн}}^{(3)} = I_{ав\text{ min}}^{(3)}.$$

Для визначення мінімального коефіцієнта чутливості: $I_{k\text{ min вн}}^{(3)} = 532 \text{ А.}$

Приклад 2. Розрахувати уставки спрацювання СВ, МСЗ та захисту від однофазних замикань на землю одноколової лінії з линвою, яка живиться від шин 10 кВ.

Дано: $I_{к\text{ max}}^{(3)} = 5 \text{ кА}; I_{к\text{ min}}^{(3)} = 6 \text{ кА};$ максимальний робочий струм лінії довжиною 15 км становить $I_{\text{нав. max}} = 50 \text{ А}; t_{\text{с.з. (п-1)}}^{\text{III}} = 1 \text{ с}$ – час спрацювання захисту приєднання; $K_{\text{сзп}} = 2; I_{\text{с.з. min}} = 5 \text{ А};$ передбачено ТОЛ-10 $K_1 = 100/5.$

Пусковий орган СВ та МСЗ виконати на реле типу РТ-85; захист від однофазних замикань – на реле РТЗ-50.

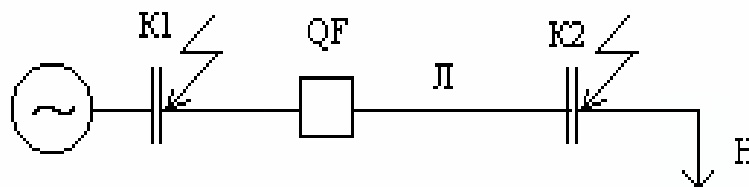


Рисунок 6.2 – Схема мережі

Розв'язок

1. Струм трифазного к.з. в кінці лінії (т. К2).

1.1. Опір системи:

- в максимальному режимі:

$$X_{c \max} = \frac{U_c}{\sqrt{3} I_{\kappa 1 \max}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1,01 \text{ Ом},$$

де U_c – напруга системи в максимальному режимі;

- в мінімальному режимі:

$$X_{c \min} = \frac{U_c}{\sqrt{3} I_{\kappa 1 \min}^{(3)}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 5} = 1,212 \text{ Ом},$$

1.2. Струм трифазного к.з.:

- в максимальному режимі:

$$I_{\kappa 2 \max}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} (X_{\max} + X_0 \cdot l)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} (1,01 + 0,4 \cdot 15)} = 0,865 \text{ кА},$$

- в мінімальному режимі:

$$I_{\kappa 2 \max}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} (X_{\max} + X_0 \cdot l)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} (1,01 + 0,4 \cdot 15)} = 0,865 \text{ кА}.$$

2. Розрахунок СВ:

- струм спрацювання захисту:

$$I_{c.3}^I \geq K_{\text{від}} I_{\kappa 2 \max}^{(3)} = 1,3 \cdot 0,865 = 1,124 \text{ кА},$$

- чутливість:

$$K_{\text{ч min}} = \frac{I_{\kappa 1 \min}^{(2)}}{I_{c.3}^I} = \frac{\sqrt{3} I_{\kappa 1 \min}^{(3)}}{2 I_{c.3}^I} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{2 \cdot 1,124} = 3,85 \geq 2.$$

3. Розрахунок МСЗ:

$$I_{c.3}^{III} \geq \frac{K_{\text{від}} K_{\text{сзн}} I_{\text{роб max}}}{K_n} = \frac{1,1 \cdot 2 \cdot 50}{0,8} = 137,5 \text{ А},$$

$$t_{c.3}^{III} = t_{c.3(n-1)}^{III} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с},$$

$$K_{\text{ч min}} = \frac{I_{\kappa 2 \min}^{(2)}}{I_{c.3}^{III}} = \frac{\sqrt{3} I_{\kappa 2 \min}^{(3)}}{2 I_{c.3}^{III}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 841}{2 \cdot 137,5} = 5,3 \geq 1,5.$$

4. Вибір уставок реле:

- для СВ:

$$I_{c.p}^I = \frac{I_{c.3}^I \cdot K_{\text{сх}}}{K_I} = \frac{1124 \cdot 1}{100 / 5} = 56,2 \text{ А},$$

- для МСЗ:

$$I_{c.p}^{III} = \frac{I_{c.з}^{III} \cdot K_{cx}}{K_I} = \frac{137,5 \cdot 1}{100/5} = 6,9 \text{ А},$$

де $K_{cx} = 1$ – коефіцієнт схеми.

На шкалі уставок РТ-85/1 виставляється більша ближча величина $I_{c.p}^{III} = 7 \text{ А}$.

Регульований гвинт відсічки виставляється в положення:

$$K = \frac{I_{c.p}^I}{I_{c.p}^{III}} = \frac{56,2}{7} = 8,02.$$

5. Розрахунок захисту від замикань на землю, який діє на сигнал. Ємнісний струм лінії (див. табл. Г.2):

$$I_c = I_{c0} l = 0,032 \times 15 = 0,48 \text{ А}.$$

Струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з} = K_{від} K_{кид} I_c = 1,1 \cdot 4,5 \cdot 0,48 = 2,38 \text{ А}.$$

Мінімальний струм спрацювання захисту на реле РТЗ-50 при одному ТСНП становить:

$$I_{c.з.min} = 3,2 \text{ А}.$$

Оскільки $I_{c.з} < I_{c.з.min}$, прийнято $I_{c.з} = 3,2 \text{ А}$.

Чутливість:

$$K_{\psi} = \frac{I_{c\sum min} - I_c - I_{дж}}{I_{c.з}} = \frac{5 - 0,48 - 0}{3,2} = 1,507 > 1,5.$$

Приклад 3. Розрахувати захист для схеми попереднього прикладу за умови:

$I_{\kappa max}^{(3)} = 3 \text{ кА}$; $I_{\kappa min}^{(3)} = 4 \text{ кА}$; довжина лінії 10 км; максимальний робочий струм $I_{нав. max} = 70 \text{ А}$; $t_{c.з.(n-1)}^{III} = 1 \text{ с}$; $K_{сзп} = 3$; $I_{c\sum min} = 5 \text{ А}$; ТОЛ-10 з $K_I = 100/5$. Пусковий орган СВ та МСЗ виконати на реле типу РТ-40, а захист від замикань на землю виконати на реле ЗЗП-1.

Розв'язок

1. Струм трифазного к.з. в т. К2.

Опір системи:

- в максимальному режимі:

$$X_{c \max} = \frac{U_c}{\sqrt{3}I_{\kappa 1 \max}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4} = 1,443 \text{ Ом},$$

- в мінімальному режимі:

$$X_{c \min} = \frac{U_c}{\sqrt{3}I_{\kappa 1 \min}^{(3)}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 3} = 1,926 \text{ Ом}.$$

Опір лінії:

$$X_l = X_0 l = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ Ом}.$$

Струм:

- в максимальному режимі:

$$I_{\kappa 2 \max}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3}(X_{\max} + X_l)} = \frac{10,5}{\sqrt{3}(1,443 + 4)} = 1,0607 \text{ кА},$$

- в мінімальному режимі:

$$I_{\kappa 2 \min}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}(X_{\min} + X_l)} = \frac{10}{\sqrt{3}(1,926 + 4)} = 1 \text{ кА}.$$

2. Розрахунок СВ:

- струм спрацювання струмової відсічки:

$$I_{c.3}^I \geq K_{\text{від}} I_{\kappa 2 \max}^{(3)} = 1,3 \cdot 1,0607 = 1,379 \text{ кА},$$

- чутливість

$$K_{\text{ч min}} = \frac{I_{\kappa 1 \min}^{(2)}}{I_{c.3}^I} = \frac{\sqrt{3}I_{\kappa 1 \min}^{(3)}}{2I_{c.3}^I} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3}{2 \cdot 1,379} = 1,88 < 2.$$

СВ нечутлива. Приймається комбінована відсічка за струмом та напругою, для якої повинні виконуватись дві умови:

$$I_{c.3}^I \geq \frac{I_{\kappa 2 \min}^{(2)}}{K_q} = \frac{0,844}{1,5} = 0,562 \text{ кА},$$

$$I_{c.3}^I \geq \frac{K_{\text{від}} I_{\text{роб max}}}{K_n} = \frac{1,3 \cdot 70}{0,8} = 113,75 \text{ А}.$$

$$\text{Отже, } I_{c.3}^I = 562 \text{ А}.$$

Напруга спрацювання:

$$U_{c.3} \leq \frac{\sqrt{3}I_{c.3}^I X_l}{K_{\text{від}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 562 \cdot 4}{1,2} = 3240 \text{ В},$$

$$U_{c.3} \leq 0,7 U_H = 0,7 \cdot 10\,000 = 7\,000 \text{ В.}$$

Отже, $U_{c.3} = 3\,240 \text{ В.}$

3. Розрахунок МСЗ:

$$I_{c.3}^{III} \geq \frac{K_{від} K_{cзн} I_{роб\,max}}{K_n} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot 70}{0,8} = 288,9 \text{ А,}$$

$$t_{c.3}^{III} = t_{c.3(n-1)}^{III} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с,}$$

- чутливість:

$$K_{ч\,min} = \frac{I_{к2\,min}^{(2)}}{I_{c.3}^{III}} = \frac{\sqrt{3} I_{к2\,min}^{(3)}}{2 I_{c.3}^{III}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1000}{2 \cdot 288,9} = 2,92 \geq 1,5.$$

4. Вибір уставок реле.

Струм спрацювання реле:

- для МСЗ:

$$I_{c.p}^{III} = \frac{I_{c.3}^{III} \cdot K_{cx}}{K_I} = \frac{288,9 \cdot 1}{100/5} = 14,44 \text{ А,}$$

Вибрано реле РТ-40/20 і реле часу РВ-123.

- для СВ:

$$I_{c.p}^I = \frac{I_{c.3}^I \cdot K_{cx}}{K_I} = \frac{562 \cdot 1}{100/5} = 28,1 \text{ А,}$$

вибрано реле РТ-40/50.

5. Розрахунок уставки спрацювання захисту ЗЗП-1 від замикань на землю.

Ємнісний струм лінії:

$$I_c = I_{c0} l = 0,032 \cdot 10 = 0,32 \text{ А.}$$

Струм спрацювання захисту:

$$I_{c.3} = \frac{I_{c\Sigma\,min} - I_c}{K_{ч}} = \frac{5 - 0,32}{2} = 2,34 \text{ А.}$$

Прийнято попередньо уставку “3” з $I_{c.3.п} = 2 \text{ А}$, для якої чутливість:

$$I_{c.3} = \frac{I_{c\Sigma\,min} - I_c}{K_{ч}} = \frac{5 - 0,32}{2} = 2,34.$$

Оскільки захист не чутливий, приймається уставка “2” з $I_{c.3.п} = 0,5 \text{ А}$, тоді:

$$K_u = \frac{I_{c\Sigma\min} - I_c}{I_{c.3}} = \frac{5 - 0,32}{1,3 \cdot 0,5} = 7,2 > 2.$$

Але при такій уставці не гарантована селективність роботи ЗЗП-1, оскільки при заниженій уставці можлива робота захисту при замиканнях на землю на суміжних елементах.

Приклад 4. Розрахувати уставки спрацювання МСЗ лінії 10 кВ електромережі промислового підприємства. Дано: КЛ виконана кабелем АСБ-3×120 довжиною 2 км, в РТП встановлено два трансформатори потужністю 630 кВА кожний, $u_k = 4,5\%$; $I_{k\max}^{(3)} = 5$ кА; $I_{k\min}^{(3)} = 4,8$ кА; захист трансформаторів виконаний на СВ та МСЗ (реле РТ-85), для яких: $I_{c.3(n-1)}^I = 1750$ А; $I_{c.3(n-1)}^{III} = 200$ А; $t_{c.3(n-1)}^{III} = 0,5$ с; $K_I = 200/5$.

Захист виконати на реле РТ-85.

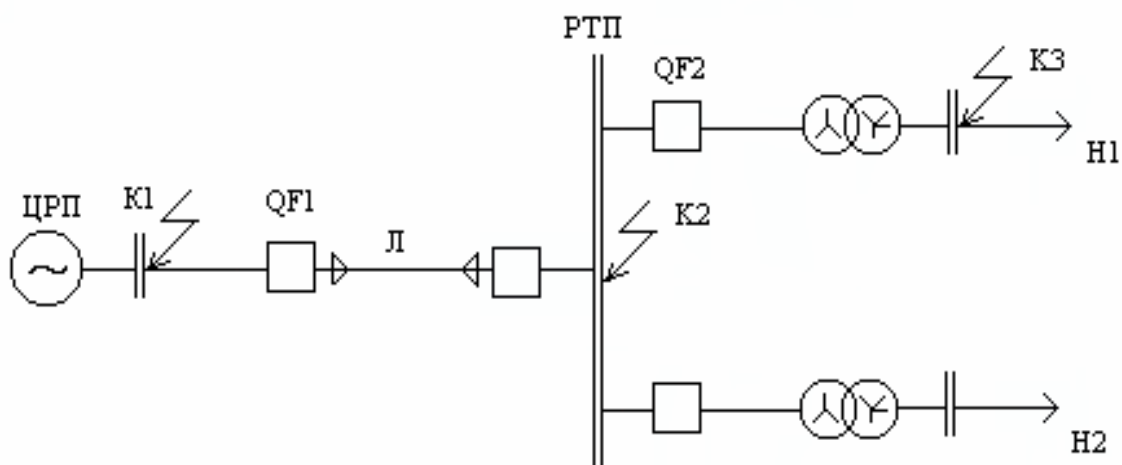


Рисунок 6.3 – Схема мережі
Розв'язок

1. Розрахунок струмів к.з.

Опір системи:

- в максимальному режимі:

$$X_{c\max} = \frac{U_c}{\sqrt{3}I_{k1\max}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5} = 1,155 \text{ Ом,}$$

- в мінімальному режимі:

$$X_{c \min} = \frac{U_c}{\sqrt{3} I_{\kappa 1 \min}^{(3)}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 4,8} = 1,203 \text{ Ом.}$$

Опір лінії:

$$R_{\text{л}} = R_0 l = 0,258 \cdot 2 = 0,516 \text{ Ом,}$$

$$X_{\text{л}} = X_0 l = 0,076 \cdot 2 = 0,152 \text{ Ом.}$$

Опір трансформатора:

$$X_m = \frac{u_{\kappa} U_{\text{т.ном}}^2}{100 S_{\text{т.ном}}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,63} = 7,14 \text{ Ом.}$$

Струм короткого замикання:

- в максимальному режимі:

$$I_{\kappa 2 \max}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\text{л}}^2 + (X_{c \max} + X_{\text{л}})^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \sqrt{0,516^2 + (1,155 + 0,152)^2}} = 4,11 \text{ кА,}$$

- в мінімальному режимі:

$$I_{\kappa 2 \min}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} (X_{\min} + X_{\text{л}})} = \frac{10}{\sqrt{3} (1,926 + 4)} = 1 \text{ кА,}$$

$$\begin{aligned} I_{\kappa 3 \min}^{(3)} &= \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\text{л}}^2 + (X_{c \min} + X_{\text{л}} + X_m)^2}} = \\ &= \frac{10}{\sqrt{3} \sqrt{0,516^2 + (1,155 + 0,152 + 7,14)^2}} = \\ &= 0,678 \text{ кА.} \end{aligned}$$

2. Робочий максимальний струм лінії.

Враховуючи, що один з трансформаторів є робочим, а другий резервним і кожен з них повинен бути навантажений на $0,7 I_{\text{т.ном}}$, щоб сумарне тривале перевантаження для одного трансформатора не перевищувало $1,4 I_{\text{т.ном}}$:

$$I_{\text{наб max}} = \frac{1,4 S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{т.ном}}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 51 \text{ А.}$$

3. Коефіцієнт самозапуску визначається з урахуванням максимального допустимого струму КЛ.

Опір еквівалентного навантаження:

$$X_{нав} = \frac{0,35U_c}{\sqrt{3}I_{тр.доп}} = \frac{0,35 \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 260} = 7,8 \text{ Ом},$$

де для кабелю АСБ-3×120 $I_{тр.доп} = 260 \text{ А}$.

Струм самозапуску двигунів:

$$I_{сзн} = \frac{0,35U_c}{\sqrt{3}(X_{с.маx} + X_l + X_{нав})} = \frac{0,35 \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (1,155 + 0,152 + 7,8)} = 0,633 \text{ кА}.$$

$$K_{сзн} = \frac{I_{сзн}}{I_{тр.доп}} = \frac{633}{260} = 2,43.$$

4. Струм спрацювання МСЗ

$$I_{с.з}^{III} \geq \frac{K_{від} K_{сзн} I_{роб\max}}{K_n} = \frac{1,2 \cdot 2,43 \cdot 51}{0,8} = 186 \text{ А}.$$

$$I_{с.з}^{III} \geq K_{ноз} (I_{с.з(n-1)}^{III} + \sum I'_{нав\max}) = 1,3 \cdot (200 + 25,5) = 293,15 \text{ А}.$$

Попередньо прийнято $I_{с.з(n-1)}^{III} = 293,15 \text{ А}$.

5. Струм спрацювання реле:

$$I_{с.р}^{III} = \frac{I_{с.з}^{III} \cdot K_{сх}}{K_I} = \frac{293,152 \cdot 1}{200 / 5} = 7,33 \text{ А}.$$

Захист виконаний за схемою неповної зірки, для якої $K_{сх} = 1$. Вибрана більша ближча уставка $I_{уст} = 8 \text{ А}$, що відповідає:

$$I_{с.з}^{III} = I_{уст} K_I = 8 \frac{200}{5} = 320 \text{ А},$$

який приймається далі для розрахунків.

6. Чутливість:

- у основній зоні:

$$K_{ч\min} = \frac{I_{\kappa 2\min}^{(2)}}{I_{с.з}^{III}} = \frac{\sqrt{3}I_{\kappa 2\min}^{(3)}}{2I_{с.з}^{III}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3,98}{2 \cdot 0,32} = 10,77 > 2,$$

- у зоні резервування (при к.з. за трансформатором):

$$K_{ч\min} = \frac{I_{\kappa 2\min}^{(2)}}{I_{с.з}^{III}} = \frac{\sqrt{3}I_{\kappa 2\min}^{(3)}}{2I_{с.з}^{III}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,678}{2 \cdot 0,32} = 1,8 > 1,5,$$

отже, захист чутливий.

7. Визначення часу спрацювання захисту з умови забезпечення селективності з МСЗ трансформатора.

При к.з. в точці К2 відношення струму к.з. до струму спрацювання МСЗ

$$\text{трансформатора } \frac{I_{\kappa 2 \max}^{(3)}}{I_{c.з(n-1)}^{III}} = \frac{4110}{200} = 20,55.$$

Таким чином, цей захист трансформатора працює в незалежній частині характеристики реле РТ-85 з часом спрацювання $t_{c.з}^{III} = 0,5$ с (крива 1 рис. 6.4). Але при струмі 1750 А спрацює СВ трансформатора без витримки часу. Отже, для захисту лінії підбирається така характеристика реле, яка при струмі 1750 А або

$$\text{при кратності струму } \frac{I_{c.з(n-1)}^I}{I_{c.з(n-1)}^{III}} = \frac{1750}{320} = 5,47 \text{ забезпечує час спрацювання МСЗ лінії}$$

на 0,5...0,6 с більший від часу спрацювання МСЗ трансформатора $t_{c.з}^{III} = t_{c.з(n-1)}^{III} + (0,5...0,6) = 0,5 + 0,6 = 1,1$ с, тобто ця умова буде виконуватись, коли час спрацювання у незалежній частині характеристики лінії буде становити 1 с (крива 2).

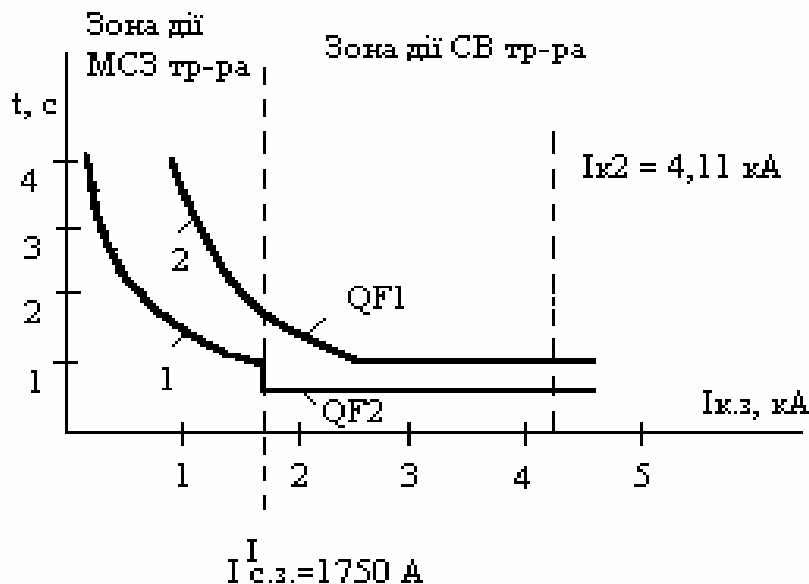


Рисунок 6.4 – Узгодження захистів

Приклад 5. Розрахувати МСЗ кабельної радіальної мережі з погодженням дії захисту. Захист виконати на реле РТ-81 з залежною витримкою часу.

Опір системи:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3}I_{к1}^{(3)}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 19000} = 0,192 \text{ Ом},$$

Опір реактора РБА:

$$X_p = \frac{X_{p\%} U_{ном}}{100 \sqrt{3} I_{p.ном}} = \frac{5 \cdot 6000}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 300} = 0,58 \text{ Ом},$$

Опір кабелю АСБ-3×120:

$$X_{кл1} = X_0 l = 0,076 \times 2 = 0,152 \text{ Ом},$$

$$R_{кл1} = R_0 l = 0,258 \times 2 = 0,516 \text{ Ом}.$$

Опір до шин ТП1:

$$X_{к.з} = X_c + X_p + X_{кл1} = 0,192 + 0,58 + 0,152 = 0,924 \text{ Ом},$$

$$R_{к.з} = R_{кл1} = 0,516 \text{ Ом},$$

$$Z_{к.з} = \sqrt{R_{к.з}^2 + X_{к.з}^2} = \sqrt{0,516^2 + 0,924^2} = 1,06 \text{ Ом},$$

Струм трифазного к.з. на шинах ТП1:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} Z_{к.з}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 1,06} = 3,5 \text{ кА},$$

Аналогічно розраховуються струми спрацювання для інших точок к.з.:

$$I_{к2}^{(3)} = 4,8 \text{ кА}, I_{к3}^{(3)} = 3,5 \text{ кА}, I_{к4}^{(3)} = 2 \text{ кА}, I_{к5}^{(3)} = 710 \text{ кА}.$$

2. Розрахунок струму спрацювання захисту на вимикачі QF4:

2.1. Робочий максимальний струм приймається рівним допустимому струму кабеля:

$$I_{роб.мах} = I_{тр.доп.} = 260 \text{ А}.$$

Враховуючи побутове навантаження:

$$I_{с.з}^{III} = \frac{K_{від} K_{сзн} I_{роб.мах}}{K_n} = \frac{1,2 \cdot 1,25 \cdot 260}{0,8} = 487,5 \text{ А}.$$

2.2. Згідно з умовою погодження зі струмом спрацювання захисту попереднього елемента, враховуючи струм $\sum I_{роб.мах}$ навантаження непошкоджених елементів (трансформаторів), які резервують один одного при коефіцієнті одночасності $K_{одн} = 0,7$:

$$\Sigma I'_{роб\max} = \frac{K_{одн} 1,4 S_{т.ном}}{\sqrt{3} U_{т.ном}} = \frac{0,7 \cdot 1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 51,3 \text{ А,}$$

Тоді:

$$I_{с.з}^{III} \geq K_{пог} (I_{с.з.(п-1)}^{III} + \Sigma I'_{роб.\max}) = 1,3 (360 + 60) = 535 \text{ А.}$$

Приймається більший струм спрацювання $I_{с.з}^{III} = 535 \text{ А.}$

Струм спрацювання реле:

$$I_{с.р}^{III} = \frac{I_{с.з}^{III} \cdot K_{сх}}{K_I} = \frac{535 \cdot 1}{300 / 5} = 8,42 \text{ А.}$$

На реле РТ-81/1 можна виставити уставку 9 А, що відповідає:

$$I_{с.з}^{III} = I_{уст} \cdot K_I = 9 \cdot 300 / 5 = 540 \text{ А.}$$

Чутливість:

- в зоні основного захисту:

$$K_{ч\min} = \frac{I_{к3\min}^{(2)}}{I_{с.з}^{III}} = \frac{\sqrt{3} I_{к3\min}^{(3)}}{2 I_{с.з}^{III}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3,5}{2 \cdot 0,54} = 5,5 > 1,5,$$

- в зоні резервування (при к.з. на шинах ТП2):

$$K_{ч\min} = \frac{I_{к4\min}^{(2)}}{I_{с.з}^{III}} = \frac{\sqrt{3} I_{к4\min}^{(3)}}{2 I_{с.з}^{III}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2}{2 \cdot 0,54} = 3,2 > 1,2.$$

- при к.з. на вторинній стороні Т1 (Т2):

$$K_{ч\min} = \frac{I_{к5\min}^{(2)}}{I_{с.з}^{III}} = \frac{\sqrt{3} I_{к5\min}^{(3)}}{2 I_{с.з}^{III}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,71}{2 \cdot 0,54} = 1,14 > 1,2,$$

захист не чутливий, але згідно з ПВЕ допускається не резервувати таке к.з. за трансформатором малої потужності.

3. Визначення часу спрацювання захисту встановленого на вимикачі QF4 при пошкодженні в кінці лінії КЛ1 (т. К3) $I_{к3}^{(3)} = 3,5 \text{ кА:}$

$$t_{с.з.4} = t_{с.з.2} + \Delta t = 1,1 + 0,6 = 1,7 \text{ с,}$$

де $t_{с.з.2} = 1,1$ – час спрацювання захисту на вимикачі QF2 при струмі $I_{к3}^{(3)} = 3,5 \text{ кА,}$ яка визначається за амперсекундною характеристикою захисту.

На карті селективності (рис. 6.6) будуються розрахункові амперсекундні характеристики попередніх захистів (в нашому випадку – захисту на вимикачеві QF2 (крива 2) та для запобіжника ПКТ-6-80 (крива 1), змістивши її відносно

типової на 20% вправо).

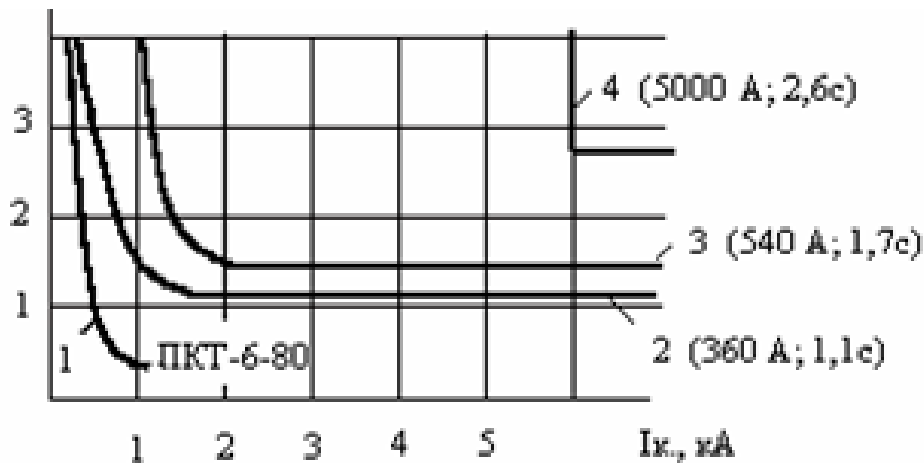


Рисунок 6.6 – Карта селективності

4. Характеристика часу спрацювання захисту 3 на вимикачі QF4 повинна відповідати таким вимогам:

1) струм спрацювання захисту 3 повинен бути не менш, ніж на 10 % більше часу плавлення запобіжника 1, який відповідає часу дії захисту 3 в початковій частині характеристики 3 (для 5 с). При $t_{пл} = 5$ с струм плавлення запобіжника ПКТ-6-80 не перевищує 320А. Вибраний раніше струм спрацювання захисту 3 (540А) відповідає цій умові;

2) ступінь селективності між захистами 3 на вимикачі QF4 і 2 на вимикачі QF2 при струмі $I_{к3}^{(3)} = 3,5$ кА повинен бути не менше 0,6 с. Оскільки при такому струмі реле захистів 3 і 2 працюють вже в незалежній частині характеристик, для захисту 3 вибирається характеристика з витримкою часу:

$$t_{c.34} = t_{c.32} + \Delta t = 1,1 + 0,6 = 1,7 \text{ с,}$$

де $t_{c.32} = 1,1$ – час спрацювання захисту на вимикачі QF2 при струмі $I_{к3}^{(3)} = 3,5$ кА, яка визначається за амперсекундною характеристикою захисту.

Характеристика захисту 3 з витримкою часу $t_{c.32} = 1,7$ с в незалежній частині наноситься на карту селективності;

3) ступінь селективності між захистом трансформатора з незалежною характеристикою (установка захисту 4 – 5000 А; 2,6 с) та захистом 3 повинна бути не менше 0,6 с при струмі к.з., рівному 5000А. З карти селективності видно, що $\Delta t = 2,6 - 1,1 = 0,9 \text{ с} > 0,6 \text{ с}$. Ця вимога виконується, оскільки характеристика часу

спрацювання захисту 4 забезпечує селективність при усіх величинах струму к.з.

У цьому прикладі можна встановити додатковий селективний захист на QF3, який полегшить визначення пошкодженого елемента. Тоді уставку захисту на QF4 слід виставити на захисті вимикача QF3, а для захисту на QF4 прийняти $I_{с.з.}^{III} = 600$ А, $t_{с.з.}^{III} = 2$ с. Чутливість та селективність при цьому зберігаються.

Вибрана витримка часу спрацювання захисту перевіряється за умовою термічної стійкості кабелю:

$$S_{\min} = \frac{I_{к2}^{(3)} \sqrt{t_{\text{вим}}}}{C} = \frac{4800 \sqrt{1,8}}{91} = 71 \text{ мм}^2,$$

де $I_{к2}^{(3)}$ – струм к.з. на початку лінії;

$$t_{\text{вим}} = t_{с.з4} + t_{\text{вим.в}} = 1,7 + 0,1 = 1,8 \text{ с.}$$

Отже, умова виконується.

Приклад 6. Розрахувати МСЗ на вимикачі QF3 радіальної секціонованої лінії 10 кВ. Захист виконати на реле РТВ.

T1, T2: $S_{\text{т.ном}} = 160$ кВА,

T3, T4: $S_{\text{т.ном}} = 100$ кВА,

T5, T7, T8: $S_{\text{т.ном}} = 63$ кВА,

T6, T9: $S_{\text{т.ном}} = 40$ кВА;

F1: ПКТ-10-18;

$I_{к1}^{(3)} = 1800$ А, $I_{к2}^{(3)} = 250$ А, $I_{к3}^{(3)} = 200$ А, $I_{к4}^{(3)} = 70$ А, $I_{к5}^{(3)} = 140$ А;

навантаження побутове.

Розв'язок

1. Розрахунок захисту на вимикачеві QF3.

Робочий максимальний струм лінії визначається як сумарний струм усіх трансформаторів, що живляться від даної лінії:

$$I_{\text{роб max}} = \frac{\sum S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{т.ном}}} = \frac{2 \cdot 160 + 2 \cdot 100 + 3 \cdot 63 + 2 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 45,6 \text{ А,}$$

Струм спрацювання МСЗ:

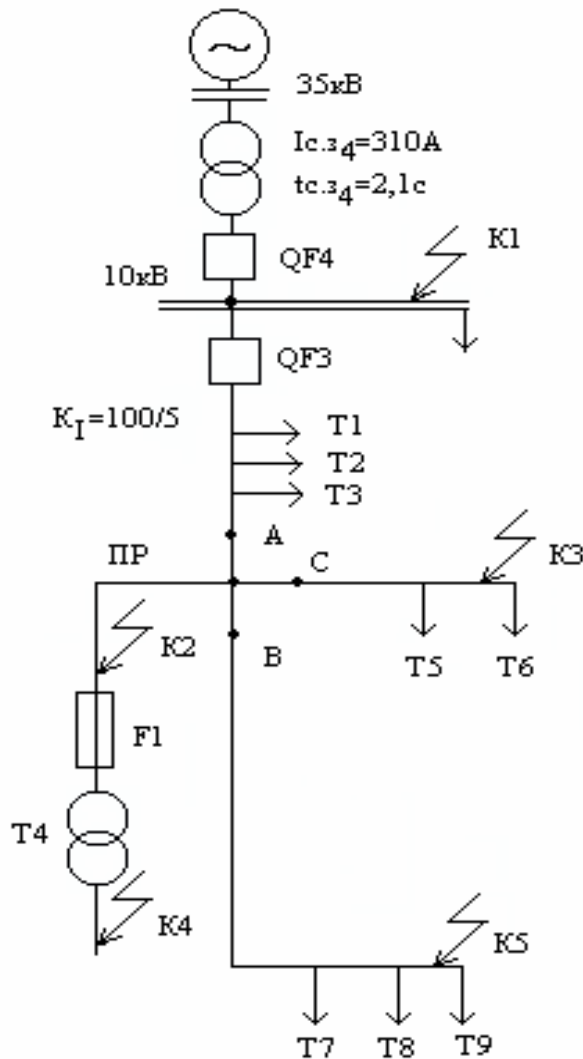


Рисунок 6.7 – Схема мережі

$$I_{c.з}^{III} = \frac{K_{від} K_{сзн} I_{роб\max}}{K_n} = \frac{1,2 \cdot 1,25 \cdot 45,6}{0,8} = 114 \text{ A},$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{c.р}^{III} = \frac{I_{c.з}^{III} \cdot K_{сх}}{K_I} = \frac{114 \cdot 1}{100/5} = 5,7 \text{ A}.$$

Встановлюється уставка спрацювання реле $I_{уст} = 6 \text{ A}$, що відповідає $I_{c.з3} = 120 \text{ A}$.

Тоді захист на QF3 буде не чутливий до к.з. в кінці лінії (точка K5), де струм $I_{к5}^{(3)} = 140 \text{ A}$ і $K_{ч} < 1,2$.

Щоб забезпечити чутливу дію захисту, в пункті розподілу ПР встановлюють секціонуючі вимикачі в точках А, В, С. Конкретне місце розташування захисту в пункті ПР вибирається з умов забезпечення виконання чутливого захисту елементів.

2. Розрахунок захисту встановленого в т. А.

Струм навантаження:

$$I_{роб\ max} = \frac{\sum S_{т.ном}}{\sqrt{3}U_{т.ном}} = \frac{100 + 3 \cdot 63 + 2 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 21,3 \text{ А,}$$

Струм спрацювання МСЗ:

$$I_{с.з}^{III} = \frac{K_{від} K_{сзн} I_{роб\ max}}{K_n} = \frac{1,2 \cdot 1,25 \cdot 21,3}{0,8} = 53 \text{ А.}$$

З умов погодження струму спрацювання з дією запобіжника ПКТ-10-18 прийнято $I_{с.зА}^{III} = 80 \text{ А}$. Тоді:

$$K_{ч\ min} = \frac{I_{к5}^{(2)}}{I_{с.зА}^{III}} = \frac{\sqrt{3} I_{к5}^{(3)}}{2 I_{с.зА}^{III}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 140}{2 \cdot 80} = 1,5 > 1,5,$$

чутливість забезпечується.

3. Визначення часу спрацювання МСЗ.

Витримка часу вибирається з умови забезпечення ступеня селективності $\Delta t = 0,7 \text{ с}$ між дією запобіжника F1 та захистів на QF3 і в точці А (рис. 6.8).

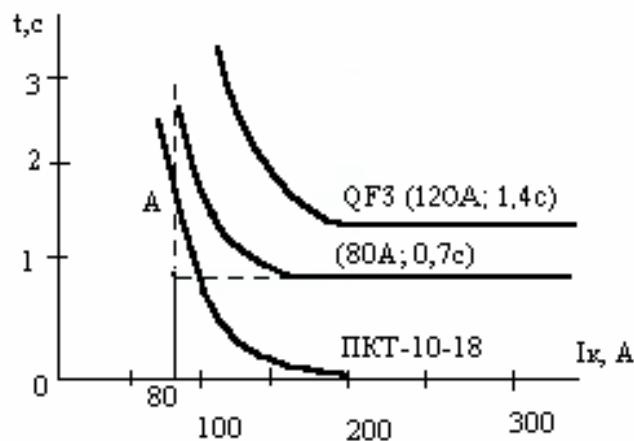


Рисунок 6.8 – Карта селективності

Часострумова характеристика запобіжника зміщена на 30% вправо порівняно з типовою. Характеристика захисту, встановленого в точці А, будується з уставкою $I_{с.зА}^{III} = 80 \text{ А}$ та часом дії $t_{с.зА}^{III} = 0,7 \text{ с}$ в незалежній частині характеристики. При струмі $1,6 I_{с.зА}^{III} = 128 \text{ А}$ ступінь селективності становить 0,4 с, що можна вважати достатнім, оскільки при побудові характеристики запобіжника врахована можливість похибки відхилення за часом. Час горіння

дуги в запобіжнику не враховується, оскільки на секційному вимикачі в точці А встановлений ПАПВ. Між захистами на QF3 та в точці А ступінь селективності 0,7 с забезпечується у незалежній частині характеристики, оскільки при максимальному струмі к.з. в місці встановлення захисту (т. А) $I_{\kappa 2}^{(3)} = 250$ А два захисти працюють в незалежній частині характеристик. Витримка часу захисту на QF3:

$$t_{c.33} = t_{c.32} + \Delta t = 0,7 + 0,7 = 1,4 \text{ с.}$$

4. Струм спрацювання захисту на QF3 слід погодити за чутливістю з захистом вимикача в т. А. Ця умова передбачає, що при к.з. на ПЛ-10 кВ за останнім, через місце встановлення захисту на QF3 протікатиме струм к.з. плюс струм навантаження трансформаторів Т1...Т3. Умова погодження:

$$I_{c.33} \geq K_{\text{від}} (I_{c.32} + I_{\text{роб.мах}}) = 1,4 (80 + 24) = 145 \text{ А.}$$

Враховуючи струм уставки на QF3 ($I_{\text{уст3}} = 7,5$ А) прийнято $I_{c.33} = 150$ А. Цей струм забезпечує селективність даного захисту з запобіжником трансформатора Т1 та чутливість до к.з. в кінці лінії, що захищається:

$$K_{\text{чmin}} = \frac{I_{\kappa 2}^{(2)}}{I_{c.3A}^{III}} = \frac{\sqrt{3} I_{\kappa 2}^{(3)}}{2 I_{c.33}^{III}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 250}{2 \cdot 150} = 1,51 > 1,5.$$

Приклад 7. Розрахувати диференційний струмовий захист понижувального трансформатора з РПН і визначати коефіцієнти трансформації ТС за такими даними: $S_{\text{т.ном}} = 6,3$ МВА, $K_m = \frac{35 \pm 6 \times 1,5\%}{11}$ кВ, $u_{\kappa} = 7,5\%$, схема з'єднань обмоток Y/Δ-11, $I_{\text{тminрег}} = 116$ А,; струми к.з. на стороні 10 кВ, приведенні до сторони 35 кВ: $I_{a6\text{max}}^{(3)} = 1160$ А, $I_{\text{тmax}}^{(3)} = 1230$ А, $I_{\text{тmin}}^{(3)} = 820$ А.

Розв'язок

Приймаємо дворелейну схему диференційного захисту (при двофазному к.з. на стороні трикутника трансформатора така схема має такий самий коефіцієнт чутливості, що і трирелейна).

Номинальні струми:

$$I_{\text{ном35}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном35}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104 \text{ А,}$$

$$I_{ном10} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном10}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 331 \text{ А.}$$

Для компенсації струмового зсуву ТС на стороні 35 кВ з'єднані трикутником, а на стороні 11 кВ – в неповну зірку, тоді коефіцієнти трансформації ТС;

$$K_{I35розр} = \frac{I_{ном35} K_{сх35}^{(3)}}{5} = \frac{104 \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{180}{5},$$

$$K_{I10розр} = \frac{I_{ном10} K_{сх10}^{(3)}}{5} = \frac{331 \cdot 1}{5} = \frac{331}{5}.$$

З метою збільшення надійності захисту для зменшення повних похибок, ТС приймають з дещо завищеним коефіцієнтом трансформації порівняно з розрахунковими, тим самим зменшують кратність струмів к.з. і одночасно не обмежується можливе допустиме тривале перевантаження силового трансформатора. ТС не допускають тривале проходження робочих струмів більших, ніж номінальний.

$$\text{Приймаємо } K_{I35} = \frac{300}{5}; K_{I10} = \frac{500}{5}.$$

Спочатку перевіряється можливість застосування простішого диференційного захисту без гальмування з реле серії РНТ-560, і якщо її мінімальний коефіцієнт чутливості менше двох, СВ застосовують диференційний захист з гальмуванням з реле серії ДЗТ.

Первинний струм спрацювання диференційного захисту вибирається з двох умов:

1. З умови відлагодження від кидка струму намагнічування при вмиканні ненавантаженого трансформатора (автотрансформатора АТ) під напругу при крайньому від'ємному положенні пристрою РПН:

$$I_{с.з} = K_{від} I_{m.min\text{ пег}},$$

де $I_{m.min\text{ пег}}$ – найбільший струм, який відповідає номінальній потужності трансформатора (найпотужнішої обмотки для триобмоткових і з розщепленими обмотками трансформаторів і типової (розрахункової) потужності АТ); $K_{від} = 1,3$ для реле серії РНТ-560 і 1,5-для серії ДЗТ:

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 116 = 151 \text{ A.}$$

2. З умови відлагодження від розрахункового максимального струму небалансу $I_{нб}$ при перехідних режимах зовнішніх к.з. з врахуванням впливу НТС, який є в реле:

$$I_{нб} = I_{нб\varepsilon} + I_{нб.рег} + I_{нб.вир},$$

де $I_{нб\varepsilon}$ – струм небалансу обумовлений повною похибкою ε ТС; $I_{нб.рег}$ – струм небалансу обумовлений похибкою регулювання напруги $\Delta U_{*РПН}$; $I_{нб.вир}$ – струм небалансу обумовлений похибкою від неточного вирівнювання МРС в реле $\Delta f_{вир}$.

За даною умовою:

$$I_{c.3} \geq K_{вiд} I_{нб} = K_{вiд} (K_{ан} K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{*РПН} + \Delta f_{вир}) I_{кзов\max}^{(3)},$$

де $K_{вiд} = 1,3$ для РНТ-560; 1,5 для ДЗТ; $K_{ан}$ – коефіцієнт що враховує перехідний режим струмів к.з. (наявність аперіодичної складової струму), при наявності в реле НТС $K_{ан} = 1$; $K_{одн}$ – коефіцієнт однотипності ТС, при різних типах ТС $K_{одн} = 1$; $\varepsilon = 0,1$ – допустима відносна повна похибка ТС (відносна величина струму намагнічування в усталеному режимі); $\Delta U_{*РПН}$ – відносна похибка, обумовлена регулюванням напруги, приймається рівній половині сумарного діапазону регулювання; при цьому вибір кількості витків НТС реле здійснюється за номінальною напругою; $\Delta f_{вир}$ – відносна похибка від неточного вирівнювання величин струмів плеч захисту (неточного вирівнювання МРС в реле з НТС внаслідок неможливості точного встановлення на реле розрахункової кількості витків $\omega_{розр}$):

$$\Delta f_{вир} = \frac{\omega_{розр} - \omega_{вст}}{\omega_{розр}},$$

де $\omega_{вст}$ – прийнята (встановлена) замість розрахункової кількості витків.

Спочатку визначають $I_{c.3}$ без урахування складової струму небалансу від неточного вирівнювання, і більшу з величин, приймають за розрахункову:

$$I_{c.3} = 1,3(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0)1230 = 304 \text{ A.}$$

Приймаємо $I_{c.3} = 304 \text{ A.}$

Визначаємо вторинні номінальні циркулюючі струми, при цьому враховується, що ТС 35 кВ з'єднанні в трикутник, а ТС 10 кВ – в неповну зірку:

$$I_{35\phi} = \frac{I_{ном35} K_{cx}^{(3)}}{K_{I35}} = \frac{104 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 3 \text{ А},$$

$$I_{10\phi} = \frac{I_{ном10} K_{cx}^{(3)}}{K_{I10}} = \frac{331 \cdot 1}{500 / 5} = 3,31 \text{ А}.$$

Попередньо перевіримо можливість використання реле РНТ-565 без гальмування. Для цього визначимо струм спрацювання реле, приведений до сторони 35 кВ:

$$I_{c.p35} = \frac{I_{c.з} K_{cx}^{(3)}}{K_{I35}} = \frac{304 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 8,77 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{чmin}^{(2)} = \frac{1,5 I_{mmin}^{(3)}}{K_{I35} I_{c.p35}} = \frac{1,5 \cdot 820}{(300 / 5) \cdot 8,77} = 2,69 > 2.$$

(Струм $I_{mmin}^{(3)}$ приводиться до напруги, де встановлений ТС з коефіцієнтом трансформації K_I).

Коефіцієнт чутливості згідно з ПВЕ [1] достатній, тому розрахунок продовжується з використанням реле РНТ-565.

Плече з більшим вторинним струмом 10 кВ приймаємо за основну сторону і вмикаємо до робочої (диференційної) обмотки реле.

Струм спрацювання реле основної сторони:

$$I_{c.p.осн} = \frac{I_{c.з} K_m K_{cx}^{(3)}}{K_{I10}} = \frac{304 \frac{37}{11} 1}{500 / 5} = 9,68 \text{ А}.$$

Розрахункова кількість витків основної сторони:

$$\omega_{осн.розр} = \omega_{роб.розр} = \frac{F_{c.p}}{I_{c.p.осн}},$$

де $F_{c.p} = 100 \text{ А}$ – МРС спрацювання реле серії РНТ-560 і ДЗТ-10 (за відсутності гальмування).

$$\omega_{осн.розр} = \frac{100}{9,68} = 10,3 \text{ витка.}$$

Приймаємо $\omega_{осн} = \omega_{роб10} = 10$ витків.

ТС 35 кВ неосновної сторони ввімкнені до першої вирівнювальної і до робочої обмотки реле.

Загальна кількість витків неосновної сторони $\omega_{неосн.розр}$ визначається з рівності МРС в реле в нормальному режимі навантаження і при зовнішньому к.з.:

$$\omega_{неосн.розр} = \omega_{осн} + \omega_{вир.розр} = \omega_{роб} + \omega_{вир.розр} = \omega_{осн} \frac{I_{осн.в}}{I_{неосн.в}},$$

$$\omega_{35розр} = \omega_{роб10} + \omega_{вир1.розр} = \omega_{осн} \frac{I_{10.в}}{I_{35в}} = 10 \frac{3,31}{3} = 11 \text{ витків.}$$

Приймаємо $\omega_{35} = \omega_{роб10} + \omega_{вир1.розр} = 11$ витків,

тоді $\omega_{вир1} = \omega_{35} - \omega_{роб10} = 11 - 10 = 1$ виток.

Отримане точне вирівнювання МРС в реле внаслідок можливості встановлення на реле розрахункової кількості витків. У цьому випадку відсутня складова струму небалансу від неточного вирівнювання:

$$\Delta f_{вир} = \frac{\omega_{35розр} - \omega_{35}}{\omega_{35розр}} = \frac{11 - 11}{11} = 0 < 0,05.$$

Для двообмоткових трансформаторів можемо використовувати обидві вирівнювальні обмотки як робочі. В такому випадку:

$$\omega_{вир1} = \omega_{неосн} = \omega_{35} = 11 \text{ витків,}$$

$$\omega_{вир2} = \omega_{осн} = \omega_{роб10} = 10 \text{ витків.}$$

Уточнений мінімальний коефіцієнт чутливості:

$$K_{чmin} = \frac{F_{pmin}}{F_{с.р}},$$

де F_{pmin} – мінімальна МРС в реле при к.з. в зоні захисту. При двофазному к.з. на стороні трикутника трансформатора:

$$K_{чmin} = \frac{1,5 I_{mmin}^{(3)} \omega_p}{K_{I35} F_{с.р}} = \frac{1,5 \cdot 820 \cdot 11}{\frac{300}{5} \cdot 100} = 2,26 > 2,$$

де ω_p – кількість витків диференційного реле, через які протікає струм I_p .

Приклад 8. Розрахувати диференційний захист двообмоткового трансформатора потужністю 16 МВА, $K_m = \frac{115 \pm 9 \times 1,78\%}{11}$ кВ, номінальний струм обмотки високої напруги 80,3 А, низької – 840 А. Величини максимальних і мінімальних струмів на стороні 110 кВ трансформатора при трифазному к.з. на стороні 10 кВ при максимальному від'ємному і додатному регулюванні напруги відповідно дорівнюють: $I_{k \max}^{(3)} = 909$ А; $I_{k \min}^{(3)} = 532$ А.

Розв'язок

Приймаємо дворелейну схему: ТС 110 кВ з'єднані трикутником, ТС 10 кВ – неповною зіркою.

Розрахункові коефіцієнти трансформації на стороні 110 кВ і 10 кВ:

$$K_{I_{110 \text{ розр}}} = \frac{I_{\text{ном}110} K_{\text{cx}110}^{(3)}}{5} = \frac{80,3 \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{139}{5},$$

$$K_{I_{10 \text{ розр}}} = \frac{I_{\text{ном}10} K_{\text{cx}10}^{(3)}}{5} = \frac{840 \cdot 1}{5} = \frac{840}{5}.$$

Приймаємо з метою збільшення надійності (зменшення повної похибки ε) і забезпечення допустимого тривалого 40%-вого перевантаження трансформатора

$$K_{I_{110}} = \frac{300}{5}; K_{I_{10}} = \frac{1500}{5}.$$

Для початку здійснюється попередній розрахунок з метою з'ясування можливості застосування простішого захисту без гальмування.

Первинний струм спрацювання захисту без врахування складової струму небалансу від неточного вирівнювання МРС в реле:

$$\begin{aligned} I_{\text{с.з}} &= K_{\text{від}} \left(K_{\text{ан}} K_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{*P\Pi\Pi} + \Delta f_{\text{eur}} \right) I_{\text{кзев max}}^{(3)} = \\ &= 1,3(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 909 = 307 \text{ А.} \end{aligned}$$

Струм спрацювання реле з живлячої сторони 110 кВ:

$$I_{\text{с.р}110} = \frac{I_{\text{с.з}} K_{\text{cx}}^{(3)}}{K_{I_{110}}} = \frac{307 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 8,87 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному к.з. на стороні 10 кВ:

$$K_{q\min}^{(2)} = \frac{1,5I_{m\min}^{(3)}}{K_{I110}I_{c.p110}} = \frac{1,5 \cdot 532}{(300/5) \cdot 8,87} = 1,5 < 2.$$

Оскільки $K_{q\min}^{(2)} < 2$ навіть без врахування складової струму небалансу від неточного вирівнювання МРС в реле, СВ захист з реле без гальмування серії РНТ-560 застосувати не можна. Тому приймаємо реле типу ДЗТ-11 з однією гальмівною обмоткою, яку приєднуємо до ТС 10 кВ. В цьому випадку при зовнішніх к.з., наприклад, на шинах 10 кВ, селективність (неспрацювання) захисту забезпечується гальмуванням реле струмом к.з., а при к.з. в зоні захисту гальмування відсутнє.

Диференційний захист з гальмуванням відлагоджується від кидка струму намагнічування при вмиканні трансформатора під напругу:

$$I_{c.z.} \geq K_{\text{від}} I_{m.\text{ном max}} = K_{\text{від}} I_{m\min \text{рег}},$$

де $K_{\text{від}} = 1,5$ для реле ДЗТ-11; $I_{m.\text{ном max}}$ – максимальний струм на стороні регулювання (за рахунок пристрою РПН) ВН, при максимальному регулюванні:

$$I_{m.\text{ном max}} = \frac{I_{m.\text{ном}}}{1 - \Delta U_{*РПН}} = \frac{80,3}{1 - 0,16} = 95,5,$$

тому

$$I_{c.z.} \geq 1,5 \cdot 95,5 = 143,5 \text{ А.}$$

Вторинні циркулюючі струми при номінальному навантаженні трансформатора:

$$I_{110\text{в}} = \frac{I_{\text{ном}110} K_{cx}^{(3)}}{K_{I110}} = \frac{80,3 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 2,38 \text{ А,}$$

$$I_{10\text{в}} = \frac{I_{\text{ном}10} K_{cx}^{(3)}}{K_{I10}} = \frac{840 \cdot 1}{1500/5} = 2,8 \text{ А.}$$

Сторону 110 кВ приймаємо за основу, тоді:

$$I_{c.p.\text{осн}} = I_{c.p.110} = \frac{I_{c.z.} K_{cx}^{(3)}}{K_{I110}} = \frac{143,5 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 4,13 \text{ А.}$$

Використовуємо в реле ДЗТ-11 обидві вирівнювальні обмотки, як робочі, а диференційну вимикаємо. ТС 110 кВ приєднуємо до другої вирівнювальної обмотки, а ТС 10 кВ – до гальмівної і першої вирівнювальної обмотки.

Розрахункова кількість витків основної сторони:

$$\omega_{осн.розр} = \omega_{вир2.розр} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р.110}} = \frac{100}{4,13} = 24,2 \text{ витка.}$$

Приймаємо $\omega_{осн} = \omega_{роб110} = 24$ витка.

Кількість витків другої вирівнювальної обмотки, приєднаної до ТС 10 кВ неосновної сторони:

$$\omega_{неосн.розр} = \omega_{вир1.розр} = \omega_{осн} \frac{I_{осн.в}}{I_{неосн.в}} = \omega_{осн} \frac{I_{110в}}{I_{10в}} = 24 \frac{2,38}{2,8} = 19,9 \text{ витків.}$$

Приймаємо $\omega_{неосн} = \omega_{вир1} = 20$ витків.

Відносна похибка від неточного вирівнювання МРС в реле:

$$\Delta f_{вир} = \frac{\omega_{розр} - \omega_{вст}}{\omega_{розр}} = \frac{\omega_{вир1.розр} - \omega_{вир1}}{\omega_{вир1.розр}} = \frac{19,9 - 20}{19,9} = 0,005 < 0,05.$$

Необхідна кількість витків гальмівної обмотки реле типу ДЗТ-11:

$$\omega_{гал} = K_{від} \frac{I_{нб} \omega_{роб.розр}}{I_{гал} tg \alpha},$$

де $I_{нб}$ і $I_{гал}$ – відповідно первинний струм небалансу і гальмівний струм при короткому замиканні, яке є розрахунковим для вибору $\omega_{гал}$.

Максимальний розрахунковий первинний струм небалансу, приведений до сторони 10 кВ:

$$\begin{aligned} I_{нб} &= (K_{ан} K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{*РПН} + \Delta f_{вир}) I_{кзов\max}^{(3)} K_m = \\ &= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,005) \frac{115}{11} \cdot 909 = 2520 \text{ А.} \end{aligned}$$

Первинний гальмівний струм, що протікає через ТС 10 кВ:

$$I_{гал10} = I_{кзов\max}^{(3)} K_m = 909 \cdot \frac{115}{11} = 9520 \text{ А.}$$

Враховуючи, що $\omega_{роб.розр} = \omega_{вир1.розр} = 19,9$, СВ

$$\omega_{гал} \geq 1,5 \frac{2520 \cdot 19,9}{9520 \cdot 0,87} = 9,08 \text{ витків.}$$

Для кращої надійності приймаємо $\omega_{гал} = 13$ витків.

Враховуючи, що в прийнятій схемі приєднання гальмівної обмотки до ТС

10 кВ при к.з. в зоні захисту гальмування чутливості при двофазному к.з. на стороні 10 кВ:

$$K_{ч\min}^{(2)} = \frac{1,5I_{k110\min}^{(3)}\omega_{вир2}}{K_{I110}F_{с.р.відс}},$$

де $F_{с.р.відс} = 100$ А – МРС спрацювання реле типу ДЗТ-11 за відсутності гальмування ($I_{гал} = 0$):

$$K_{ч\min}^{(2)} = \frac{1,5 \cdot 532 \cdot 24}{\frac{300}{5} \cdot 100} = 3,21 > 2.$$

Приклад 9. Розрахувати параметри спрацювання пристрою RET 670 для захисту двофазного двообмоткового трансформатора типу ТДН-16000/115 з параметрами, представленими в табл. 6.1. Вихідна схема мережі наведена на рис. 6.9.

Таблиця 6.1 – Параметри трансформатора, що захищається

Найменування параметру	Позначення параметра	Одиниця вимірювання	Значення
Схема з'єднання	-	-	Y0/Δ-11
Номінальна потужність	$S_{ном}$	МВА	16
Номінальна напруга обмотки ВН	$U_{ном\text{ ВН}}$	кВ	115
Номінальна напруга обмотки НН	$U_{ном\text{ НН}}$	кВ	6,6
Величина регулювання для крайнього від'ємного становища РПН	$\Delta U_{РПН(-P0)}$	%	9×1,77
Величина регулювання для реального позитивного положення РПН (відповідає максимальному допустимому робочому напрузі мережі 126 кВ)	$\Delta U_{РПН(+P0)}$	%	5×1,77

Максимальний струм зовнішнього КЗ, який протікає через трансформатор (точка К1 на рис. 6.9), приведений до сторони ВН $I_{к.зовн\max}^{(3)} = 840$ А. Мінімальний струм міжфазного КЗ на стороні НН (точка К2 на рис. 6.9) $I_{к.\min} = 462$ А.

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму, встановлених з боку ВН та НН, рівні відповідно: $K_{I\text{ ВН}} = 150/5$ та $K_{I\text{ НН}} = 2000/5$.

Параметри трансформаторів струму з боку НН наведені в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Параметри ТС з боку НН

Найменування параметру	Позначення параметра	Одиниця вимірювання	Значення
Номинальна гранична кратність	$K_{гр,ном}$	-	25
Опір вторинної обмотки ТС постійному струму в Т-подібній заступній схемі	$Z_2 \approx R_2$	Ом	0,42
Номинальний опір навантаження	$Z_{Н,ном}$	Ом	1,2
Опір навантаження	$Z_H \approx R_H$	Ом	0,6

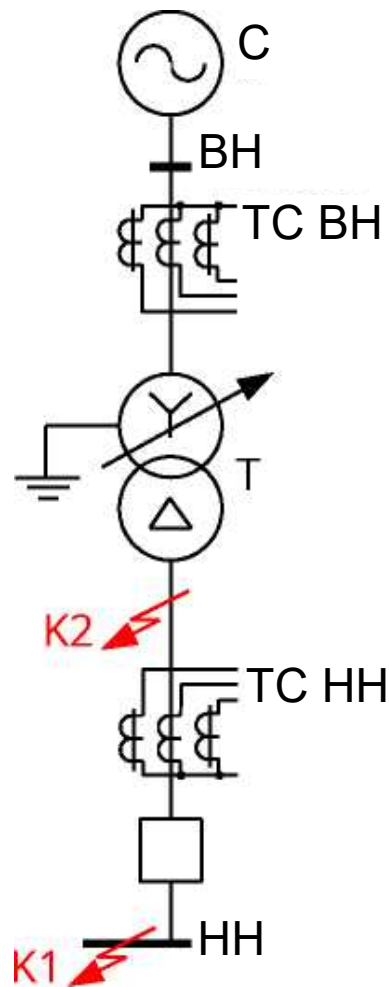


Рисунок 6.9 – Вихідна схема трансформатора, що захищається, і прилеглої мережі

Розв'язок

1. Перевірка забезпечення цифрового вирівнювання (масштабування) струмів плечей захищається автотрансформатора.

Номинальні струми сторін ВН та НН трансформатора, що захищається.

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{номВН}} = \frac{16\,000\,000}{\sqrt{3} \cdot 115\,000} = 80 \text{ А}, \quad (6.1)$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{номНН}}} = \frac{16\,000\,000}{\sqrt{3} \cdot 6\,600} = 1400 \text{ А}, \quad (6.2)$$

Вторинні струми ТС сторін ВН та НН у номінальному режимі роботи трансформатора, що захищається.

$$I_{\text{номВН.в}} = \frac{I_{\text{номВН}}}{K_{\text{ІВН}}} = \frac{80}{150/5} = 2,67 \text{ А}, \quad (6.3)$$

$$I_{\text{номНН.в}} = \frac{I_{\text{номНН}}}{K_{\text{ІНН}}} = \frac{1400}{2000/5} = 3,5 \text{ А},$$

За табл. 3.4 номінальні струми входів пристрою для плечей захисту сторін ВН $I_{\text{номВН.пр}} = 5 \text{ А}$ та НН $I_{\text{номНН.пр}} = 5 \text{ А}$, а відносна похибка вирівнювання $\Delta f_{\text{вир}^*} = 0,02$.

Умова цифрового вирівнювання амплітуд (модулів) струмів плечей:

$$0,1 < \frac{I_{\text{ном.в}}}{I_{\text{ном.пр}}} < 4, \quad (6.4)$$

для сторони ВН

$$0,1 < \frac{I_{\text{номВН.в}}}{I_{\text{номВН.пр}}} = \frac{2,67}{5} = 0,53 < 4,$$

для сторони НН

$$0,1 < \frac{I_{\text{номНН.в}}}{I_{\text{номНН.пр}}} = \frac{3,5}{5} = 0,7 < 4.$$

Умови для всіх сторін виконуються, тобто цифрове вирівнювання амплітуд (модулів) струмів плечей забезпечується.

2. Перевірка забезпечення вимог до трансформаторів струму у схемах диференційного струмового захисту.

Для забезпечення вимог до трансформаторів струму у схемах диференційного струмового захисту необхідно отримати $K_{\text{гр}}$ – приведену граничну кратність первинного струму, за якої повна похибка \mathcal{E} в усталеному режимі та заданому навантаженні не перевищує 10 %.

У випадку відсутності кривих граничної кратності ТС значення граничної кратності можна розрахувати за відомими параметрами навантаження ТС та

опором вторинної обмотки. Для ТС, встановлених з боку НН:

$$K_{гр} \approx K_{гр.ном} \frac{\sqrt{R_2^2 + 1,6R_2 Z_{Нном} + Z_{Нном}^2}}{R_2 + R_H} =$$

$$= 25 \frac{\sqrt{0,42^2 + 1,6 \cdot 0,42 \cdot 1,2 + 1,2^2}}{0,42 + 0,6} = 38,2. \quad (6.5)$$

Тоді приведена гранична кратність:

$$K'_{гр} = K_{гр} \times \frac{I_{номЛ.НН}}{I_{номНН}} = 38,2 \times \frac{2000}{1400} = 54,6. \quad (6.6)$$

Відносний максимальний струм зовнішнього КЗ

$$I_{к.зовнmax*} = \frac{I_{к.зовнmax}^{(3)}}{I_{номВН}} = \frac{840}{80} = 10,5. \quad (6.7)$$

Умова забезпечення вимог до трансформаторів струму

$$K'_{гр} \geq I_{к.зовнmax*}, \quad (6.8)$$

$$K'_{гр} = 54,6 \geq I_{к.зовнmax*} = 10,5.$$

Умова виконується, отже ТС з боку НН відповідає вимогам до ТС у схемах диференційного струмового захисту пристрою RET 60

Перевірка ТС для ВН виконується аналогічно і в прикладі не розглядається.

3. Розрахунок та вибір параметрів спрацювання диференційного струмового захисту пристрою RET 670.

3.1. Активізація функції PDIF.

Параметр Operation приймається рівним On для активізації функції диференційного захисту.

3.2 Початковий гальмівний струм EndSection1.

Параметр EndSection1, що визначає гальмівний струм, і відповідає кінцю Ділянки 1 гальмівної характеристики (рис. 3.5), приймається рівним 1,15.

3.3. Початковий диференційний струм спрацювання IdMin.

Розрахунковий коефіцієнт небалансу

$$K_{нб.розр} = \sqrt{(K'_{пер} \varepsilon_{ТС*} + \varepsilon_{ПТС*})^2 \left(1 + 2(\Delta U_{пер*} + \Delta f_{вир*})\right) + (\Delta U_{пер*} + \Delta f_{вир*})^2} = (6.9)$$

$$= \sqrt{(1,0 \cdot 0,1 + 0)^2 (1 + 2(0,16 + 0,02)) + (0,16 + 0,02)^2} = 0,21,$$

де $K'_{\text{пер}} = 1,0$ – коефіцієнт, який враховує перехідний процес. Приймається згідно з табл. 3.5 для силових трансформаторів та автотрансформаторів потужністю не більше 40 МВА, з боку НН якого немає підключених струмообмежувальних реакторів;

$\varepsilon_{\text{ТС}^*} = 0,1$ – повна відносна похибка трансформаторів струму в усталеному режимі;

$\varepsilon_{\text{ПТС}^*}$ – повна відносна похибка проміжних трансформаторів струму.

Приймається $\varepsilon_{\text{ПТС}^*} = 0$, оскільки ПТС не використовуються;

$$\Delta U_{\text{рег}^*} = \frac{\max(\Delta U_{\text{РПН}(-\text{РО})}; \Delta U_{\text{РПН}(+\text{РО})})}{100\%} = \frac{\max(9 \times 1,77\%; 5 \times 1,77\%)}{100\%} = \frac{\max(16\%; 8,85\%)}{100\%} - \text{відносна похибка, спричинена регулюванням напруги трансформатора};$$

$\Delta f_{\text{вир}^*} = 0,02$ – відносна похибка вирівнювання струмів плечей, що визначається згідно з п. 3.7.

Початковий диференційний струм спрацювання IdMin розраховується за умовою відлагодження від струмів небалансу в перехідних режимах роботи автотрансформатора за малим наскрізним струмом за виразом

$$\text{Idmin} = K_{\text{вдл}} K_{\text{нб.розр}} \text{EndSection1} = 1,2 \cdot 0,21 \cdot 1,15 = 0,29, \quad (6.10)$$

де $K_{\text{вдл}} = 1,2$ – коефіцієнт відлагодження;

Отримане значення параметра спрацювання IdMin = 0,29 більше, ніж мінімальне рекомендоване значення 0,20. Тому параметр спрацювання IdMin приймається рівним 0,29.

3.4 Гальмівний струм кінця другої (першої похилої) ділянки EndSection2.

Параметр EndSection2, який визначає гальмівний струм, і відповідає кінцю Ділянки 2 гальмівної характеристики, приймається $I_{\text{гал.розр}^*} = 2$.

3.5. Коефіцієнт гальмування другої (першої похилої) ділянки SlopeSection2.

Розрахунковий коефіцієнт небалансу

$$K_{\text{нб.розр}} = \sqrt{\left(K''_{\text{пер}} \varepsilon_{\text{ТС}^*} + \varepsilon_{\text{ПТС}^*}\right)^2 \left(1 + 2\left(\Delta U_{\text{рег}^*} + \Delta f_{\text{вир}^*}\right)\right) + \left(\Delta U_{\text{рег}^*} + \Delta f_{\text{вир}^*}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{(2,0 \cdot 0,1 + 0)^2 (1 + 2(0,16 + 0,02)) + (0,16 + 0,02)^2} = 0,29 \quad (6.11)$$

де $K''_{\text{пер}} = 2,0$ – коефіцієнт перехідного режиму. Визначається за табл. 3.6 для силових трансформаторів не більше 40 МВА, з боку НН якого немає підключених струмообмежувальних реакторів.

Розрахунковий диференційний струм

$$I_{\text{диф.розр}^*} = K_{\text{вдл}} K_{\text{нб.розр}} I_{\text{гал.розр}^*} = 1,2 \cdot 0,29 \cdot 2,0 = 0,71, \quad (6.12)$$

де $K_{\text{вдл}} = 1,2$ – коефіцієнт відлагодження;

Коефіцієнт гальмування першої похилої ділянки гальмівної характеристики розраховується за виразом:

$$\text{SlopeSection2} \geq \frac{I_{\text{диф.розр}} - \text{IdMin}}{\text{EndSection2} - \text{EndSection1}} 100\% =$$

$$= \frac{0,71 - 0,29}{2 - 1,15} 100\% = 48,4\%, \quad (6.13)$$

де $\text{IdMin} = 0,29$ – вибраний параметр спрацювання за мінімальним диференціальним струмом;

$\text{EndSection2} = 2$ – вибраний параметр, який визначає гальмівний струм кінця Ділянки 2;

$\text{EndSection1} = 1,15$ – вибраний параметр, котрий визначає гальмівний струм кінця Ділянки 1.

Параметр SlopeSection2 приймається рівним 45%.

3.6. Коефіцієнт гальмування третьої (другої похилої) ділянки SlopeSection3 .

Параметр SlopeSection3 , що визначає коефіцієнт гальмування другої похилої ділянки гальмівної характеристики (Ділянка 3 на рис. 3.5), приймається рівним 50%.

3.7. Перевірка чутливості диференційного захисту.

Струмозподіл у випадку мінімального струму міжфазного КЗ на стороні НН (точка К2 на рис. 6.9) показаний рис. 6.10,а.

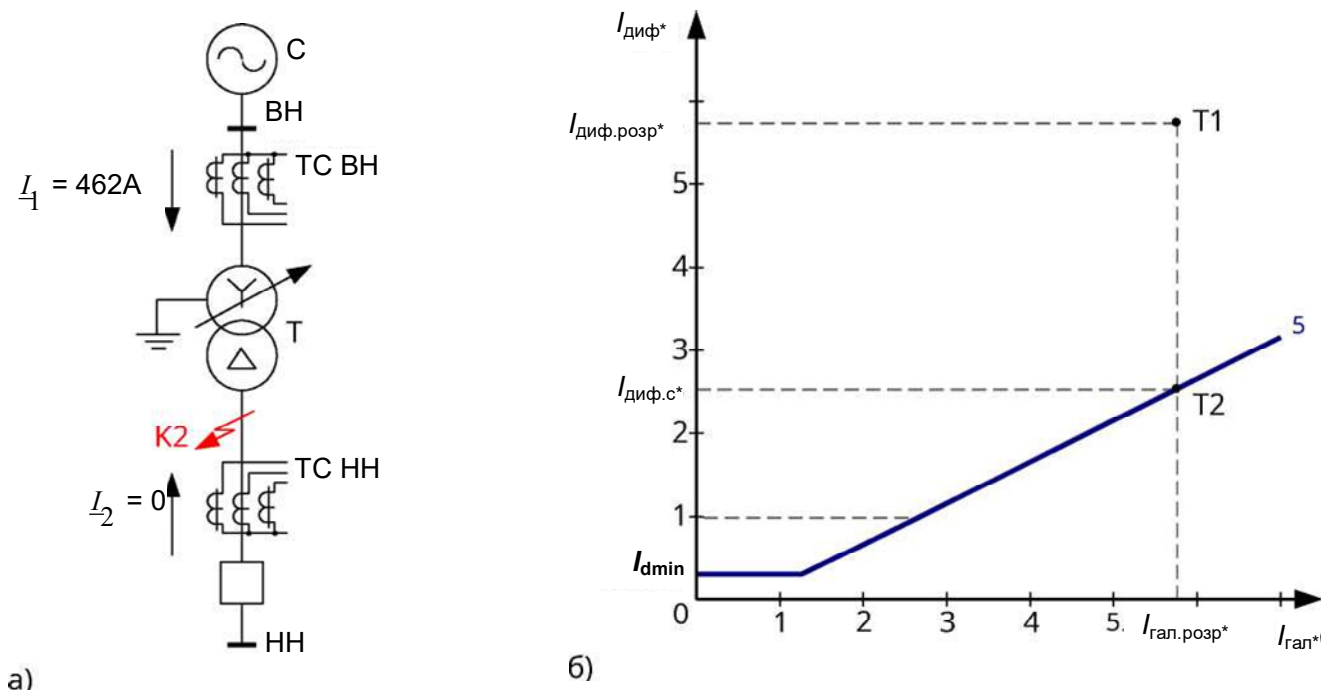


Рисунок 6.10 – Перевірка чутливості диференційного захисту

Згідно з принципом дії пристрою RET 670 розрахункові значення диференційного та гальмівного струмів у режимі, що розглядається, рівні

$$I_{\text{диф.розр}} = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2| = |462 + 0| = 462 \text{ А,}$$

$$I_{\text{гал.розр}} = \max(I_1; I_2) = \max(462; 0) = 462 \text{ А.}$$

Тоді розрахункові значення відносних диференційного та гальмівного струмів рівні відповідно

$$I_{\text{диф.розр}}^* = \frac{I_{\text{диф.розр}}}{I_{\text{ном.опор}}} = \frac{462}{80} = 5,78,$$

$$I_{\text{гал.розр}}^* = \frac{I_{\text{гал.розр}}}{I_{\text{ном.опор}}} = \frac{462}{80} = 5,78.$$

Оскільки отриманий відносний розрахунковий гальмівний струм більший, ніж початковий струм гальмування – $I_{\text{гал.розр}}^* = 5,78 > 1,25$, і тому потрапляє вище похилої ділянки характеристики, тому чутливість забезпечується і перевіряти її не обов'язково. На рис. 6.10, б точка T1 – це точка, яка відповідає режиму, що розглядається. За розрахованим гальмівним струмом $I_{\text{гал.розр}}^*$ визначається відносний диференційний струм спрацювання, тобто диференційний струм у точці T2 становить $I_{\text{диф.с}}^* = 2,55$.

Тоді коефіцієнт чутливості :

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.розр}^*}}{I_{\text{диф.с}^*}} = \frac{5,78}{2,55} = 2,3 > 2.$$

Отриманий коефіцієнт чутливості $K_{\text{ч}} = 2,2$ більший, ніж мінімальне допустиме значення 2, тобто необхідна чутливість для вибраних параметрів гальмівної характеристики забезпечується.

3.8. Струм спрацювання диференціальної відсічки IdUnre.

Розрахунок та вибір параметра спрацювання струмового органу диференційної відсічки IdUnre виконається з урахуванням двох умов:

- 1) забезпечення відлагодження від режиму кидка струму намагнічування;
- 2) забезпечення відлагодження від режиму максимального струму зовнішньому КЗ, який протікає через автотрансформатор, що захищається.

За умовою відлагодження від режиму максимального струму зовнішніх пошкодженнях, який протікає через автотрансформатор, що захищається, параметр спрацювання розраховується за виразом

$$\text{IdUnre} \geq K_{\text{вдл}} K_{\text{нб}(1)} I_{\text{кmax}^*} = 1,2 \cdot 0,65 \cdot 10,5 = 8,19, \quad (6.14)$$

де $K_{\text{вдл}} = 1,2$ — коефіцієнт відлагодження;

$K_{\text{нб}(1)} = 0,65$ – відношення амплітуди першої гармоніки струму небалансу до наведеної амплітуди періодичної складової струму зовнішнього пошкодження, який протікає через автотрансформатор, що захищається. Приймається у випадку використання усіх боків ТС із вторинним номінальним струмом 5 А;

$$I_{\text{кmax}^*} = \frac{I_{\text{кmax}}}{I_{\text{ном.опор}}} = \frac{840}{80} = 10,5 - \text{відносний максимальний струм зовнішнього}$$

трифазного КЗ;

$I_{\text{кmax}} = 840$ А – максимальний струм зовнішнього трифазного КЗ (точка К1 на схемі рис. 6.9), приведений до опорної сторони;

$I_{\text{ном.опор}} = 80$ А – номінальний струм опорної сторони (сторони ВН) трансформатора, що захищається.

Отримане значення параметра перевіряється за умовою забезпечення відлагодження від режиму кидка струму намагнічування:

$$\text{IdUnre} = 8,19 \geq 5,00.$$

Параметр спрацювання приймається рівним $\text{IdUnre} = 8,19$.

3.9. Параметр спрацювання блокування диференційного захисту за другою гармонікою I2/I1ratio.

Параметр спрацювання блокування диференційного захисту за другою гармонікою I2/I1ratio приймається рівним 14 %.

3.10. Параметр спрацювання блокування диференційного захисту по п'ятій гармоніці I5/I1ratio.

Параметр спрацювання блокування диференційного захисту за п'ятою гармонікою I5/I1ratio приймається 25%.

3.11. Активізація поперечного блокування CrossBlockEn.

Функція поперечного блокування не використовується, тобто параметр CrossBlockEn приймається рівним «Off».

3.12. Режим роботи блокувань за формою хвилі та за другою гармонікою SOTFMode.

Вибирається режим дії блокування за формою хвилі та відносною другою гармонікою паралельно за схемою «або», тобто, параметр SOTFMode приймається рівним «Off».

3.13. Активізація функції диференційного захисту за зворотною послідовністю NegSeqDiffEn.

Параметр NegSeqDiffEn приймається рівним "Off", тобто, функція диференційного захисту за зворотною послідовністю відключається.

3.14. Активізація функції контролю кіл TC OpenCNEnable.

Параметр OpenCNEnable приймається рівним «Off», тобто функції контролю кіл TC відключається.

Приклад 10. Дано: трансформатор потужністю 250 кВА, $K_m = 6 / 0,4$ кВ, номінальний струм обмотки високої напруги 24 А, низької – 361 А, обмотки з'єднані за схемою Y/Y, повний опір трансформатора, приведений до напруги 0,4 кВ $Z_m = 28,8 \cdot 10^{-3}$ Ом; струму трифазного к.з. на шинах 0,4 кВ $I_{k \max}^{(3)} = 8020$ А, струм на стороні 6 кВ $I_{k6 \max}^{(3)} = 534$ А, струм к.з. на шинах 6 кВ $I_{k6 \min}^{(2)} = 1,92$ кА.

Визначити уставки струмової відсічки, захисту від перевантажень встановленого в одній фазі.

Розв'язок

Первинний струм спрацювання відсічки, тобто без витримки часу, для забезпечення селективної дії відлагоджується від максимального струму при зовнішньому трифазному к.з.:

$$I_{c.з}^I = K_{від} I_{k6\max}^{(3)} = 1,4 \cdot 534 = 748 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається при двофазному к.з. в місці її встановлення в мінімальному режимі джерел живлення:

$$K_{\nu}^I = \frac{I_{k6\min}^{(2)}}{I_{c.з}^I} = \frac{1,92}{0,748} = 15,9 > 2.$$

При коефіцієнті трансформації ТС 6 кВ $K_I = \frac{80}{5}$ струм спрацювання реле:

$$I_{c.p}^I = \frac{K_{cx}^{(3)} I_{c.з}^I}{K_I},$$

$$I_{c.p}^I = \frac{1 \cdot 748}{80 / 5} = 46,7 \text{ А.}$$

Приймаємо реле типу РТ-40/100 з межами струму спрацювання 25...100А.

Первинний струм спрацювання реле перевантаження:

$$I_{c.з}^{III} = \frac{K_{від} I_{т.ном}}{K_n} = \frac{1,05 \cdot 24}{0,8} = 31,5 \text{ А.}$$

Захист від перевантажень здійснюється одним реле РТ-40, ввімкненим в коло одного з ТС.

Струм спрацювання реле:

$$I_{c.p}^{III} = \frac{I_{c.з}^{III}}{K_I} = \frac{31,5}{80 / 5} = 1,97 \text{ А.}$$

Приймаємо реле типу РТ-40/6 з межами струму спрацювання 1,5...6 А.

Час спрацювання захисту приймається на ступінь більше попереднього захисту (за ступеневим принципом):

$$t_{c.з} = t_{c.з}^{II} + \Delta t,$$

де $t_{c.з}^{II}$ – витримка часу спрацювання захисту встановленого зі сторони живлення;

$$t_{c.3}^{II} = t_{c.3}^I + \Delta t,$$

де $t_{c.3}^I$ – витримка часу вимкнення вимикача зі сторони НН;

$$t_{c.3}^I = t_{c.3 \max} + \Delta t,$$

де $t_{c.3 \max}$ – максимальний час спрацювання попереднього захисту.

Приклад 11. На рис. 6.11 наведена схема двотрансформаторної ПС з вказаними основними вихідними даними при максимальних робочих навантаженнях на секціях 10 кВ. На ПС прийнята роздільна робота трансформаторів на стороні 10 кВ з АВР двосторонньої дії. Визначити уставки МСЗ, який встановлений на стороні 35 кВ. Опір системи в максимальному режимі $X_{c \max} = 3,42$ Ом, в мінімальному $X_{c \min} = 6,84$ Ом. Потужність трансформатора 6,3 МВА, $K_m = \frac{35 \pm 4 \times 1,5\%}{11}$ кВ, номінальний струм обмотки високої напруги 104 А, низької – 331 А, опір трансформатора на крайньому від'ємному положенні $X_{m \min} = 12,3$ Ом, на крайньому додатному – $X_{m \max} = 18$ Ом віднесені до напруги відповідної ступені і номінальної потужності трансформатора; мінімальний струм при двофазному к.з. на шинах 10 кВ, приведений до сторони 35 кВ $I_{k \min}^{(3)} = 863$ А.

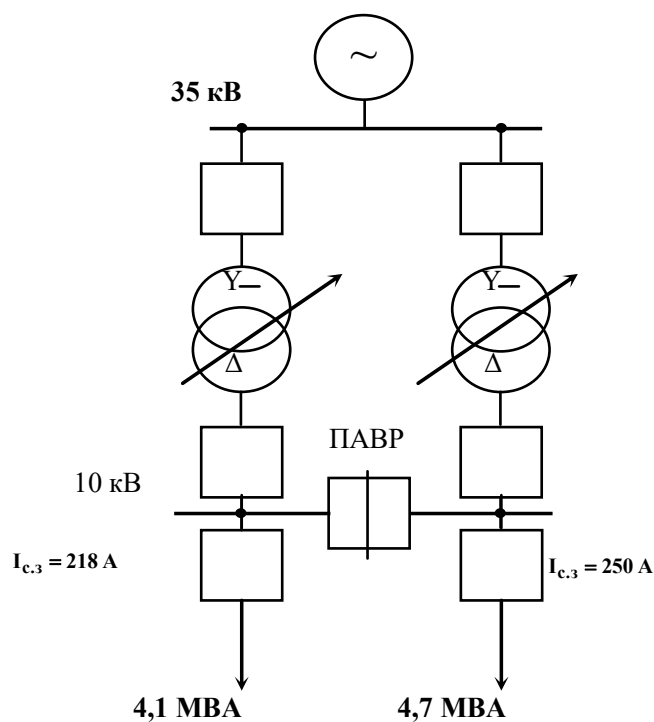


Рисунок 6.11 – Схема мережі

Розв'язок

1. МСЗ відлагоджується від сумарного струму навантаження свого трансформатора і струму самозапуску навантаження другого більш завантаженого трансформатора.

Опір узагальненого трансформатора при самозапуску віднесений до сторони ВН:

$$X'_{нав} = X'_{*нав} \frac{[U_{т.ном} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{S_{нав}},$$

де $X'_{*нав} = \frac{0,35}{K_3}$ – опір узагальненого навантаження віднесений до повної номінальної потужності в МВА з урахуванням того, що навантаження однієї секції становить 4,7 МВА:

$$K_3 = \frac{S_{нав}}{S_{т.ном}} = \frac{4,7}{6,3} = 0,75,$$

$$X'_{нав} = \frac{0,35}{0,75} \frac{[35(1 - 0,06)]^2}{4,7} = 80,6 \text{ Ом.}$$

Струм самозапуску навантаження (найбільший при меншому опорі трансформатора):

$$I'_{сзн} = \frac{U_{т.ном} (1 - \Delta U_{*РПН})}{\sqrt{3} (X_{сmax} + X_{тmin} + X'_{нав})} = \frac{35(1 - 0,06)}{\sqrt{3} (3,42 + 12,3 + 80,6)} = 196,5 \text{ А.}$$

Робочий максимальний струм менш завантаженого трансформатора:

$$I_{робmax} = \frac{S_{нав}}{\sqrt{3} U_{т.ном} (1 - \Delta U_{*РПН})} = \frac{4100}{\sqrt{3} (1 - 0,06) \cdot 35} = 72 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацювання МСЗ:

$$I_{с.з} = K_{від} (I_{робmax} + I'_{сзн}) = 1,3(72 + 196,5) = 348 \text{ А,}$$

де $K_{від} = 1,3$ – прийнятий замість рекомендованого 1,2 в наслідок приблизного визначення струму самозапуску.

Коефіцієнт повернення реле не враховується, бо до вмикання секційного вимикача 10 кВ реле не спрацьовують, тобто не замикають свої замикаючі контакти (вимкнення більш навантаженого трансформатора і дія АВР секційного

вимикача 10 кВ).

2. МСЗ відлагоджується від струмів самозапуску навантаження при тривалій роботі одного трансформатора з перевантаженням 40% (робота одного трансформатора з 40%-вим перевантаженням в режимі к.з. в мережі 10 кВ з наступним самозапуском навантаження). Тобто розглядається самозапуск навантаження обох секцій після к.з. в мережі 10 кВ в режимі роботи трансформатора з 40%-вим перевантаженням.

Мінімальний опір узагальненого навантаження при самозапуску:

$$X''_{нав} = X''_{*нав} \frac{[U_{т.ном} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{1,4 S_{т.ном}} = 0,35 \frac{[35(1 - 0,06)]^2}{1,4 \cdot 6,3} = 43,1 \text{ Ом.}$$

Струм самозапуску:

$$I''_{сзн} = \frac{U_{т.ном} (1 - \Delta U_{*РПН})}{\sqrt{3} (X_{сmax} + X_{тmin} + X''_{нав})} = \frac{35(1 - 0,06)}{\sqrt{3} (3,42 + 12,3 + 43,1)} = 324 \text{ А.}$$

Для даного режиму первинний струм спрацювання МСЗ визначається з врахуванням K_n , бо при к.з. в мережі реле можуть спрацювати і замикати свої замикаючі контакти:

$$I_{с.з} = \frac{K_{від} I''_{сзн}}{K_n} = \frac{1,3 \cdot 324}{0,8} = 526 \text{ А,}$$

де $I''_{сзн} = K_{сзн} I_{робmax}$.

3. Погодження із струмом захисту ліній, що відходять.

Струм спрацювання n -го приєднання, найбільшого з N працюючих паралельно:

$$I_{с.знmax} = \frac{I_{с.зБ}}{K_m} = \frac{250}{35/11} = 85 \text{ А.}$$

Сумарний робочий максимальний струм інших приєднань ($N - 1$):

$$\sum_{N-1} I_{робmax(N-1)} = I_{робmax} = 72 \text{ А,}$$

$$I_{с.з} = K_{від} \left(I_{с.знmax} + \sum_{N-1} I_{робmax(N-1)} \right) = 1,3(85 + 72) = 175 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{с.з} = 526 \text{ А.}$

При двофазному к.з. на стороні трикутника струм в одній фазі на стороні зірки становить $\frac{2I_k^{(2)}}{\sqrt{3}} = I_k^{(3)}$. Тому, якщо на стороні зірки ТС і реле з'єднані згідно з двофазною трирелейною схемою або трифазною трирелейною, СВ в одному з трьох реле пройдётиме струм трифазного к.з. і коефіцієнт чутливості:

$$K_u = \frac{I_{k\min}^{(3)}}{I_{c.з}} = \frac{863}{526} = 1,64 > 1,5.$$

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} K_{cx}}{K_I}.$$

Приклад 12. Вибрати уставки МСЗ з пуском за напругою двох трансформаторів по 10 МВА напругою $\frac{35 \pm 4 \times 1,5\%}{11}$ кВ; схема з'єднань обмоток Y/Δ; схема мережі аналогічна схемі попереднього приклада; трансформатори працюють окремо. Струм трифазного к.з. через один трансформатор при пошкодженні на шинах 10 кВ в мінімальному режимі системи і при найбільшому опорі трансформатора становить 300А приведений до напруги 110 кВ; коефіцієнт самозапуску навантаження $K_{cзн} = 2,8$; струм самозапуску навантаження 140 А. Опір системи в мінімальному режимі $X_{c\min} = 6,84$ Ом; опір трансформатора на крайньому додатному положенні $X_{m\max} = 18$ Ом віднесені до напруги відповідної ступені і номінальної потужності трансформатора, опір узагальненого трансформатора при самозапуску віднесений до сторони ВН $X_{cзн} = 43,1$ Ом.

Розв'язок

Струм спрацювання МСЗ без пуску за напругою:

$$I_{c.з} = \frac{K_{від} I_{cзн}}{K_n} = \frac{1,2 \cdot 140}{0,8} = 210 \text{ А}.$$

При коефіцієнті трансформації ТС $K_I = \frac{150}{5}$ і схемі з'єднання ТС трикутником, струм спрацювання реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} K_{cx}}{K_I} = \frac{210\sqrt{3}}{150/5} = 12,1 \text{ А.}$$

Мінімальний струм в реле при к.з.:

$$I_p = \frac{I_{k \min}^{(3)} K_{cx}}{K_I} = \frac{300\sqrt{3}}{150/5} = 17,3 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_u = \frac{I_{k \min}^{(3)}}{I_{c.3}} = \frac{300}{210} = 1,42 < 1,5.$$

Для збільшення чутливості МСЗ встановлюється типовий пусковий орган напруги.

У цьому випадку струм спрацювання захисту відлагодження від максимального струму навантаження, що становить $1,4I_{т.ном}$ без врахування самозапуску навантаження, тобто, $K_{cзн} = 1$, а відлагодження від струмів самозапуску здійснюється пусковим органом напруги:

$$I_{c.3} = \frac{K_{від} I_{роб \max}}{K_n} = \frac{1,2 \cdot 1,4 \cdot 50}{0,8} = 105 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості реле струму:

$$K_u = \frac{I_{k \min}^{(3)}}{I_{c.3}} = \frac{300}{105} = 2,9 > 1,5.$$

Захист узгоджується за струмом з захистами ліній, що відходять.

Комбінований пусковий орган напруги складається з фільтра напруги зворотної послідовності з реле максимальної напруги і реле мінімальної напруги, котушка якого ввімкнена на лінійну напругу через розмикаючий контакт фільтр-реле (для понижувальних трансформаторів).

Первинна напруга спрацювання фільтр-реле зворотної послідовності відлагоджується від напруги небалансу в нормальному режимі:

$$U_{2c.3} = 0,06U_{ном.нн} = 0,06 \cdot 10000 = 600 \text{ В.}$$

Напруга спрацювання фільтр-реле:

$$U_{2c.p} = \frac{U_{2c.3}}{K_U} = \frac{600}{10/0,1} = 6 \text{ В,}$$

що відповідає мінімальній уставці реле типу РНФ–1М з межами уставок 6...12 В

(при вмиканні реле на лінійну напругу).

Напруга зворотної послідовності в місці встановлення захисту при металічному двофазному к.з. на шинах 10 кВ:

$$U_{2k \min}^{(2)} = 0,5U_{ном} = 0,5 \cdot 10000 = 5000 \text{ В.}$$

Коефіцієнт чутливості фільтр-реле:

$$K_{2ч} = \frac{U_{2k \min}^{(2)}}{U_{2с.з}} = \frac{5000}{600} = 8,3 > 2.$$

Первинна напруга спрацювання реле мінімальної напруги визначається з умови надійного вертання (при якому розмикається контакт) при мінімальній залишковій напрузі, від якої живляться ці реле, в процесі самозапуску двигунів навантаження після вимкнення зовнішнього к.з.:

$$U_{с.з} = \frac{U_{зали \min}}{K_{від} K_n},$$

де $K_{від} = 1,1 \dots 1,2$; $K_n = 1,2$ для реле РН-50.

Мінімальна залишкова напруга буде при мінімальному режимі системи і максимальному опорі трансформатора з РПН:

$$U_{\min} = \frac{U_{роб \min} X_{сзн}}{X_{с \min} + X_{m \max} + X_{сзн}} = \frac{115 \cdot (1 - 0,016) \cdot 43,1}{6,84 + 18 + 43,1} = 61,21 \text{ кВ.}$$

Міжфазна напруга на стороні НН:

$$U_{зали \min} = \frac{U_{\min}}{K_{m \max \text{ рел}}} = \frac{61210}{115 \cdot (1 + 0,06) / 10} = 4594 \text{ В.}$$

Тоді:

$$U_{с.з} = \frac{4594}{1,2 \cdot 1,2} = 3190 \text{ В.}$$

Напруга спрацювання реле:

$$U_{с.р} = \frac{U_{с.з}}{K_U} = \frac{3190}{10 / 0,1} = 31,9 \text{ В.}$$

Приймаємо реле типу РН-54/60.

Максимально можлива величина напруги на перехідному опорі електричної дуги:

$$U_R = 1050 \cdot \ell_d,$$

де ℓ_{δ} – довжина дуги, м.

В момент виникнення дуги вона дорівнює віддалі між струмопровідними частинами, але з часом, внаслідок її роздування, вона збільшується. Приймаючи, що витримка часу більше 1 сек., приблизно приймається, що її довжина збільшується в 3...4 рази. Протягом 1 сек. довжина збільшується приблизно в 2 рази.

Приймаючи віддаль між фазами 0,2 м:

$$U_R = 1050 \cdot (3...4) \cdot 0,2 = 630...840 \text{ В.}$$

Коефіцієнт чутливості для комбінованого пускового органу:

$$K_{\text{чU}} = \frac{K_n U_{\text{с.з}}}{U_R} = \frac{1,2 \cdot 3190}{630...840} = 4,62...6,09 > 2.$$

Приклад 13. Визначити можливість застосування диференційної відсічки на трансформаторі потужністю 4 МВА, $K_m = \frac{35 \pm 2 \times 2,5\%}{10,5}$ кВ, номінальний струм обмотки високої напруги 66 А, низької – 220 А, трансформатори струму, вибрані з коефіцієнтами трансформації: на стороні високої напруги $K_{I35} = \frac{150}{5}$ А, на стороні низької напруги $K_{I10} = \frac{300}{5}$ А. Струми трифазного к.з. в максимальному і мінімальному режимах, приведені до напруги 35 кВ, однакові і становлять 680 А.

Розв'язок

1. Первинні і вторинні номінальні струми в плечах диференційного захисту:

$$I_{35\phi} = \frac{I_{\text{ном}35} K_{\text{сх}}^{(3)}}{K_{I35}} = \frac{66 \cdot \sqrt{3}}{150/5} = 3,8 \text{ А,}$$

$$I_{10\phi} = \frac{I_{\text{ном}10} K_{\text{сх}}^{(3)}}{K_{I10}} = \frac{220 \cdot 1}{300/5} = 3,67 \text{ А.}$$

2. Струм небалансу:

$$I_{нб} = \left(K_{ан} K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{*PIH} + \frac{I_{35\text{в}} - I_{10\text{в}}}{I_{35\text{в}}} \right) I_{k\text{max}}^{(3)} =$$

$$= \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + \frac{3,8 - 3,67}{3,8} \right) \cdot 680 = 193 \text{ А.}$$

3. Первинний струм спрацювання диференційної відсічки:

1) відлагоджується від струму небалансу:

$$I_{c.3} \geq K_{від} I_{нб} = 1,3 \cdot 193 = 250 \text{ А;}$$

2) відлагоджується від кидка струму намагнічування при вмиканні ненавантаженого трансформатора під напругу:

$$I_{c.3} \geq (3...4) I_{т.ном} = (3...4) \cdot 66 = (196...264) \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{c.3} = 264 \text{ А.}$

4. Коефіцієнт чутливості при схемі виконання МСЗ трикутником з трьома або двома реле визначається за вторинними струмами к.з. і спрацювання захисту:

$$I_{p\text{min}} = \frac{1,5 I_{k\text{min}}^{(3)}}{K_I} = \frac{1,5 \cdot 680}{150 / 5} = 34 \text{ А,}$$

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} K_{cx}}{K_I} = \frac{264 \cdot \sqrt{3}}{150 / 5} = 15,2 \text{ А,}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{p\text{min}}}{I_{c.p}} = \frac{34}{15,2} = 2,32 > 2.$$

Приклад 14. Перевірити трансформатори струму на стороні 110 кВ типу ТВТ-110 при таких даних: струм спрацювання МСЗ $I_{c.3}^{III} = 130 \text{ А}$; коефіцієнт трансформації $K_{I110} = \frac{150}{5}$; схема вмикання – трикутник з двома реле; максимальний струм к.з. перед трансформатором, що захищається $I_{k\text{max}}^{(3)} = 4,4 \text{ кА}$; захист виконаний на змінному оперативному струмі з використанням реле струму РТ-40/20, проміжного реле РП-321, реле часу РВМ-12 для МСЗ і РНТ-565 для диференційного захисту.

Розв'язок

1. Перевірка на 10%-ву похибку здійснюється за розрахунковою умовою

МСЗ, оскільки вона важча, ніж в диференційному захисті (отримуються менші допустимі навантаження $Z_{н.дон}$). Це викликано особливостями кривих граничної кратності вбудованих ТС при малих кратностях струму (на зворотній вітці деяких кривих зменшення кратності струму K_{10} призводить до зменшення допустимого навантаження $Z_{н.дон}$ (див. рис. Г-4).

Гранична кратність:

$$K_{10} = \frac{I_{1розр}}{I_{1номI}} = \frac{1,1I_{с.з}^{III}}{I_{1номI}} = \frac{1,1 \cdot 130}{150} = 0,95.$$

За кривими граничної кратності для трансформаторів струму типу ТВТ-110 при $K_{I110} = \frac{150}{5}$ визначається допустиме навантаження $Z'_{н.дон} = 0,93 \text{ Ом}$. Для двох послідовно ввімкнених однакових вторинних обмотках ТВТ-110:

$$Z_{н.дон} = 2Z'_{н.дон} = 2 \cdot 0,93 = 1,86 \text{ Ом}.$$

Фактичне розрахункове вторинне навантаження для прийнятої схеми:

$$Z_{н.розр} = 3R_{пр} + 3Z_p + R_k,$$

$$Z_p = Z_{pМСЗ} + Z_{pДЗ} + Z_{pПР} + Z_{pРЧ},$$

де опір реле струму РТ-40/20 визначається за споживаною потужністю реле $S = 0,5 \text{ ВА}$ при мінімальній уставці 5 А :

$$Z_{pМСЗ} = \frac{S}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

– опір проміжного реле типу РП-321 визначається за споживаною потужністю реле $S = 10 \text{ ВА}$ при подвійному струмі спрацювання 10 А :

$$Z_{pПР} = \frac{S}{(2I_{с.р})^2} = \frac{10}{(2 \cdot 10)^2} = 0,05 \text{ Ом};$$

– опір реле часу типу РВМ-12 визначається за споживаною потужністю реле $S = 10 \text{ ВА}$ при подвійному струмі спрацювання 5 А :

$$Z_{pРЧ} = \frac{S}{(2I_{с.р})^2} = \frac{10}{(2 \cdot 5)^2} = 0,1 \text{ Ом};$$

– опір струмового диференційного реле типу РНТ-565 або ДЗТ-11 приблизно

приймається $Z_{p_{ДЗ}} = 0,1 \text{ Ом}$ (при вмиканні на гальмівній обмотці реле ДЗТ-11 більше 12 витків $Z_{p_{ДЗ}} = 0,2 \text{ Ом}$) для перевірки ТС того плеча диференційного захисту, в яке ввімкнена гальмівна обмотка;

– опір алюмінієвих проводів при довжині 35 м і перерізі 4 мм²:

$$R_{np} = \frac{\ell}{\gamma F} = \frac{35}{34,5 \cdot 4} = 0,25 \text{ Ом},$$

$$Z_{н.розр} = 3 \cdot 0,25 + 3(0,02 + 0,1 + 0,05 + 0,02) + 0,1 = 1,8 \text{ Ом} < Z_{н.дон}.$$

2. Для перевірки надійної роботи контактів струмових реле максимального захисту за струмом $I_{k_{\max}}^{(3)} = 4,4 \text{ кА}$ визначаємо максимальну кратність струму к.з. на початку захисної ділянки:

$$K_{\max} = \frac{I_{k_{\max}}^{(3)}}{I_{1номI}} = \frac{4400}{150} = 29,5.$$

Враховуючи, що дві вторинні обмотки ТС ввімкнені послідовно, СВ розрахункове навантаження:

$$0,5Z_{н.розр} = 0,5 \cdot 1,8 = 0,9 \text{ Ом}.$$

За відповідною кривою $K_{10дон} = 17$.

Узагальнений коефіцієнт:

$$A = \frac{K_{\max}}{K_{10дон}} = \frac{29,5}{17} = 1,74.$$

За кривою $f = \Psi(A)$ (рис. 5.2) $f = 30\% < f_{дон} = 50\%$, тобто надійна робота контактів забезпечується.

3. Амплітудна величина напруги на виводах вторинної обмотки ТС:

$$U_{2\max} = \sqrt{2}K_{\max} I_{2ном} Z_{н.розр} = \sqrt{2} \cdot 29,5 \cdot 5 \cdot 1,8 = 377 < 1400 \text{ В}.$$

Приклад 15. Перевірити трансформатори струму захисту лінії 10 кВ типу ТПЛ-10 при таких даних: струм спрацювання МСЗ $I_{c.3}^{III} = 48 \text{ А}$; коефіцієнт трансформації $K_{I10} = \frac{30}{5}$; схема вмикання – двофазна дворелейна з дешунтуванням електромагніта вимкнення; максимальний струм к.з. в місці

встановлення захисту $I_{k\max}^{(3)} = 0,64$ кА; захист виконаний на змінному оперативному струмі з використанням реле струму РТ-85/1.

Розв'язок

1. Перевірка на 10%-ву похибку здійснюється для двох режимів: до дешунтування і після дешунтування електромагніта вимкнення.

1.1. Перевірка на 10%-ву похибку до дешунтування електромагніта вимкнення.

Гранична кратність при струмі усталеної (незалежної) частини характеристики спрацювання реле РТ-80, тобто при струмі $5I_{c.з}^{III}$:

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{розр}}}{I_{1\text{номI}}} = \frac{1,1I_{c.з}^{III}}{I_{1\text{номI}}} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 48}{30} = 8,8.$$

За кривими граничної кратності для трансформаторів струму типу ТПЛ-10 класу точності Р при $K_{10} = \frac{30}{5}$ визначається допустиме навантаження $Z_{н.доп} = 1$ Ом.

Фактичне розрахункове вторинне навантаження для прийнятої схеми неповної зірки:

$$Z_{н.розр} = 2R_{np} + Z_p + R_k,$$

де опір реле струму РТ-80/1 визначається за споживаною потужністю реле $S = 10$ ВА при струмі уставки:

$$I_{c.p} = \frac{K_{cx} I_{c.з}^{III}}{K_I} = \frac{1 \cdot 48}{30 / 5} = 8 \text{ А},$$

приймаємо струм уставки 8 А, тоді:

$$Z_p = \frac{S}{I^2} = \frac{10}{8^2} = 0,16 \text{ Ом};$$

Опір алюмінієвих проводів при довжині 8 м і перерізі 4 мм²:

$$R_{np} = \frac{\ell}{\gamma F} = \frac{8}{34,5 \cdot 4} = 0,06 \text{ Ом},$$

$$Z_{н.розр} = 2 \cdot 0,06 + 0,16 + 0,1 = 0,38 \text{ Ом} < Z_{н.доп}.$$

Повна похибка трансформаторів струму до дешунтування електромагніта вимкнення $\varepsilon < 10$ %, що забезпечує точну роботу індукційного елемента реле РТ-

85/1, який визначає залежну характеристику реле

1.2. Перевірка на 10%-ву похибку після дешунтування електромагніта вимкнення.

Фактичне розрахункове вторинне навантаження збільшується на опір електромагніта вимкнення:

$$Z_{EB} = \frac{S}{I^2} = \frac{58}{5^2} = 2,3 \text{ Ом},$$

де $S = 58 \text{ ВА}$ – споживана потужність електромагніта вимкнення типу РТМ в приводі ПП-67 при струмі спрацювання 5 А.

Тоді:

$$Z_{н.розр} = 0,38 + 2,3 = 2,68 \text{ Ом} > Z_{н.доп}$$

і $\varepsilon > 10 \%$. Тому перевіримо трансформатори струму на 10%-ву похибку при розрахунковому струмі спрацювання електромагніта вимкнення 5 А. Гранична кратність:

$$K_{10} = \frac{I_{1розр}}{I_{1номI}} = \frac{(1,4...1,8) I_{с.зЕВ} K_I}{K_{сх}^{(3)} I_{1номI}} = \frac{(1,4...1,8) \cdot 5 \cdot 30 / 5}{1 \cdot 30} = (1,4...1,8).$$

За кривими граничної кратності для трансформаторів струму типу ТПЛ-10 класу точності Р при $K_{110} = \frac{30}{5}$ визначається допустиме навантаження

$Z_{н.доп} = 7 \text{ Ом} > Z_{н.розр} = 2,68 \text{ Ом}$, отже $\varepsilon < 10 \%$.

2. Для перевірки надійної роботи контактів струмових реле максимального захисту за струмом $I_{k \max}^{(3)} = 0,64 \text{ кА}$ визначаємо максимальну кратність струму к.з. на початку захисної ділянки:

$$K_{\max} = \frac{I_{k \max}^{(3)}}{I_{1номI}} = \frac{630}{30} = 21,3.$$

За розрахунковим навантаженням до дешунтування $Z_{н.розр} = 0,38 \text{ Ом}$ визначаємо $K_{10доп} = 16$.

Узагальнений коефіцієнт

$$A = \frac{K_{\max}}{K_{10доп}} = \frac{21,3}{16} = 1,33.$$

За кривою $f = \Psi(A)$ (рис. 5.2) $f = 20 \% < f_{доп} = 50\%$, тобто, надійна

робота контактів забезпечується.

3. Амплітудна величина напруги на виводах вторинної обмотки трансформатора струму для режиму після дешунтування електромагніта вимкнення:

$$U_{2\max} = \sqrt{2} K_{\max} I_{2\text{ном}} Z_{н.розр} = \sqrt{2} \cdot 21,3 \cdot 5 \cdot 2,68 = 400 \text{ В} < 1400 \text{ В}.$$

7 ЗАВДАННЯ

Тема роботи: захист елементів розподільчої мережі.

Мета роботи: навчитись розраховувати захист елементів розподільчої мережі.

Вид завдання: у курсовому проекті необхідно розраховувати захист лінії 6(10) кВ та трансформатора 35(110)/6(10) кВ.

Зміст пояснювальної записки.

- розрахунок струму при трифазному і двофазному к.з. для моменту часу $t = 0$;

- вибір трансформаторів струму;

- вибір схеми з'єднань трансформаторів струму та реле;

- розрахунок уставок спрацювання та визначення чутливості диференційного, максимального струмового захисту та струмового захисту від перевантажень трансформатора;

- вибір уставок спрацювання ступеневого струмового захисту лінії, визначення струму спрацювання реле та чутливості окремих ступеней захисту;

- вибір реле захисту;

- вибір схем захисту трансформатора та лінії;

- перевірка вибраних трансформаторів струму.

Вихідна схема розрахунку захисту електричної мережі та трансформатора подана на рис. 7.1.

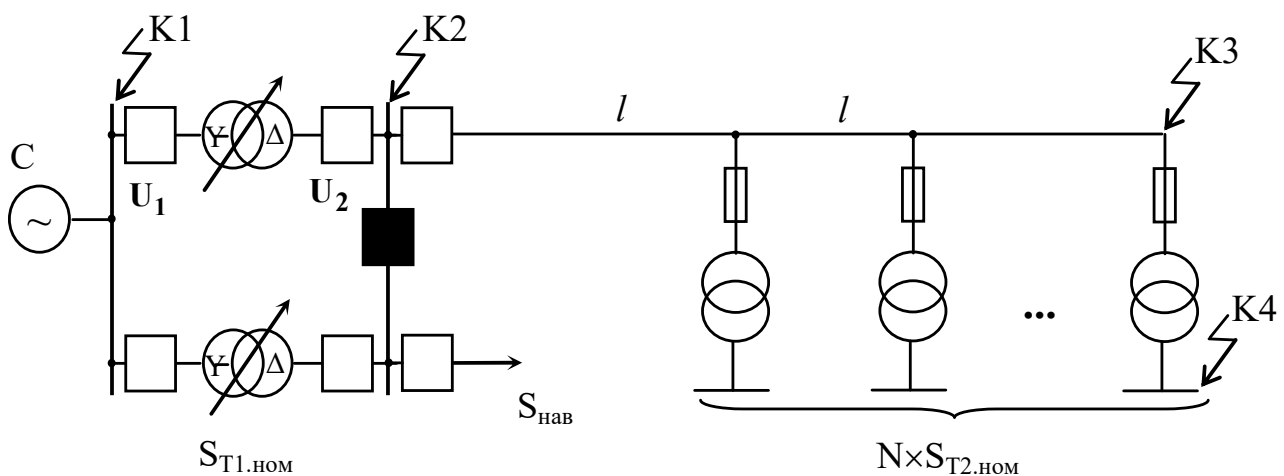


Рисунок 7.1 – Вихідна схема розрахунку

Зміст графічної частини:

- схема захисту лінії;
- схема захисту трансформатора.

Вихідні дані для розрахунку наведені в табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Вихідні дані для розрахунку КППЗ

Варіант	$S_{T1.ном.}$ МВА	U_1 , кВ	U_2 , кВ	$I_{k1max}^{(3)}$, кА	$I_{k1min}^{(3)}$, кА	$S_{T2.ном.}$, МВА	l , км	$S_{наб.}$, МВА	Сумарна довжина приєднаної мережі НН, км		Тип реле для	
									ПЛ	КЛ	двоступеневого струмового захисту	захисту від замикань на землю
1	6,3	110	10	0,6	0,57	4×0,4	0,1	1	40	10	РТ-81	РТ-40/0,2
2	10	110	10	0,97	0,91	3×0,63	0,15	1,8	50	11	РТ-82	РТЗ-50
3	16	110	10	1,34	1,25	5×0,63	0,2	3,3	100	12	РТ-83	ЗЗП-1
4	25	110	10	1,71	1,59	6×0,4	0,25	2,5	150	15	РТ-84	УСЗ-2/2
5	40	110	10	2,08	1,93	6×0,63	0,3	4	25	16	РТ-85	РТ-40/0,2
6	6,3	35	10	2,45	2,27	1	0,35	1,1	35	10	РТ-86	РТЗ-50
7	10	35	10	2,82	2,61	1×1,6	0,4	1,9	45	11	РТ-91	ЗЗП-1
8	16	35	10	3,19	2,95	2×1,6	0,45	3,4	95	12	РТ-95	УСЗ-2/2
9	25	35	10	3,56	3,29	1×2,5	0,5	2,6	130	15	РТ-81	РТ-40/0,2
10	40	35	10	3,93	3,63	4×1	0,55	4,2	26	16	РТ-82	РТЗ-50
11	6,3	110	6,3	4,3	3,97	1	0,6	1,2	36	10	РТ-83	ЗЗП-1
12	10	110	6,3	4,67	4,31	2×1	0,65	2	46	11	РТ-84	УСЗ-2/2
13	16	110	6,3	5,04	4,65	9×0,4	0,7	3,5	96	12	РТ-85	РТ-40/0,2
14	25	110	6,3	5,41	4,99	4×0,63	0,75	2,7	5	15	РТ-86	РТЗ-50
15	40	110	6,3	5,78	5,33	7×0,63	0,8	4,4	27	16	РТ-91	ЗЗП-1
16	6,3	35	6,3	6,15	5,67	2×0,63	0,85	1,3	37	10	РТ-95	УСЗ-2/2
17	10	35	6,3	6,52	6,01	6×0,4	0,9	2,1	47	11	РТ-81	РТ-40/0,2
18	16	35	6,3	6,89	6,35	6×0,63	0,95	3,6	97	12	РТ-82	РТЗ-50
19	25	35	6,3	7,26	6,69	4×0,63	1	2,8	10	15	РТ-83	ЗЗП-1
20	40	35	6,3	7,63	7,03	7×0,63	1,05	4,5	28	16	РТ-84	УСЗ-2/2
21	6,3	110	10	8	7,37	4×0,4	1,1	1,4	38	10	РТ-85	РТ-40/0,2
22	10	110	10	8,37	7,71	1×2,5	1,15	2,2	48	11	РТ-86	РТЗ-50
23	16	110	10	8,74	8,05	9×0,4	1,2	3,7	98	12	РТ-91	ЗЗП-1
24	25	110	10	9,11	8,39	7×0,4	1,25	2,9	15	15	РТ-95	УСЗ-2/2
25	40	110	10	9,48	8,73	3×1,6	1,3	4,6	29	16	РТ-81	РТ-40/0,2

Варіант	$S_{T1,ном},$ МВА	$U_1,$ кВ	$U_2,$ кВ	$I_{к1max}^{(3)},$ кА	$I_{к1min}^{(3)},$ кА	$S_{T2,ном},$ МВА	$l,$ км	$S_{нав},$ МВА	Сумарна довжина приєднаної мережі НН, км		Тип реле для	
									ПЛ	КЛ	двоступеневого струмового захисту	захисту від замикань на землю
26	6,3	35	10	9,85	9,07	1×1,6	1,35	1,5	39	10	РТ-82	РТЗ-50
27	10	35	10	10,22	9,41	2×1	1,4	2,3	49	11	РТ-83	ЗЗП-1
28	16	35	10	10,59	9,75	2×1,6	1,45	3,8	99	12	РТ-84	УСЗ-2/2
29	25	35	10	10,96	10,09	5×0,63	1,5	3	20	15	РТ-85	РТ-40/0,2
30	40	35	10	11,33	10,43	2×2,5	1,55	4,8	30	16	РТ-86	РТЗ-50
31	6,3	110	6,3	11,7	10,77	3×0,63	1,6	1,6	40	10	РТ-91	ЗЗП-1
32	10	110	6,3	12,07	11,11	7×0,4	1,65	2,4	50	11	РТ-95	УСЗ-2/2
33	16	110	6,3	12,44	11,45	4×1	1,7	3,9	100	12	РТ-81	РТ-40/0,2
34	25	110	6,3	12,81	11,79	3×1	1,75	3,1	25	15	РТ-82	РТЗ-50
35	40	110	6,3	13,18	12,13	5×1	1,8	5	40	16	РТ-83	ЗЗП-1
36	6,3	35	10	13,33	12,25	2×0,4	1,85	1,7	40	16	РТ-84	РТ-40/0,2
37	10	35	10	13,57	12,47	3×0,63	1,9	2,5	50	10	РТ-85	РТЗ-50
38	16	35	10	13,79	12,61	4×0,63	1,95	3,9	100	11	РТ-86	ЗЗП-1
39	25	35	10	13,91	12,86	5×0,4	2	3,2	150	12	РТ-91	УСЗ-2/2
10	40	35	10	14,12	13,08	6×0,63	2,05	5,1	25	15	РТ-95	РТ-40/0,2

Примітки:

1. Кількість приєднань на шину – 4.
2. ГПП парних варіантів виконана з вимикачами 110(35) кВ, непарних варіантів – з короткозамикачами і відокремлювачами відповідних напруг.

Додаток А

Розрахункові величини напруги короткого замикання (u_k , %) на крайніх відгалуженнях регульованої обмотки, віднесені до номінальної потужності трансформатора і напруг відповідних крайніх відгалужень

Таблиця А.1 – Для трансформаторів з первинною напругою 110 кВ

$S_{т.ном}$, МВА	Величини u_k , % між обмотками	
	ВС-СН	ВН-НН
Двообмоткові трансформатори		
6,3	–	9,63/11,8
10	–	8,7/12,36
16	–	9,82/11,5
25	–	9,84/11,72
40	–	9,59/11,46
Триобмоткові трансформатори		
6,3	10,12/12,28	17,23/19,51
10	9,99/12,69	16,66/19,5
16	9,5/11,69	16,4/18,5
16	16,48/18,58	9,58/11,79
25	9,36/11,2	16,34/10,21
40	9,36/11,5	16,63/18,79
40	16,55/18,78	9,36/11,48

Примітки

1. Для усіх вказаних трансформаторів $U_{ном.сер} = 115$ кВ; $U_{ном.мін} = 96,6$ кВ (при $\Delta U_{рпн} = -16\%$); $U_{ном.макс} = 133,4$ кВ (при $\Delta U_{рпн} = +16\%$); величина напруги короткого замикання при середній напрузі регульованої обмотки (115 кВ) $u_{к.сер} = 10,5\%$ або 17%.

2. У чисельнику вказані величини $u_{к.мін}$ при $\Delta U_{рпн} = -16\%$, в знаменнику $u_{к.макс}$ при $\Delta U_{рпн} = +16\%$.

3. Величини u_k між обмотками СН та НН приблизно 6 або 6,5% незалежно від напруги (відгалуження) регульованої обмотки ВН.

Таблиця А.2 – Для трансформаторів з первинною напругою 35 кВ

$S_{т.ном}$, МВА	Положення відгалуження	$U_{ном}$ відгалужень, кВ	u_k , %
1...2,5	Крайнє від'ємне	31,85	6,85
	Середнє	35,00	6,50
	Крайнє додатне	38,15	6,00
4 та 6,3	Крайнє від'ємне	31,85	7,00
	Середнє	35,00	7,50
	Крайнє додатне	38,15	8,60

Додаток Б
Величини коефіцієнта С для визначення термічної стійкості
провідників

Тип провідників	С
Кабелі до 10 кВ:	
з мідними жилами	141
з алюмінієвими жилами	85
Кабелі 20 – 35 кВ:	
з мідними жилами	110
з алюмінієвими жилами	70
Кабелі та ізольовані проводи з полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією:	
з мідними жилами	123
з алюмінієвими жилами	75
Кабелі та ізольовані проводи з поліетиленовою ізоляцією:	
з мідними жилами	103
з алюмінієвими жилами	85
Шини	
мідні	105
алюмінієві	90
стальні	
які не мають безпосереднього з'єднання з апаратом	66
безпосередньо з'єднані з апаратом	60
Алюмінієва частина сталюалюмінієвих проводів	98

Додаток В

Рекомендовані величини номінальних струмів плавких вставок для захисту силових трансформаторів 6 (10) / 0,4 кВ

Потужність трансформатора, кВА	Номінальний струм плавкої вставки на відповідній стороні, А		
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ
25	50	7,5	3
40	75	10	7,5
63	100	15	10
100	150	20	15
160	250	30	20
250	400	40	30
400	600	75	40
630	1000	100	75
1000	—	150	100
1600	—	200	150
2500	—	300	200

Додаток Г

Середні величини ємнісного струму металічного замикання на землю однієї фази

Таблиця Г.1 – Середня величина ємнісного струму металічного замикання на землю однієї фази кабельних ліній при частоті 50 Гц

Переріз кабелю, мм ²	Ємнісні струми (А/км) при номінальній напрузі кабелю		
	для мережі 6 кВ		для мережі 10 кВ
	6 кВ	10 кВ	10 кВ
16	0,31	0,26	0,43
25	0,43	0,34	0,56
35	0,49	0,38	0,63
50	0,58	0,44	0,73
70	0,73	0,52	0,87
95	0,89	0,61	1,02
120	1,0	0,70	1,16
150	1,19	0,78	1,30
185	1,28	0,91	1,51
240	1,33	1,01	1,8

Таблиця Г.2 – Середня величина ємнісного струму металічного замикання на землю однієї фази повітряної лінії при частоті 50 Гц

Характеристика лінії	Ємнісні струми (А/км) при номінальній напрузі	
	6 кВ	10 кВ
Одноколова лінія без линви	0,013	0,0256
Одноколова лінія з линвою	0,015	0,032
Двоколова лінія з линвою	0,017	0,035

Додаток Д

Струми спрацювання захистів від замикань на землю

Таблиця Д.1 – Струми спрацювання захисту, виконаного на реле РТ-40/0,2, РТЗ-50

Тип трансформатора струму	Тип реле	Уставка струму спрацювання реле, А	Мінімальний первинний струм спрацювання захисту $I_{с.з.min}$, А	
			Один ТСНП	Два послідовно з'єднаних ТСНП
ТЗЛМ-1	РТ-40/0,2	0,1	8,5	10,2
	РТЗ-50	0,03	2,5	3,2
ТЗРЛ	РТ-40/0,2	0,1	25	30
	РТЗ-50	0,03	3	4
ТЗЛ-95	РТ-40/0,2	0,1	6,2	8,0
	РТЗ-50	0,03	3,2	4,0
ТЗЛ	РТ-40/0,2	0,1	7,0	9,0
	РТЗ-50	0,03	3,5	4,0

Таблиця Д.2 – Первинний струм спрацювання захисту, виконаного на пристрої УСЗ-2/2

Уставка $I_{уст.}, А$	Струм спрацювання (А) УСЗ-2/2 на різних уставках для частот (Гц), рівних						
	50	150	250	350	550	650	2000
25	5	1,74	0,95	0,61	0,48	0,57	2,0
50	10	2,8	1,4	0,85	0,73	0,98	3,2
100	20	5,1	2,5	1,35	1,47	2,05	6,5
250	50	10,4	4,85	2,44	3,4	4,95	16,0

Додаток Е

Характеристики струмових реле $t_p=f(I_p/I_{c.p.})$:

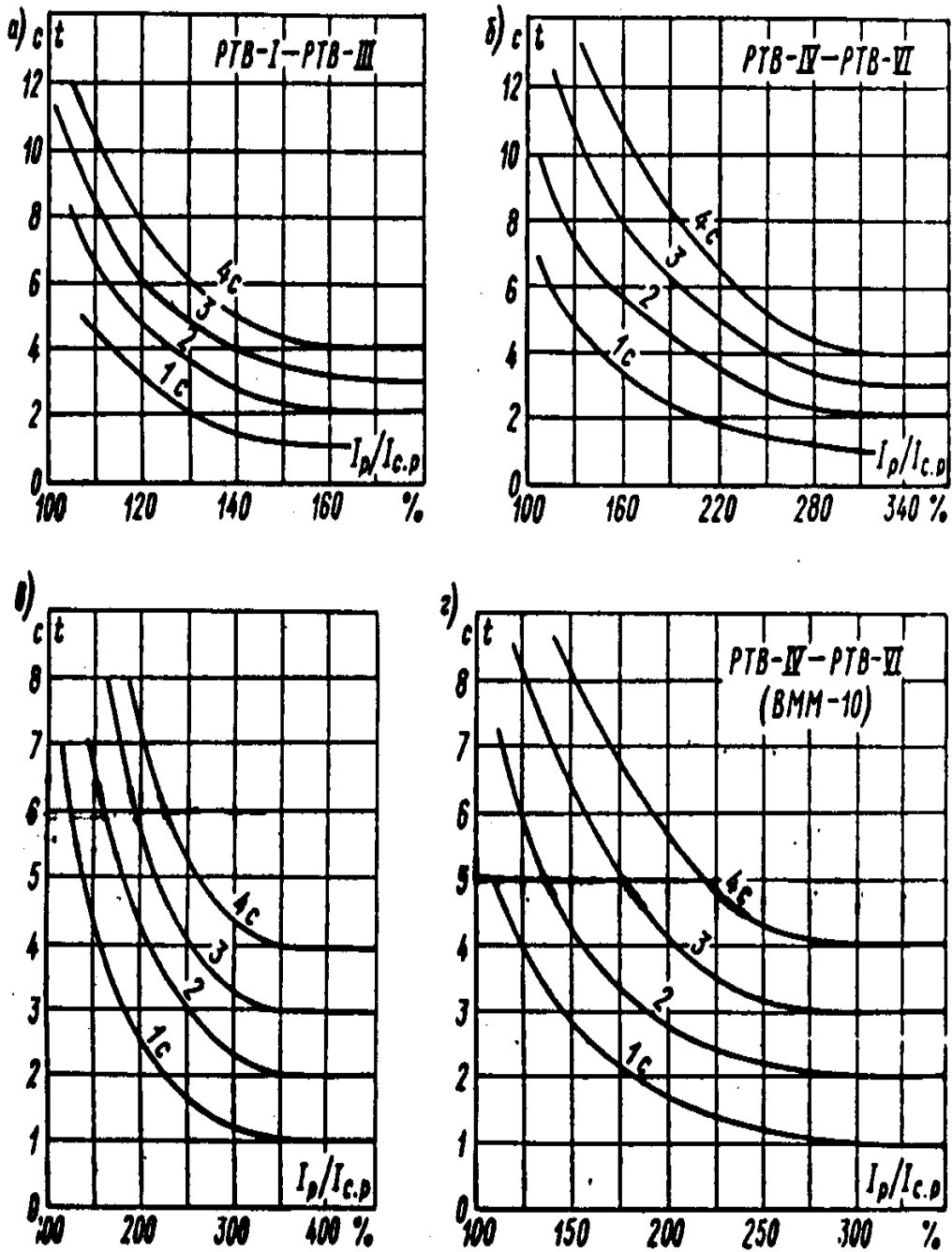


Рисунок Е.1 – Характеристики струмових реле $t_p=f(I_p/I_{c.p.})$:

а і б – реле типу РТВ ризького заводу “Енергоавтоматика” (приводи типу ПП-61, ПП-67);

в – реле типу РТВ об’єднання “Електроапарат”;

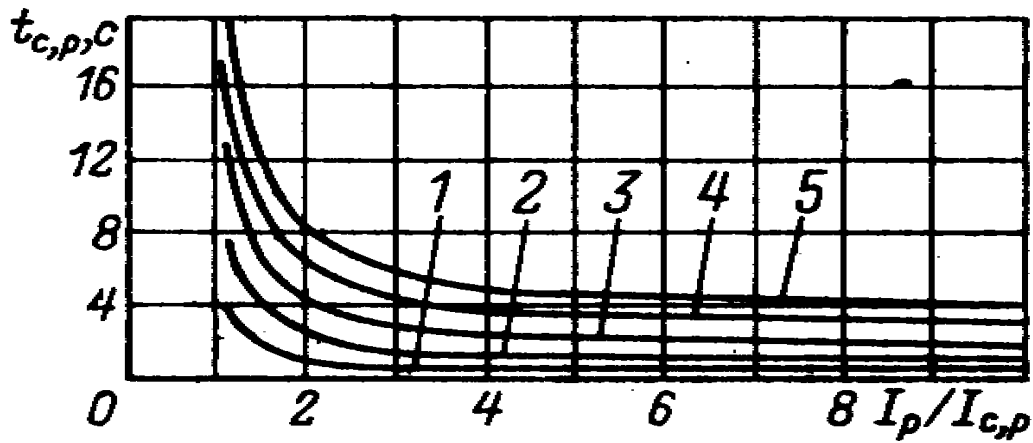


Рисунок Е.2 – Характеристики $t_p=f(I_p/I_{c,p})$ індукційного елемента реле РТ-81, РТ-83 і РТ-85

1 – уставка 0,5 сек.; 2 – уставка 1,0 сек.; 3 – уставка 2,0 сек.; 4 – уставка 3,0 сек.; 5 – уставка 4,0 сек.

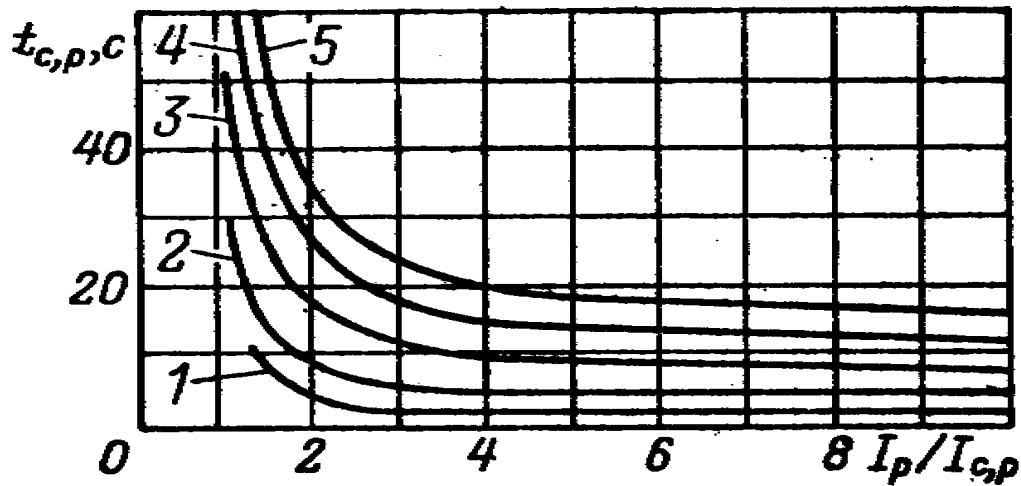


Рисунок Е.3 – Характеристики $t_p=f(I_p/I_{c,p})$ індукційного елемента реле РТ-82, РТ-84 і РТ-86

1 – уставка 2 сек.; 2 – уставка 4 сек.; 3 – уставка 8 сек.; 4 – уставка 12 сек.; 5 – уставка 16 сек.

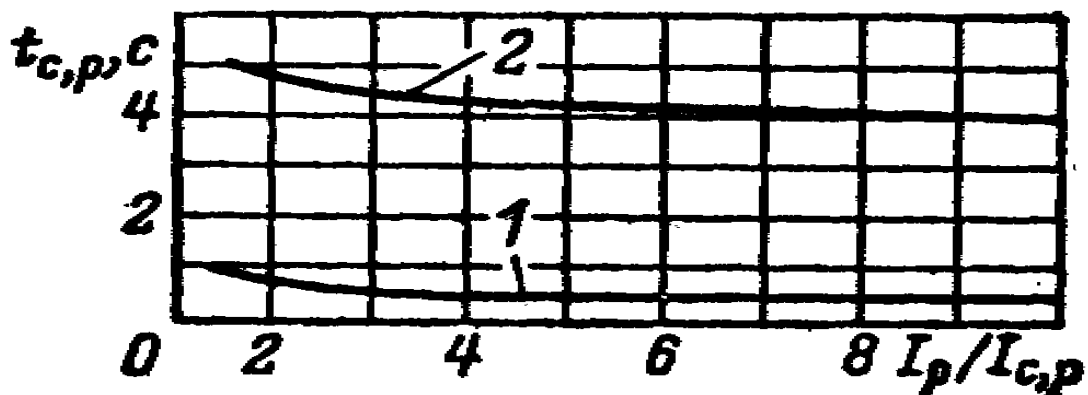


Рисунок Е.4 – Характеристики $t_p=f(I_p/I_{c,p})$ індукційного елемента реле РТ-91 і РТ-95

1 – уставка 0,5 сек.; 2 – уставка 4 сек.

Додаток Ж

Часоструміві характеристики плавких запобіжників

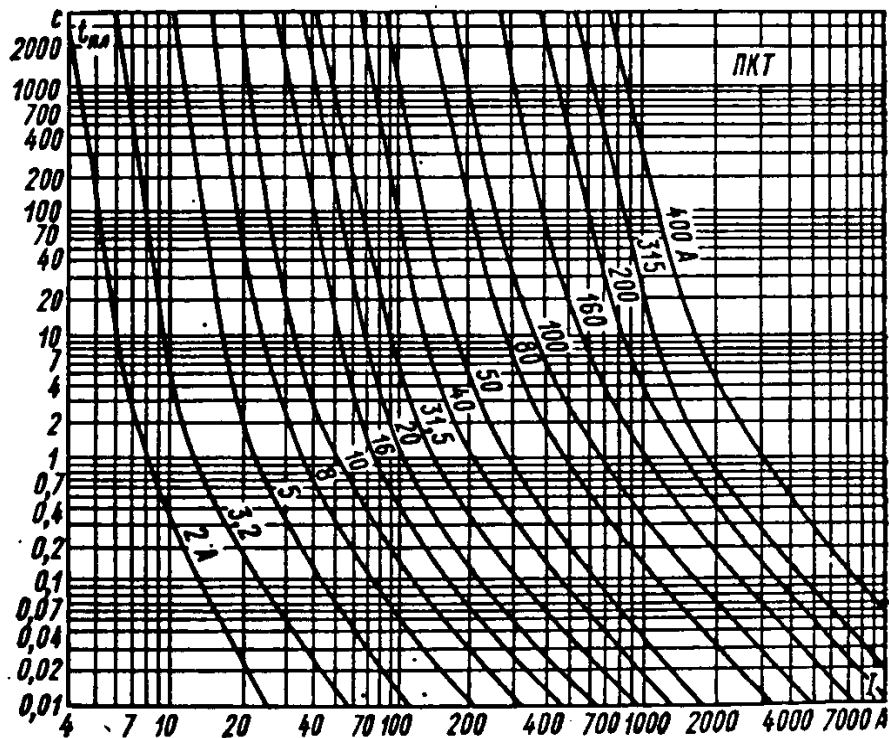


Рисунок Ж.1 – Часоструміві характеристики плавких запобіжників типу ПКТ напругою 6 кВ з номінальними струмами вимкнення 20 і 40 кА (Каталог “Електротехніка СРСР” –02.50.02-82, рис.1, а)

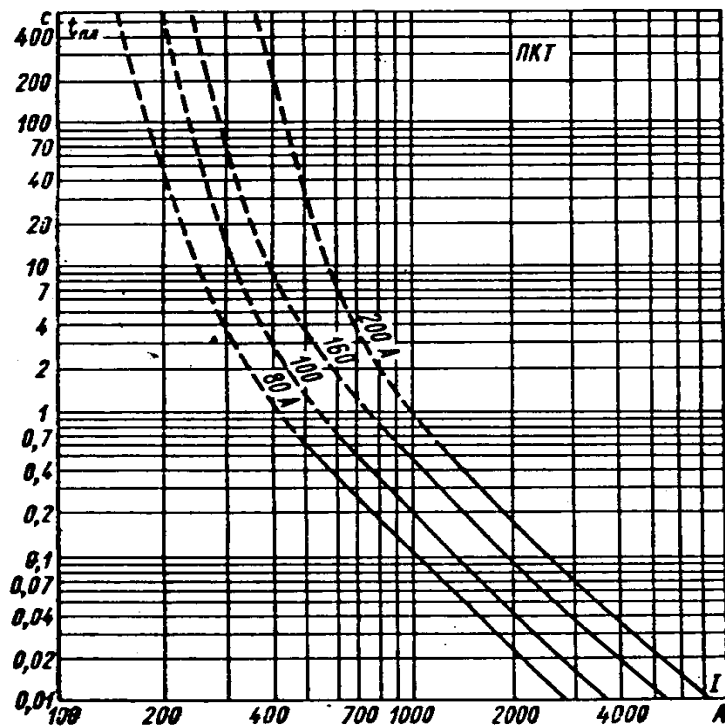


Рисунок Ж.2 – Часоструміві характеристики плавких запобіжників типу ПКТ напругою 6 кВ ПКТ103-6-80 і 100А, ПКТ104-6-160 і 200 А з номінальним струмом вимкнення 31,5 кА (Каталог “Електротехніка СРСР”–02.50.02-82, рис. 1, г). Кінець штрихової частини характеристики відповідає мінімальному струму вимкнення.

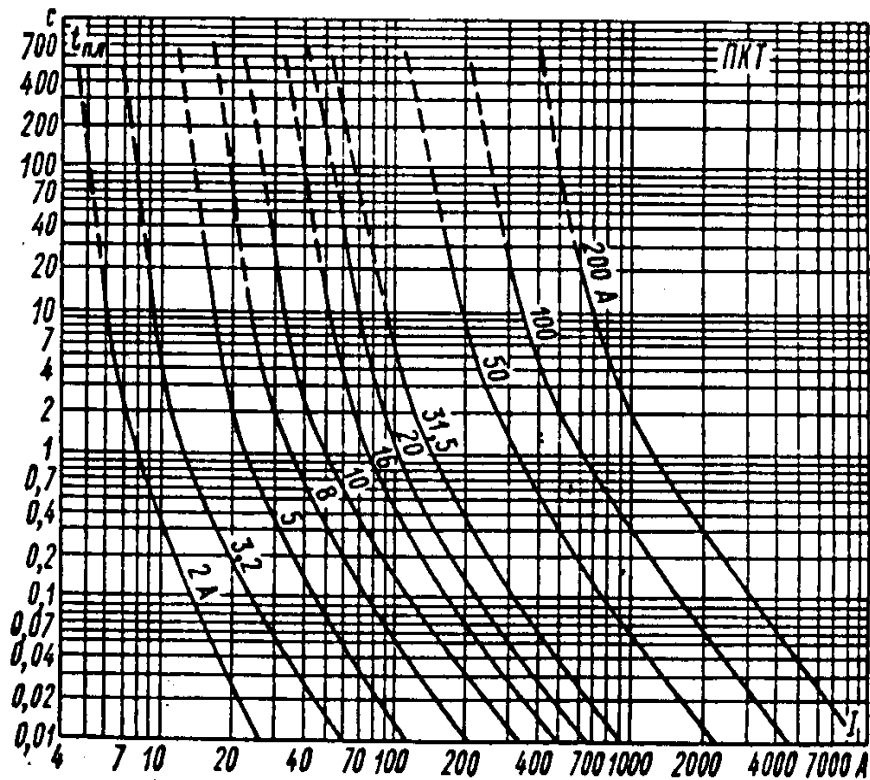


Рисунок Ж.3 – Часоструміві характеристики плавких запобіжників типу ПКТ напругою 10 кВ з номінальним струмом вимкнення 12,5 кА (Каталог “Електротехніка СРСР” –02.50.02-82, рис.1, б)

Кінець штрихової частини характеристики відповідає мінімальному струму

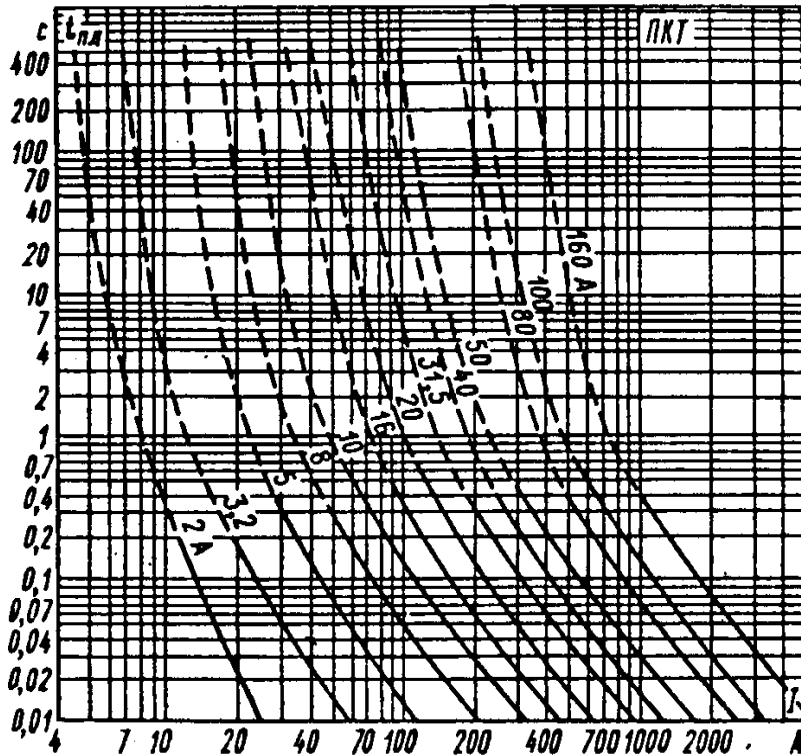


Рисунок Ж.4 – Часоструміві характеристики плавких запобіжників типу ПКТ напругою 10 кВ з номінальними струмами вимкнення 20 і 31,5 кА (Каталог “Електротехніка СРСР” –02.50.02-82, рис.1, в)

Кінець штрихової частини характеристики відповідає мінімальному

Додаток К

Уставки функцій пристрою REF615

Таблиця К.1 – Групові уставки функції RHLPTOC (чутливого ступеня трифазного ненаправленого максимального струмового захисту)

Найменування параметру	Значення (діапазон)	Од. вимір.	Крок	Стандарт.	Опис
Пускове значення	0,05...5,00	$\times I_{НОМ}$	0,01	0,05	Пускове значення
МножникПускЗнач	0,8...10,0		0,1	1,0	Коефіцієнт масштабування пускового значення
Час спрацювання	40...200000	мс	10	40	Витримка часу на спрацювання

Таблиця К.2 – Групові уставки функції RHLPTOC (загрубленого ступеня трифазного ненаправленого максимального струмового захисту)

Найменування параметру	Значення (діапазон)	Од. вимір.	Крок	Стандарт.	Опис
Пускове значення	0,05...5,00	$\times I_{НОМ}$	0,01	0,05	пускове значення
МножникПускЗнач	0,8...10,0		0,1	1,0	Коефіцієнт масштабування пускового значення
Час спрацювання	40...200000	мс	10	40	Витримка часу на спрацювання

Таблиця К.3 – Групові уставки функції RHLPTOC (відсічки трифазного ненаправленого максимального струмового захисту)

Найменування параметру	Значення (діапазон)	Од. вимір.	Крок	Стандарт.	Опис
Пускове значення	1,00...40,00	$\times I_{НОМ}$	0,01	1,00	Пускове значення
МножникПускЗнач	0,8...10,0		0,1	1,0	Коефіцієнт масштабування пускового значення
Час спрацювання	20...200000	мс	10	20	Витримка часу на спрацювання

Таблиця К.4 – Групові уставки функції EFLPTOC (чутливого ступеня ненаправленого захисту від замикань на землю)

Найменування параметру	Значення (діапазон)	Од. вимір.	Крок	Стандарт.	Опис
Пускове значення	0,01...5,00	$\times I_{НОМ}$	0,01	0,01	Пускове значення
МножникПускЗнач	0,8...10,0		0,1	1,0	Коефіцієнт масштабування пускового значення
Час спрацювання	40...200000	мс	10	40	Витримка часу на спрацювання

Таблиця К.5 – Групові уставки функції EFHPTOC (загрубленого ступеня ненаправленого захисту від замикань на землю)

Найменування параметру	Значення (діапазон)	Од. вимір.	Крок	Стандарт.	Опис
Пускове значення	0,01...40,00	$\times I_{НОМ}$	0,01	0,10	Пускове значення
МножникПуск Знач	0,8...10,0		0,1	1,0	Множник для масштабування значення пуску
Час спрацювання	40...200000	мс	10	40	Витримка часу на спрацювання

Таблиця К.6 – Групові уставки функції EFIPTOC (миттєвого ступеня ненаправленого захисту від замикань на землю)

Найменування параметру	Діапазон	Од. вимір.	Крок	Стандарт.	Опис
Пускове значення	0,10...40,00	$\times I_{НОМ}$	0,01	0,10	Пускове значення
МножникПуск Знач	0,8...10,0		0,1	1,0	Коефіцієнт масштабування пускового значення
Час спрацювання	20...200000	мс	10	20	Витримка часу на спрацювання

Таблиця К.7 – Групові уставки функції DEFLPDEF (чутливого ступеня направленого захисту від замикань на землю)

Найменування параметру	Значення (діапазон)	Од. вимір.	Крок	Стандарт.	Опис
Пускове значення	0,01...5,00	$\times I_{НОМ}$	0,01	0,01	Пускове значення
МножникПуск Знач	0,8...10,0		0,1	1,0	Коефіцієнт масштабування пускового значення
Направленість	1 = Ненаправлений 2 = Прямий 3 = Зворотний			2 = Прямий	Направленість
Режим роботи	1 = Фазний кут 2 = $I_0 \sin$ 3 = $I_0 \cos$ 4 = Фазний кут 80 5 = Фазний кут 88			1 = фазний й кут	Критерій роботи
Кут характеристики	-179...180	град	1	-90	Характеристичний кут
Макс.кут прям.напр.	0...90	град	1	88	Максимальний кут в прямому напрямку
Макс.кут звор.напр.	0...90	град	1	88	Максимальний кут в зворотному напрямку
Мін.кут прям.напр.	0...180	град	1	88	Мінімальний кут в прямому напрямку
Мін.кут звор.напр.	0...180	град	1	88	Мінімальний кут в зворотному напрямку
Напруга пуску	0,010...1,000	$\times U_{НОМ}$	0,001	0,010	Пускове значення напруги

Найменування параметру	Значення (діапазон)	Од. вимір.	Крок	Стандарт.	Опис
Контроль напруги	0 = Брехня 1 = Істина			1 = Істина	Контроль рівня напруги

Таблиця К.8 – Групові уставки функції DEFHPDEF (загубленого ступеня направленою захисту від замикань на землю)

Найменування параметру	Значення (діапазон)	Од. вимір.	Крок	Стандарт.	Опис
Пускове значення	0,10...40,00	$\times I_{НОМ}$	0,01	0,10	Пускове значення
МножникПускЗнач	0,8...10,0		0,1	1,0	Коефіцієнт масштабування пускового значення
Направленість	1 = Ненаправлений 2 = Прямий 3 = Зворотний			2 = Пряма	Режим направленості
Час спрацювання	60...200000	мс	10	60	Витримка часу на спрацювання
Режим роботи	1 = Фазний кут 2 = $I_o \sin$ 3 = $I_o \cos$ 4 = Фазний кут 80 5 = Фазний кут 88			1 = Фазний кут	Критерій роботи
Кут характеристики	-179 ..180	град	1	-90	Характеристичний кут
Макс.кут прям.напр.	0...90	град	1	88	Максимальний кут в прямому напрямку
Макс. кут зворот. напр.	0...90	град	1	88	Максимальний кут в зворотному напрямку
Мін.кут прям.напр.	0...180	град	1	88	Мінімальний кут в прямому напрямку
Мін. кут зворот.напр.	0...180	град	1	88	Мінімальний кут в зворотному напрямку
Напруга пуску	0,010...1,000	$\times U_{НОМ}$	0,001	0,010	Пускове значення напруги
Контроль напруги	0 = Брехня 1 = Істина			1 = Істина	Контроль рівня напруги

Додаток Л

Перелік параметрів пристрою RET 670

Позначення параметра	Одиниця вимірювання	Діапазон	Крок	За замовчуванням	Опис параметра
Функція диференційного захисту PDIF, 87T					
Operation	–	Off On	–	Off	Активізація функції диференційного захисту
EndSection1	У частках від $I_{ном.опор}^*$	0,20...1,50	0,01	1,25	Відносний гальмівний струм, який відповідає кінцю першої ділянки гальмівної характеристики
IdMin	У частках від $I_{ном.опор}^*$	0,10...0,60	0,01	0,30	Відносний мінімальний диференційний струм спрацювання на першій ділянці гальмівної характеристики
EndSection2	У частках від $I_{ном.опор}^*$	1,00...10,00	0,01	3,00	Відносний гальмівний струм, який відповідає кінцю другої ділянки гальмівної характеристики
SlopeSection2	%	10,0...50,0	0,1	40,0	Коефіцієнт гальмування на другій (першій похилій) ділянці гальмівної характеристики (тангенс кута нахилу)
SlopeSection3	%	30,0...100,0	0,1	80,0	Коефіцієнт гальмування на третій (другій похилій) ділянці гальмівної характеристики (тангенс кута нахилу)
IdUnre	У частках від $I_{ном.опор}^*$	1,00...50,00	0,01	10,00	Відносний мінімальний диференційний струм спрацювання диференційної відсічки
I2/I1Ratio	%	5...100	1	15	Величина спрацювання блокування захисту за другою гармонікою
I5/I1Ratio	%	5...100	1	25	Величина спрацювання блокування за п'ятою гармонікою
CrossBlockEn	–	Off On	–	On	Активізація перехресного блокування захисту між фазами
SOFTMode	–	Off On	–	On	Активізація функції включення на пошкодження
NegSeqDiffEn	–	Off On	–	On	Активізація функції диференційного захисту за зворотною послідовністю
OpenCNEnable	–	Off On	–	On	Активізація функції контролю кіл ТС
Функція диференційного струмового захисту нульової послідовності REF					

Позначення параметра	Одиниця вимірювання	Діапазон	Крок	За замовчуванням	Опис параметра
Operation	–	Вимк Увімк	–	Вимк	Активізація функції диференціальної струмового захисту нульовий послідовності
IdMin	% від $I_{ном.опор}^*$	4...100	1	30	Мінімальний диференційний струм спрацювання
ROA	Градуси	60...90	–	60	Кут спрацювання реле в градусах

Додаток М

Розрахункові формули для визначення вторинного навантаження ТС

Схема з'єднань ТС і вторинного навантаження	Вид к.з.	Вторинне розрахункове навантаження ТС (на фазу)
<p>1. Повна зірка</p>	$K^{(3)}, K^{(2)}$	$Z_{н.розр} = R_{пр} + Z_{р.ф} + R_k$
	$K^{(1)}$	$Z_{н.розр} = 2R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.N} + R_k$
<p>2. Неповна зірка</p>	$K^{(3)}$	$Z_{н.розр} = \sqrt{3}R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.звор} + R_k$
	$K^{(A,B)}$ або $K^{(B,C)}$	$Z_{н.розр} = 2R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.звор} + R_k$
	$K^{(2)}$ за тр-ром $Y/\Delta-11$	$Z_{н.розр} = 3R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.звор} + R_k$
<p>3. Вмикання на різницю струмів двох фаз</p>	$K^{(3)}$	$Z_{н.розр} = \sqrt{3}(2R_{пр} + Z_p) + R_k$
	$K^{(A,C)}$	$Z_{н.розр} = 4R_{пр} + 2Z_p + R_k$
	$K^{(A,B)}$ або $K^{(B,C)}$	$Z_{н.розр} = 2R_{пр} + Z_p + R_k$
<p>4. Трикутник</p>	$K^{(3)}, K^{(2)}$; $K^{(2)}$ за тр-ром $Y/\Delta-11$	$Z_{н.розр} = 3(R_{пр} + Z_{р.ф}) + R_k$
	$K^{(1)}$	$Z_{н.розр} = 2(R_{пр} + Z_{р.ф}) + R_k$
<p>5. Послідовне з'єднання вторинних обмоток ТС</p>	—	$Z_{н.розр} = \frac{Z'_{н.розр}}{2}$, де $Z'_{н.розр}$ — навантаження, розраховане за формулами пп.1-4; ТА1, ТА2 — ТС одного класу точності
<p>6. Паралельне з'єднання вторинних обмоток ТС</p>	—	$Z_{н.розр} = 2Z'_{н.розр}$
<p>Примітки: 1. Розрахункове навантаження визначається для найнавантаженішої фази.</p> <p style="text-align: center;">2. $R_k = 0,1 \text{ Ом}$.</p>		

Додаток Н

Споживана потужність струмових обмоток

Таблиця Н.1 – Споживана потужність струмових обмоток реле РТ-40

Тип реле	Споживана потужність за мінімальної уставки, ВА
РТ-40/0,2	0,2
РТ-40/0,6	0,2
РТ-40/2	0,2
РТ-40/6	0,5
РТ-40/10	0,5
РТ-40/20	0,5
РТ-40/50	0,8
РТ-40/100	1,8
РТ-40/200	8
РТ-40/Ф	1
РТ-40/Р	0,15÷1

Таблиця Н.2 – Споживана потужність струмових обмоток реле РТ-80, РТ-90

Тип реле	Споживана потужність за уставки спрацювання, ВА
РТ-80	10
РТ-90	25

Таблиця Н.3 – Опір і споживана потужність струмових обмоток вимірювальних приладів і реле

Назва приладів і реле	Опір обмоток, Ом	Споживана потужність, ВА
Амперметр	0,2÷0,4	-
Ватметр і варметр	0,2÷0,4	-
Лічильники активної і реактивної енергії	0,06	-
Фільтр-реле РТФ-1М	-	5,5 (на фазу)

Реле проміжне РП-321, РП-341	-	10 (при подвійному струмі спрацювання 10 А)
Реле часу РВМ-12, РВМ-13	-	10 (при подвійному струмі спрацювання 5 А)

Додаток П

Криві граничних кратностей деяких типів трансформаторів струму

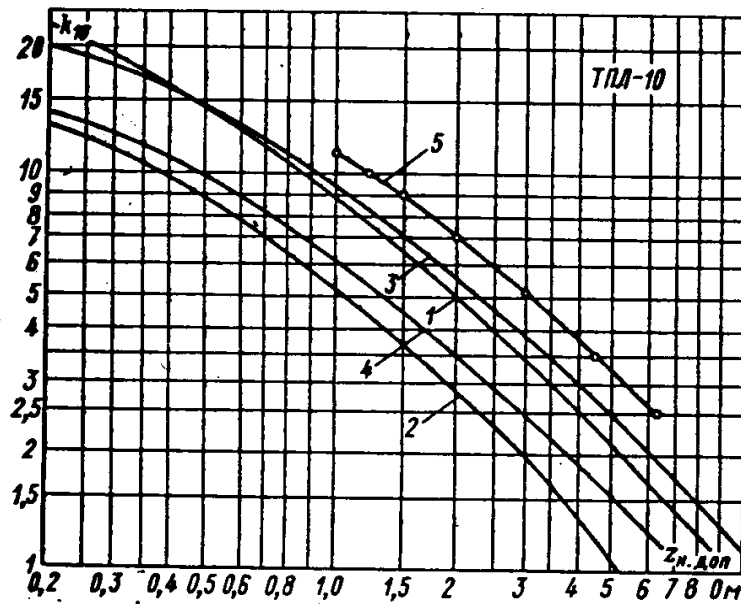


Рисунок П.1 – Криві граничних кратностей трансформаторів струму типу ТПЛ-10
 1 – для $K_1=5/5 \div 300/5$ класу Р; 2 – для $K_1=5/5 \div 300/5$ класу 0,5; 3 – для $K_1=400/5$ класу Р; 4 – для $K_1=400/5$ класу 0,5; 5 – сумарна для послідовно ввімкнених обмоток класів Р та 0,5 ($K_1=5/5 \div 300/5$), побудована сумуванням $Z_{н.доп}$ при одних і тих же значеннях K_{10} по кривим 1 і 2.

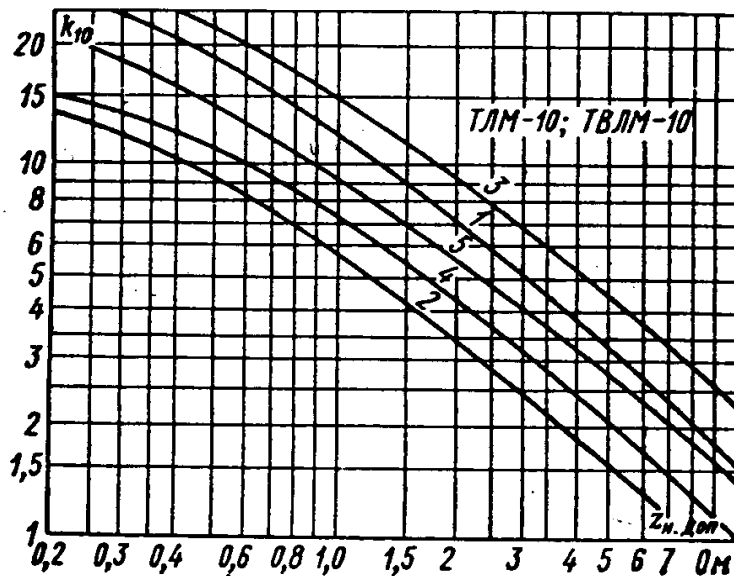


Рисунок П.2 – Криві граничних кратностей трансформаторів струму типів ТЛМ-10 і ТВЛМ-10

1 – $K_1=50/5 \div 300/5$ і $1000/5$ (ТЛМ) і $20/5 \div 300/5$ (ТЛМ) класу Р; 2 – $K_1=50/5 \div 300/5$ (ТЛМ) і $20/5 \div 300/5$, $600/5$ (ТВЛМ) класу 0,5; 3 – $K_1=400/5 \div 800/5$ і $1500/5$ (ТЛМ, ТВЛМ) класу Р; 4 – $K_1=400/5 \div 800/5$ і $1000/5$ (ТЛМ, ТВЛМ) класу 0,5; 5 – $K_1=1500/5$ (ТЛМ, ТВЛМ) класу 0,5.

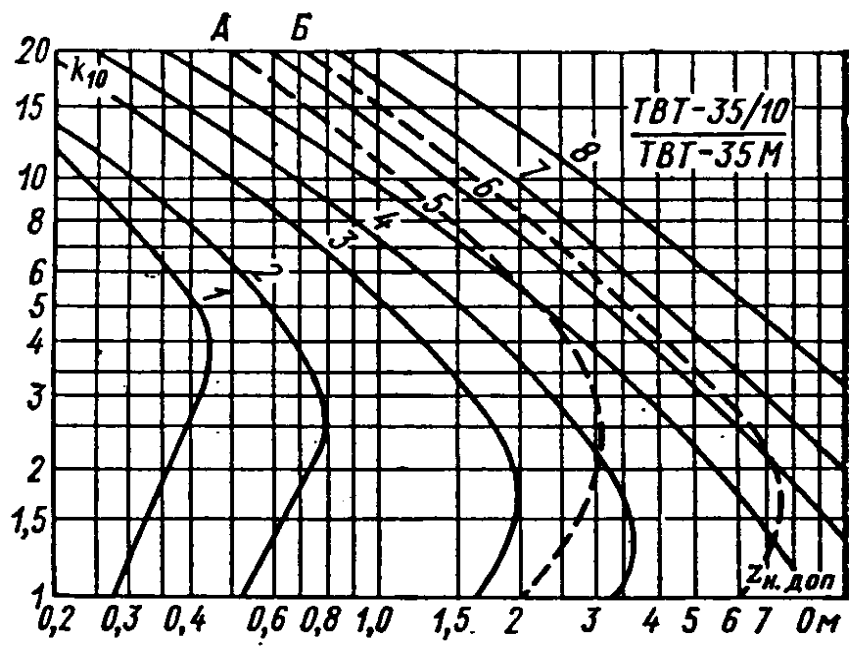


Рисунок П.3 – Криві граничних кратностей вмонтованих трансформаторів струму типу ТВТ-35/10 (нове позначення ТВТ 35-1) - суцільні криві та типу ТВТ-35М (нове позначення ТВТ 35-ІІ) - штрихові криві.

Для ТВТ 35-1: 1 – $K_I=150/5$, 2 – $K_I=200/5$, 3 – $K_I=300/5$, 4 – $K_I=400/5$,

5 – $K_I=600/5$ 6 – $K_I=750/5$ 7 – $K_I=1000/5$ 8 – $K_I=1500/5$

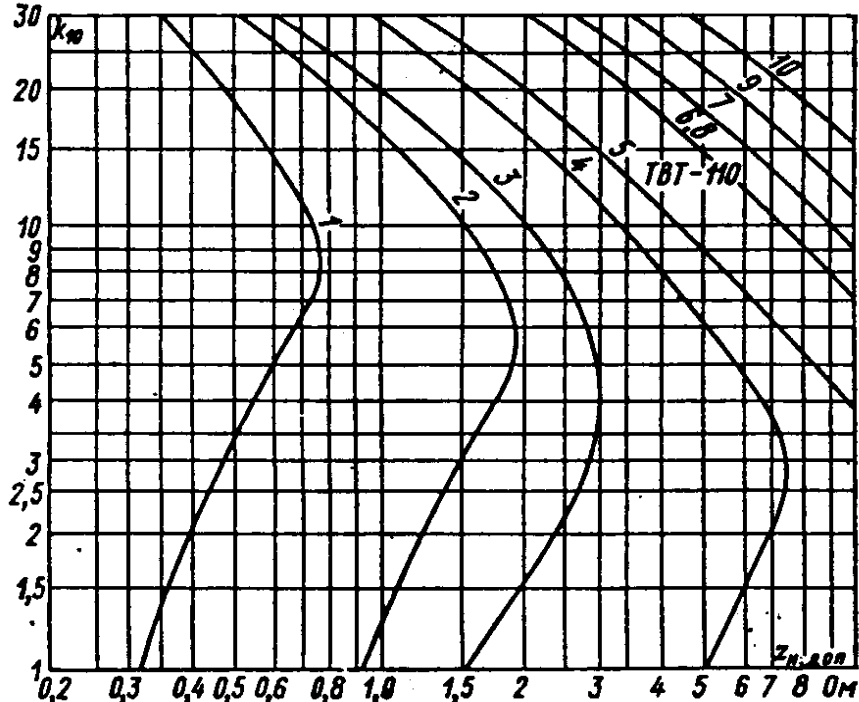


Рисунок П.4 – Криві граничних кратностей вмонтованих трансформаторів струму типу ТВТ-110 (нове позначення ТВТ 110-І)

1 – $K_I=100/5$; 2 – $K_I=150/5$; 3 – $K_I=200/5$; 4 – $K_I=300/5$; 5 – $K_I=400/5$;

6 – $K_I=600/5$; 7 – $K_I=750/5$; 8 – $K_I=1000/5$; 9 – $K_I=1500/5$; 10 – $K_I=2000/5$.

За вторинного номінального струму 1А величину $Z_{н. доп}$ множать на 25.

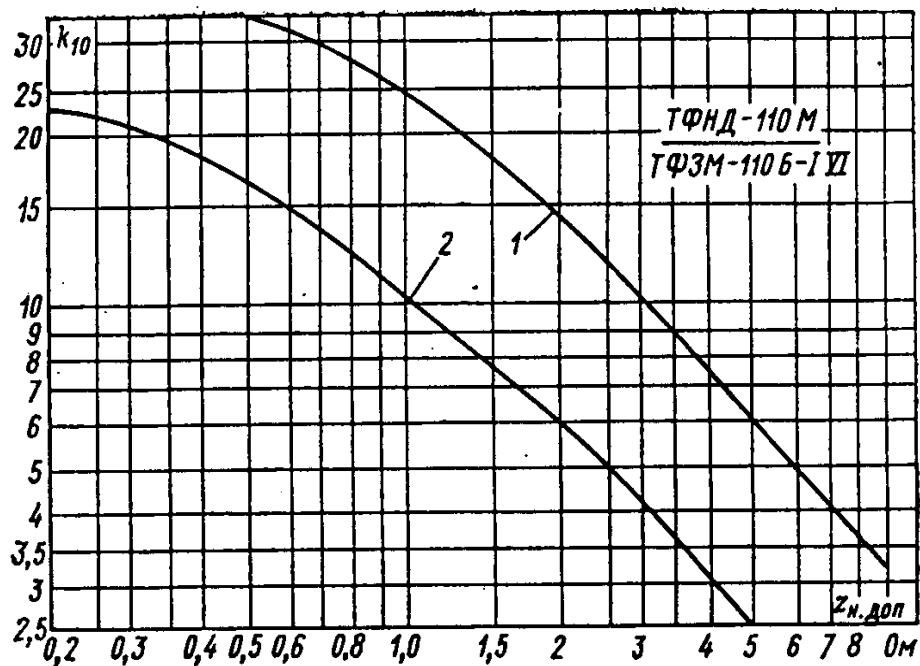


Рисунок П.5 – Криві граничних кратностей виносних трансформаторів струму типу ТФНД-110М (нове позначення ТФЗМ 110Б-І VI) для $K_T=50/5$, $100/5$, $400/5$ і $800/5$. 1 – класу P; 2 – класу 0,5.

Рекомендована література

1. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Навчальний посібник. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка". 2013. 500 с.
2. Яндульський О.С. , Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем : навчальний посібник. Київ: НТУУ <КПІ>, 2016. 103с.
3. Правила улаштування електроустановок / Міністерство палива та енергетики України. К. : Галузевий резервно - інвестиційний фонд розвитку енергетики, 2017. 736 с.
4. Сокол Є.І., Сендерович Г.А., Гриб О.Г. Релейний захист електроенергетичних систем . Харків:НТУ «ХПІ». 2024. 306 с.
5. Козярьський Д.П., Майструк Е.В., Козярьський І.П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.
6. Голота А.Д. Автоматика в електроенергетичних системах. URL:: http://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/18267/1/Metodichka_LR_RZA_EV-ED_1.pdf
7. Виробниче об'єднання <Київприлад>. МРЗС-0-1. URL: <http://www.kievpribor.com.ua/rus/download.htm>.
8. ABB. Medium Voltage products, solutions and services. URL:: <https://new.abb.com/medium-voltage>
9. Siemens. URL: <http://www.downloads.siemens.com>.
10. Все про релейний захист URL: <http://rza.org.ua/>

Пристрої захисту та автоматики електрообладнання [Текст] : методичні вказівки до виконання курсового проекту для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти освітньої програми П75 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань G Інженерія, виробництво та будівництво спеціальності G3 Електрична інженерія денної та заочної форм навчання / уклад. А.В. Гадай. Луцьк : ВІП ЛНТУ. 2026. 187 с.

Комп'ютерний набір та верстка: А. Гадай

Підп. до друку __.____. 2026р.
Формат 60×84/16. Папір офс. Гарн. Таймс.
Ум. друк.арк. 10,76. Обл.-вид.арк. 11,04.
Наклад 50 прим.

Відділ іміджу та промоції
Луцького національного технічного університету
43018 м. Луцьк, вул. Львівська, 75
Друк – Відділ іміджу та промоції ЛНТУ