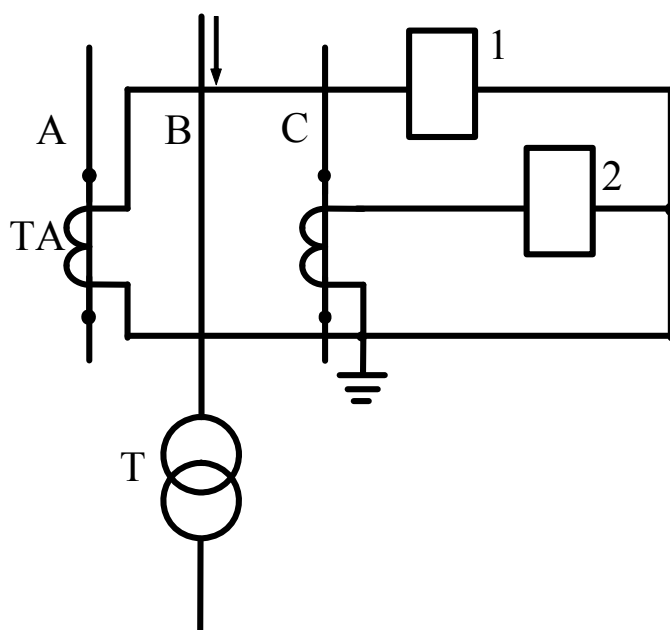


В. М. Лагутін, О. Є. Рубаненко, В. В. Тептя

ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ 10 кВ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

В. М. Лагутін, О. Є. Рубаненко, В. В. Тептя

ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ 10 кВ

Затверджено Вченою радою Вінницького національного технічного університету як навчальний посібник для студентів електроенергетичних спеціальностей. Протокол № 7 від 27 грудня 2007р.

Вінниця ВНТУ 2008

УДК 621.311

Л 49

Рецензенти:

М. С. Сегеда, доктор технічних наук, професор

Б. С. Рогальський, доктор технічних наук, професор

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України

Лагутін В. М., Рубаненко О. Є., Тептя В. В.

Л 49 **Захист трансформаторів 10 кВ.** Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 76 с.

В посібнику розглядаються види пошкоджень та ненормальних режимів роботи трансформаторів, розрахунок струмів короткого замикання, захист трансформаторів плавкими запобіжниками та автоматами, релейний захист трансформаторів, а також сигналізація при однофазних замиканнях на землю на стороні високої напруги трансформатора.

Посібник призначений для студентів електроенергетичних спеціальностей.

УДК 621.311

ЗМІСТ

	Вступ	5
1	ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ.....	6
2	ВИДИ ПОШКОДЖЕНЬ ТА НЕНОРМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	7
3	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ ЗА ТРАНСФОРМАТОРАМИ...	8
3.1	Визначення струму трифазного КЗ.....	9
3.2	Визначення струмів при двофазних КЗ за трансформатором...	11
3.3	Визначення струмів при однофазних КЗ за трансформатора- ми 10/0,4 кВ, які працюють з глухозаземленою нейтраллю на стороні НН.....	11
4	ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПЛАВКИМИ ЗАПОБІЖНИКАМИ.....	12
4.1	Вибір ПЗ для захисту трансформаторів 10/0,4 кВ.....	12
4.2	Перевірка селективності.....	14
4.3	Селективність роботи запобіжників на стороні 10 кВ трансформатора та захисти живильної лінії.....	14
5	ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СТОРОНІ 0,4 кВ АВТОМАТАМИ.....	16
5.1	Вибір автоматів.....	18
6	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	21
6.1	Типи пристроїв релейного захисту трансформаторів.....	21
6.2	Схеми релейного захисту трансформаторів 10 кВ.....	22
6.3	Струмова відсічка на трансформаторах.....	25
6.4	Максимальний струмовий захист.....	28
6.4.1	Вибір струму спрацювання.....	33
6.4.2	Вибір часу спрацювання та характеристики МСЗ.....	36
6.4.3	Розрахункова перевірка трансформаторів струму.....	38
6.4.4	Перевірка на десятивідсоткову похибку за вольтамперними характеристиками трансформаторів струму $U_2 = f(I_{\text{нам}})$	40
6.4.5	Перевірка надійної роботи реле при максимальному значенні струму КЗ.....	41
6.4.6	Запобігання небезпечних перенапруг у вторинних колах трансформаторів струму та захисту при максимальних значеннях струму КЗ.....	43
6.4.7	Схема МСЗ та струмової відсічки на реле прямої дії типу РТВ та РТМ.....	44
6.4.8	Схеми МСЗ та струмової відсічки на реле РТ-80.....	50

6.4.9	Схеми МСЗ з незалежною характеристикою та струмовою відсічкою з реле РТ-40 і РВ (РВМ).....	56
6.4.10	Способи підвищення чутливості МСЗ трансформаторів.....	58
6.5	Спеціальний струмовий захист нульової послідовності від однофазних КЗ на землю в мережі НН 0,4 кВ.....	60
6.6	Газовий захист.....	62
6.7	Диференційний струмовий захист.....	63
7	СИГНАЛІЗАЦІЯ ПРИ ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАННЯХ НА ЗЕМЛЮ НА СТОРОНІ 10 кВ ТРАНСФОРМАТОРА.....	71
	Список літератури	74
	Додаток А. Словник найвживаніших термінів.....	75

ВСТУП

Електричні силові трансформатори є відповідальними елементами в схемі електроустановки. Загальна кількість трансформаторів, які встановлені на електростанціях (*power plant*) (дивись додаток А), підстанціях (*substation*) та підприємствах, складає сотні тисяч, оскільки енергія на шляху від генераторів (*generator*) до електроприймачів (*electric consumer*), як правило, неодноразово трансформується.

Понижувальні трансформатори (*step-down transformer*) з вищою напругою 10 кВ широко використовуються на підстанціях промислових та агропромислових підприємств, в міських та сільських електричних мережах. На цих підстанціях трансформатори потужністю від 630 до 1600 кВА підключаються до мережі 10 кВ через вимикачі та захищаються пристроями релейного захисту (*relay protection*) декількох видів. Поряд з цим в сільській місцевості є багато електроприймачів малої потужності. Для їх живлення використовуються трансформатори невеликої потужності (63, 100, 160, 250 і 400 кВА), які захищаються плавкими запобіжниками. Для надійного вимикання пошкодженого трансформатора від мережі всіма трьома фазами плавкі запобіжники часто використовуються сумісно з вимикачами навантаження.

В навчальному посібнику наведено відомості про плавкі запобіжники, пристрої релейного захисту трансформаторів, а також розглянуто приклади розрахунку струмів короткого замикання (*short circuit*), вибору плавких запобіжників та параметрів спрацювання (уставок) релейного захисту згідно з вимогами нормативних документів.

Для трансформаторів з напругою на стороні низької напруги 0,4 кВ наведено методики визначення струмів трифазного та однофазного короткого замикання для визначення коефіцієнту чутливості (*sensitivity index*) автоматів та запобіжників і їх селективної дії.

При використанні автоматів розглядаються їх розчеплювачі (*releaser*) та галузь їх застосування, надаються відповідні рекомендації щодо застосування автоматів різних серій.

За наявності релейного захисту трансформаторів аналізуються усі можливі їхні пошкодження (*defect*), рекомендуються відповідні захисти з детальним аналізом їх дії. Наведено основні схеми захистів, які використовуються.

Для максимального струмового захисту (*overcurrent protection*) надається методика розрахункової перевірки трансформаторів струму, яка дозволяє забезпечити його надійну роботу з похибкою не більше 10% та запобігти небезпечних перенапруг у вторинних колах трансформаторів струму.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ

Трансформатори з напругою 10 кВ на стороні високої напруги (ВН) випускаються з номінальною напругою (*rated voltage*) на стороні низької напруги (НН):

- а) 0,4 або 0,69 кВ – для живлення електроприймачів (ЕП);
- б) 3,15; 6,3 або 10,5 кВ – для зв'язку електричних мереж різних рівнів напруг.

В обмотці ВН трансформаторів 10 кВ (масляних та сухих) передбачається можливість регулювання напруги в діапазоні $\pm 5\%$ номінального значення з кроком 2,5%:

Масляні трансформатори (ТМ) 10 кВ для живлення ЕП випускаються з номінальною потужністю до 2,5 МВА, а для зв'язку між електромережами різних напруг – до 6,3 МВА. Трансформатори сухі (ТСЗ) випускаються з номінальною потужністю 160, 250, 400, 630, 1000 та 1600 кВА.

Трансформатори 10 кВ випускаються з такими схемами та групами з'єднань обмоток:

- а) У/У-0;
- б) Д/У₀-11;
- в) У/Д-11;
- г) У/З.

Трансформатори зі схемою У/У-0 використовуються при їх потужності до 250 кВА включно. Починаючи з потужності 400 кВА та більше використовуються трансформатори зі схемою Д/У₀-11.

Для зв'язку між мережами різних напруг та живлення потужних електродвигунів з напругою вище 1000 В випускаються трансформатори 10/3,15, 10/6,3 та 10/10,5 кВ зі схемою та групою з'єднань Д/У₀-11; деякі трансформатори для спеціального призначення можуть мати схеми з'єднань У/У-0; Д/Д-0, а також У₀/Д-11. Особливу групу складають трансформатори для власних потреб електростанцій (ЕС).

Схема У/З використовуються в трансформаторах малої потужності у сільських електромережах, що забезпечує рівномірніший розподіл несиметричного навантаження НН між фазами первинної мережі ВН.

Контрольні питання

1. Які трансформатори використовуються для мережі напругою 10/0,4 кВ?
2. Особливості трансформаторів зі схемою з'єднань обмоток У/З та область їх застосування.

2 ВИДИ ПОШКОДЖЕНЬ ТА НЕНОРМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРІВ

В трансформаторах можливі такі види пошкоджень:

- а) трифазні та двофазні КЗ на стороні ВН;
- б) однофазне КЗ на землю (корпус) на стороні ВН;
- в) виткові замикання;
- г) міжфазні КЗ за трансформатором;
- д) однофазні КЗ за трансформатором.

До ненормальних режимів роботи (*abnormal duty*) трансформатора відноситься режим перевантаження (*overload*), коли струм через трансформатор перевищує більш ніж на 5% його номінальне значення (дивись таблицю 2.1).

Таблиця 2.1 – Допустимі перевантаження трансформаторів серії ТМ і ТМВМ

Характер перевантаження	Вид установлення трансформатора	Допустиме перевантаження трансформаторів	
		6 кВ до 400 кВА	10 кВ до 630 кВА
Систематичне	Відкрите	1,6	1,7
	Закрите	1,5	1,6
Аварійне (на термін до 5 діб у рік)	Відкрите	1,7	1,8
	Закрите	1,7	1,8

Масляні трансформатори герметичної серії (ТМГ) розраховані на систематичні перевантаження до 1,5 номінального струму. Сухі трансформатори, які встановлюються в КТП, допускають аварійне перевантаження 1,3 номінального струму не більше, ніж на 3 години на добу.

Для масляних трансформаторів небезпечним режимом є зниження рівня масла в баці нижче допустимого значення.

Для масляних трансформаторів герметичної серії (ТМГ, ТМВГ) небезпечним ненормальним режимом є підвищення тиску масла в баці при довготривалому перевантаженні трансформатора струмами вище 1,5 його номінального значення. Для запобігання пошкодження бака перебачається установлення електроконтактного мановакууметра, який дає команду на вимикання трансформатора при підвищенні тиску масла в баці понад допустиме значення.

Контрольні питання

1. Види пошкоджень в трансформаторах 10/0,4 кВ.
2. Які перевантаження допускаються для трансформаторів 10/0,4 кВ?

3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ ЗА ТРАНСФОРМАТОРАМИ

Для вибору типів і параметрів спрацювання пристроїв захисту трансформаторів необхідно визначити максимальне та мінімальне значення струмів при КЗ на виводах НН трансформатора.

Максимальне значення струму відповідає трифазному металічному КЗ за трансформатором. Струм трифазного КЗ розраховується при максимальному режимі роботи живильної електромережі. Еквівалентний електричний опір електромережі до місця підключення трансформатора при цьому режимі має мінімальне значення, але позначається z_{max} або x_{max} , що має на увазі максимальний режим роботи енергосистеми. У такому режимі струм трифазного КЗ на виводах ВН трансформатора має максимальне значення. Цей струм враховується при виборі струму спрацювання струмових відсічок, які встановлюються на стороні ВН трансформатора, а також для вибору апаратури і кабелів сторони НН.

Мінімальне значення струмів при КЗ на стороні 0,4 кВ розраховується з урахуванням перехідного активного опору (електричної дуги) в місці КЗ до 15 мОм. Для трансформаторів зі схемою з'єднань обмоток Д/У₀ практично розраховується мінімальне значення струму тільки при трифазному КЗ, оскільки при однофазному КЗ на землю струм в пошкодженій фазі має таке саме значення.

Для трансформаторів зі схемою з'єднань обмоток У/У₀ розраховуються струми як при трифазному, так і при однофазному КЗ, оскільки вони значно відрізняються один від одного та для їх вимикання повинні встановлювати різні захисти.

Для трансформаторів 10 кВ з напругою сторони НН вище 1 кВ (3, 6, 10 кВ) зі схемами з'єднання обмоток У/Д, У/У, Д/Д мінімальне значення струму розраховується при двофазному металічному КЗ за трансформатором.

Для усіх типів понижувальних трансформаторів мінімальне значення струмів КЗ розраховується при мінімальному режимі роботи живильної електромережі. При цьому еквівалентний електричний опір енергосистеми до місця підключення трансформатора має максимальне значення, але позначається z_{min} або x_{min} , що має на увазі мінімальний режим роботи енергосистеми. За мінімальними значеннями струмів КЗ визначаються коефіцієнти чутливості для усіх типів захистів трансформаторів від внутрішніх та зовнішніх КЗ (крім газового).

Розрахунки струмів КЗ за понижувальним трансформатором малої потужності (практично до 1600 кВА) виконують з урахуванням активної складової повного опору трансформатора.

3.1 Визначення струму трифазного КЗ

Максимальне значення струму трифазного КЗ за трансформатором визначається за значенням напруги КЗ трансформатора

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{100}{U_{к} + p} \cdot I_{ном.тр}, (A) \quad (3.1)$$

де $U_{к}$ – напруга КЗ трансформатора, %;

$I_{ном.тр}$ – номінальний струм трансформатора на стороні ВН або НН, А;

p - коефіцієнт, %.

$$p = 100 \frac{S_{ном.тр}}{S_{к}}, (\%), \quad (3.2)$$

де $S_{ном.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$S_{к}$ - потужність трифазного КЗ енергосистеми на шинах ВН трансформатора, МВА (якщо потужність енергосистеми відносно велика, то $p = 0$).

Можна також визначити струм трифазного КЗ за повним опором трансформатора:

$$z_{тр} = \frac{U_{к} \cdot U_{ном.тр}^2}{100 \cdot S_{ном.тр}}, (Ом), \quad (3.3)$$

де $U_{ном.тр}$ – номінальна міжфазна напруга трансформатора на стороні ВН або НН, до якої приводиться його опір, кВ;

$S_{ном.тр}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА.

Активний опір трансформатора:

$$r_{тр} = \frac{P_{к} \cdot U_{ном.тр}^2}{100 \cdot S_{ном.тр}^2}, (Ом), \quad (3.4)$$

де $P_{к}$ – втрати КЗ, Вт;

$S_{ном.тр}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{ном.тр}$ - номінальна напруга трансформатора, кВ.

Реактивний опір трансформатора:

$$x_{mp} = \sqrt{z_{mp}^2 - r_{mp}^2}, (\text{Ом}). \quad (3.5)$$

Опір, який віднесено до сторони НН з $U_{ном.} = 0,4$ кВ, менший опору, який віднесено до сторони ВН з $U_{ном.} = 10$ кВ, в 625 разів, що відповідає виразу:

$$z_{HH} = \frac{z_{BH}}{N_{mp}^2}, (\text{Ом}), \quad (3.6)$$

де N_{mp} – коефіцієнт трансформації трансформатора, який для трансформаторів, що розглядаються, становить $10/0,4 = 25$.

Максимальне значення струму при трифазному металічному КЗ за трансформатором, який підключено до енергосистеми нескінченної потужності $z_c = 0$, визначається за виразом:

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{U_{сер}}{\sqrt{3} \cdot z_{mp}}, (\text{А}), \quad (3.7)$$

де $U_{сер}$ – середнє значення міжфазної напруги, В (для мережі 10 кВ дорівнює 10500 В та для мережі 0,4 – 400 В);

z_{mp} - повний опір трансформатора, Ом.

Струми на стороні ВН і НН трансформаторів відрізняються в N_{mp} разів.

Мінімальне значення струму при трифазному КЗ на виводах НН трансформатора через перехідний активний опір в місці КЗ:

$$I_{к.мах}^{(3)} = \frac{U_{сер}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_c + r_{mp} + r_{пер})^2 + (x_c + x_{mp})^2}}, (\text{кА}), \quad (3.8)$$

де $U_{сер}$ – міжфазна середня напруга мережі, В;

r_c та x_c - активна і реактивна складові опору енергосистеми, мОм;

r_{mp} та x_{mp} - активна і реактивна складові опору трансформаторів, мОм;

$r_{пер} = 15$ мОм - перехідний активний опір в місці КЗ, віднесений до сторони 0,4 кВ.

3.2 Визначення струмів при двофазних КЗ за трансформатором

Спеціальні розрахунки цих струмів не виконуються, а їх значення приймаються приблизно на 15% меншими, ніж струм трифазного КЗ:

$$I_{\kappa}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \text{ (A)} \quad (3.9)$$

Мінімальне значення цих струмів при двофазних КЗ використовується для перевірки чутливості максимальних струмових захистів (МСЗ) на трансформаторах зі схемою з'єднання обмоток У/У₀, а також усіх захисних пристроїв від міжфазних КЗ на елементах 0,4 кВ.

3.3 Визначення струмів при однофазних КЗ за трансформаторами 10/0,4 кВ, які працюють з глухозаземленою нейтраллю на стороні НН

Для трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток Д/У₀ та У/З значення струму в місці однофазного КЗ за трансформатором вважається практично рівним струму трифазного КЗ за трансформатором в цій самій точці.

Визначення струмів при однофазних КЗ за трансформатором зі схемою з'єднання обмоток У/У₀ виконується за виразом:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{1}{3}Z_{mp}^{(1)}}, \text{ (кА)}, \quad (3.10)$$

де $U_{\phi} = 230 \text{ В}$ – фазна напруга для мережі 0,4 кВ;

$Z_{mp}^{(1)}$ – повний опір трансформатора зі з'єднанням обмоток У/У₀ при однофазному КЗ на стороні 0,4 кВ, який віднесено до цієї напруги, мОм.

Значення опору $\frac{1}{3}Z_{mp}^{(1)}$ для стандартних трансформаторів наведені у довідковій літературі.

Мінімальне значення струму мають місце при однофазному КЗ через перехідний активний опір з найбільшим значенням 15 мОм. Значення $\frac{1}{3}Z_{mp}^{(1)}$ з урахуванням струмообмежувальної дії наведені також у довідниковій літературі.

За мінімальними значеннями струмів при однофазних КЗ на стороні

НН визначаються коефіцієнти чутливості спеціальних струмових захистів нульової послідовності (ССЗНП) від КЗ на землю на стороні 0,4 кВ, а також МСЗ, які встановлені на стороні 10 кВ. В останньому випадку необхідно визначити значення фазних струмів, які проходять на стороні 10 кВ при однофазному КЗ на стороні 0,4 кВ.

Контрольні питання

1. Як визначається струм трифазного металічного та неметалічного КЗ на стороні 0,4 кВ трансформатора?
2. Як визначаються мінімальні значення струмів КЗ трансформаторів?
3. Як визначається струм однофазного КЗ на стороні 0,4 кВ трансформаторів?
4. Як визначаються параметри трансформаторів 10/0,4 кВ для визначення струмів КЗ?
5. Як визначається повний опір трансформатора при однофазному КЗ $Z_{тр}^{(1)}$?

4 ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПЛАВКИМИ ЗАПОБІЖНИКАМИ

Трансформатори 10/0,4 кВ в сільських та міських розподільних електричних мережах потужністю до 0,63 МВА включно, як правило, захищаються плавкими запобіжниками (ПЗ) на стороні 10 і 0,4 кВ. Можливе таке поєднання як ПЗ на стороні 10 кВ та автоматичні вимикачі (автомати) на стороні 0,4 кВ. На стороні ВН трансформаторів закритих підстанцій (ЗТП) ПЗ використовуються в поєднанні з вимикачами навантаження з автоматичним приводом, які вимикаються при спрацюванні ПЗ хоча б на одній з фаз.

На стороні 10 кВ трансформаторів встановлюються, головним чином, кварцові запобіжники типу ПК або ПКТ, на стороні 0,4 кВ – також переважно кварцові типу ПН-2. В останні роки на стороні 0,4 кВ трансформаторних підстанцій КТП 10/-0,4 кВ використовують захист типу ЗТИ-0.4, який з високою чутливістю реагує на усі види КЗ та швидко вимикає пошкоджену лінію 0,4 кВ.

4.1 Вибір ПЗ для захисту трансформаторів 10/0,4 кВ

При виборі ПЗ необхідно вибрати номінальну напругу (на стороні ВН - 10 кВ, на стороні НН - 0,4 кВ), а також значення номінального струму вимикання ($I_{ном.вим}$) та номінального струму запобіжника ($I_{ном.з}$). Для

запобіжників типу ПКТ номінальний струм запобіжника дорівнює номінальному струму плавкої вставки.

Вибір запобіжників за номінальним струмом вимикання здійснюється за виразом:

$$I_{ном.вим} > I_{к.тах}, \quad (4.1)$$

де $I_{к.тах}$ – максимальне значення струму при КЗ в місці установки запобіжника.

Запобіжники ПКТ-10 випускаються з номінальними струмами вимикання від 12,5 до 31,5 кА, що, як правило, дозволяє виконати умову (4.1). Запобіжники ПН-2 розраховані на струм КЗ не більше 25 кА при напрузі 0,4 кВ. Максимальне значення струму при трифазному КЗ за найбільш потужним трансформатором 10/0,4 кВ, який захищається ПЗ, тобто потужністю 0,63 МВА дорівнює 16,5 кА, що менше ніж 25 кА.

Найменший струм запобіжників (плавких вставок) типу ПКТ і ПН-2 вибирається за умов неспрацювання при допустимих перевантаження трансформатора та при роботі трансформатора в режимі холостого ходу, а також за умов селективності (*selectivity*) відносно інших захисних апаратів і їх між собою та за умови забезпечення необхідної чутливості до струмів КЗ в основній зоні та зонах дальнього резервування.

Директивні матеріали рекомендують вибирати номінальні струми запобіжників (плавких вставок) такими:

а) на стороні ВН:

$$I_{ном.} = 2 \cdot I_{ном.тр.ВН}; \quad (4.2)$$

б) на стороні НН:

$$I_{ном.} = I_{ном.тр.НН}, \quad (4.3)$$

за умови, що трансформатор працює без довготривалих перевантажень. В цих випадках запобіжники на стороні НН трансформатора захищають трансформатор від перевантажень та резервують захисні апарати ліній, що відходять, при КЗ в мережі цієї напруги. Запобіжники на стороні ВН захищають трансформатор тільки від КЗ на його виводах ВН та частково – від внутрішніх пошкоджень.

Значення номінальних струмів КЗ, що рекомендуються для захисту трансформаторів 10/0,4 кВ, наведені в таблиці 5 [5]. Для трансформаторів, які тривало працюють з допустимими перевантаженнями, номінальні струми ПЗ на стороні 0,4 кВ повинні вибиратися згідно з рекомендаціями таблиці 6 [5].

4.2 Перевірка селективності

Селективність між запобіжниками на сторонах 10 та 0,4 кВ трансформатора (або на лініях 0,4 кВ, що відходять) забезпечується, якщо час плавлення запобіжника 10 кВ при усіх реально можливих струмах КЗ буде більшим часу плавлення запобіжника 0,4 кВ:

$$\frac{t_{пл.10}}{t_{пл.0,4}} \geq 3. \quad (4.4)$$

Час плавлення $t_{пл.10}$ та $t_{пл.0,4}$ у виразі (4.4) визначається за типовими часострумовими характеристиками. Якщо умова (4.4) не виконується, то при КЗ на шинях 0,4 кВ запобіжники 10 кВ можуть спрацювати раніше, ніж запобіжники трансформатора, але при цьому додаткових вимикань споживачів не буде. Тоді обов'язково повинна бути забезпечена селективність запобіжників 10 кВ трансформатора та захисних апаратів, які встановлено на лініях 0,4 кВ, що відходять, для того, щоб при КЗ на будь-якій з ліній вони вимикались швидше, ніж спрацьовують запобіжники на стороні 10 кВ трансформатора.

Перевірка селективності між запобіжниками на стороні 10 кВ та селективними автоматами на стороні 0,4 кВ виконується шляхом зіставлення часострумових захисних характеристик цих апаратів.

4.3 Селективність роботи запобіжників на стороні 10 кВ трансформатора та захисти живильної лінії

Цю умову бажано забезпечити на усьому можливому діапазоні струмів КЗ, включаючи і малі струми КЗ усередині трансформатора. Однак це практично неможливо, оскільки плавка вставка при малих кратностях струму КЗ перегорає повільно. Тому допускається забезпечити селективність між захистом живильної лінії 10 кВ та плавкими запобіжниками 10 кВ на підключених до цієї лінії трансформаторах тільки при струмах двофазних КЗ на виводах кожного з трансформаторів. Струм двофазного КЗ на виводах 10 кВ трансформатора (в першу чергу – найбільш потужного з усіх підключених до лінії, що захищається) визначається в мінімальному режимі енергосистеми (точка K_1 на рисунку 4.1).

Розрахунковий струм визначається за виразом:

$$I_{розр.} = 0,87 \cdot \frac{I_{к.мин K1}^{(1)}}{1,2}, \quad (4.5)$$

де $I_{к.min K1}^{(1)}$ – мінімальне значення струму в лінії 10 кВ, що захищається, при трифазному КЗ в місці установлення запобіжника 10 кВ (точка K_1).

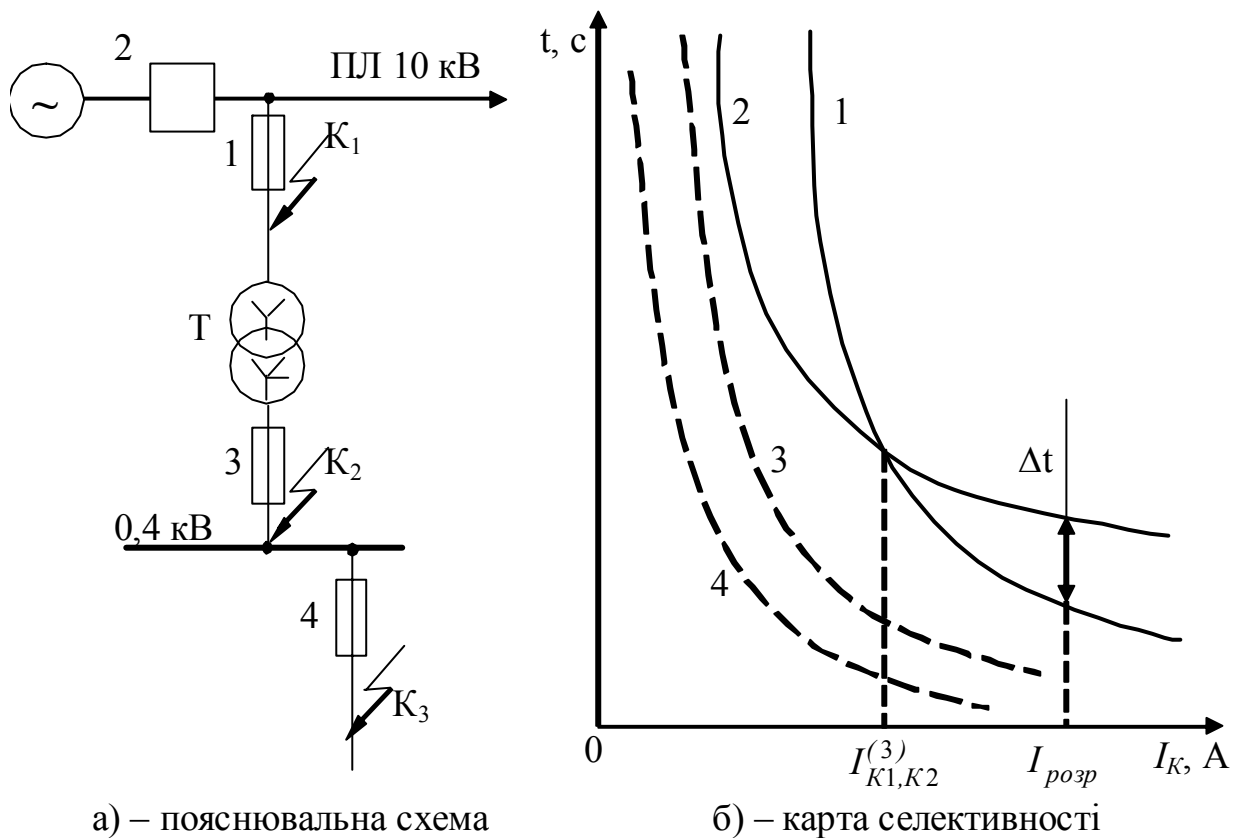


Рисунок 4.1 – Узгодження часострумових характеристик МСЗ (2) та ПЗ ВН (1) при КЗ на виводах ВН трансформатора (точка K_1) або ПЗ НН (3 і 4) при КЗ за трансформатором (точки K_2 і K_3)

Часоструміві характеристики запобіжника 1 та релейного захисту лінії 2 (див. рис. 4.1, а) повинні бути підібрані таким чином, щоб при струмі $I_{розр.}$ час $t_{вим.}$ спрацювання запобіжника 1 був би меншим часу спрацювання захисту лінії 2:

$$t_{вим.} + \Delta t \leq t_{сз}, \quad (с), \quad (4.6)$$

де $t_{вим.} = t_{пл.} + t_{гор.}$ – сума часу плавлення плавкої вставки запобіжника (визначається за часострумівими характеристиками) та часом горіння електричної дуги до моменту її погасання в патроні запобіжника ПК;
 $\Delta t = 0,5с$ – ступінь селективності.

На лініях 10 кВ з пристроями АПВ допускається не враховувати $t_{гор.}$, тому що дуга гасне під час паузи без струму після вимкнення лінії.

При струмах КЗ, менших ніж $I_{розр.}$ за формулою (4.5), селективність між захистом лінії 2 та запобіжником 1 погіршується і може зовсім бути відсутньою. Наприклад, при КЗ за трансформатором (точка K_2 на рисунку 4.1, а) час спрацювання захисту 2 та запобіжника 1 приблизно однакові (рисунк 4.1, б), а при ще менших значеннях струму захист лінії 2 може мати час спрацювання, менший ніж запобіжника 1, і працювати неселективно. Для зменшення кількості неселективних дій захисту лінії 10 кВ, що живиться, при пошкодженнях за трансформатором рекомендується узгоджувати часострумову характеристику її захисту 2 з часострумовою характеристикою 3 плавких запобіжників на стороні 0,4 кВ трансформатора або, в крайньому разі, з часострумовою характеристикою 4 запобіжників найбільш потужної лінії 0,4 кВ, яка відходить від шин трансформатора.

Контрольні питання

1. Вибір плавких запобіжників для захисту трансформаторів 10/0,4 кВ.
2. Як здійснюється перевірка селективності дії плавких запобіжників на трансформаторах?

5 ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СТОРОНІ 0,4 кВ АВТОМАТАМИ

Автомати передбачаються для автоматичного вимикання електричних кіл до 1000 В при струмах КЗ та перевантаженнях, а також для вимикання і вмикання струмів навантаження оперативним персоналом. Крім того, ці апарати використовують для виконання пристрою АВР на двотрансформаторних підстанціях та на розподільних пунктах з двома вводами, де схема АВР дає команду для вимикання робочого та вмикання секційного або іншого резервного автомата, який нормально вимкнений.

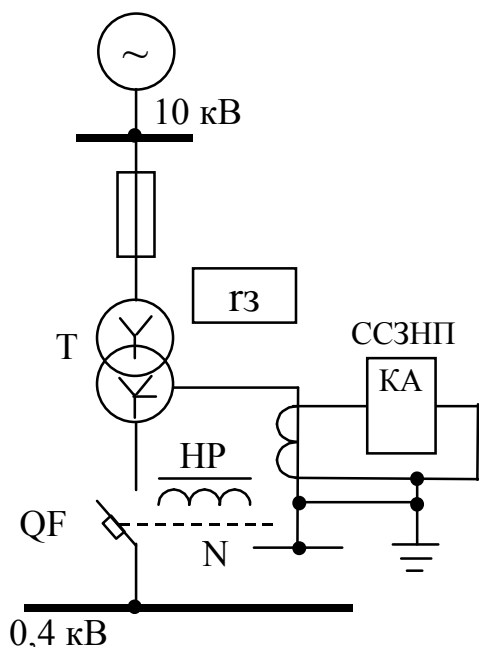
В кожному автоматі передбачається або декілька розчеплювачів – пристроїв, які діють на його вимикання або вмикання. За принципом дії, способом виявлення аварійної ситуації та призначенням розрізняють розчеплювачі електромагнітні, теплові, напівпровідникові, мінімальної напруги, незаземлені та інші.

Електромагнітні розчеплювачі використовуються для вимикання автомата при КЗ та являють собою максимальні струмові електромагнітні первинні реле прямої дії, які вмикаються в кожную з трьох фаз елемента, який підлягає захисту. Вони можуть здійснювати миттєве вмикання автомата (тоді його називають неселективним) або діяти на орган

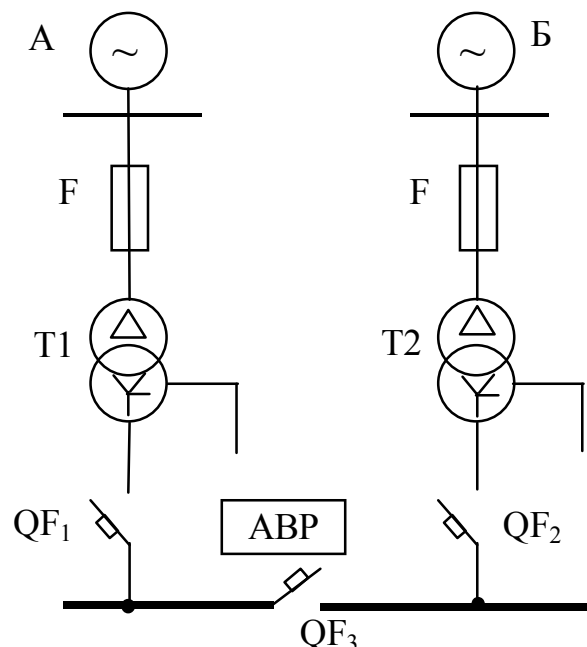
витримки часу, який створює уповільнення в вимиканні автомата на 0,25, 0,4 або 0,6 с (такі автомати називають селективними). Таким чином, час спрацювання електромагнітного розчеплювача не залежить від струму і за аналогією з миттєво діючим релейним захистом електромагнітний розчеплювач називають також відсічкою. Основним призначенням відсічки є вимикання міжфазних КЗ, але у відповідальних електроустановках прагнуть забезпечити швидке вимикання також і однофазних КЗ на землю, що може досягатися шляхом збільшення струмів при цьому виді КЗ (наприклад, установленням трансформаторів зі схемою з'єднань обмоток Д/У₀ або У(З), а також використанням спеціальних розчеплювачів або реле в нульовому проводі.

На трансформаторах з вимикачами на стороні 10 кВ, де усі пристрої релейного захисту можуть діяти на вимикання також і автомата 0,4 кВ, електромагнітні розчеплювачі не використовуються, а автомат вимикається за допомогою незалежного розчеплювача (електромагніта вимикання).

Незалежний розчеплювач (НР) використовується головним чином для дистанційного вимикання автомата. Він встановлюється на підстанціях, де зі сторони 10 кВ трансформатор захищається плавким запобіжником (рисунок 5.1, а), для вимикання автомата 0,4 кВ від додаткового пристрою релейного захисту: газового ГЗ (якщо є газове реле) та спеціального струмового захисту нульової послідовності ССЗНП на стороні 0,4 кВ.



а) однострансформаторна підстанція



б) двотрансформаторна підстанція

Рисунок 5.1 – Схема трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, на яких використовуються автомати QF з незалежним розчеплювачем НР

Незалежні розчеплювачі використовують і при виконанні на двотрансформаторній підстанції пристрою АВР (рисунок 5.1, б), який при тривалому зникненні напруги на джерелі А (або Б) вимикає автомат QF_1 (або QF_2), а потім вмикає секційний автомат QF_3 .

В автоматах встановлюються також теплові або напівпровідникові розчеплювачі для захисту електрообладнання від струмів перевантаження та дальніх КЗ.

Тепловий розчеплювач являє собою біметалеву пластину, яка при нагріванні згинається та своїм вільним кінцем впливає на механізм вільного розчеплення автомата і вимикає його. Розчеплювач спрацьовує, якщо струм в захищуваному колі перевищує його номінальне значення на $(20\div30)\%$, але при цьому час спрацювання дуже великий (хвилини). Другим недоліком є значний вплив температури навколишнього середовища на точність роботи теплового розчеплювача за струмом та за часом. Тому теплові розчеплювачі, як правило, використовують сумісно з електромагнітними (комбіновані розчеплювачі). В сучасних вимикачах (серії АЗ700, ВА) встановлюються напівпровідникові комбіновані розчеплювачі, що регулюються, які мають зворотну залежну від струму часо-струмову характеристику для захисту від перевантаження та швидкодіючу відсічку від струмів КЗ, причому для швидкого та надійного вимикання однофазних КЗ у вимикачах серії ВА є спеціальний блок, який реагує на струм в нульовому проводі та настраюється на номінальний струм розчеплення, тобто значно чутливіший, ніж фазні розчеплювачі.

5.1 Вибір автоматів

Автомат вибирається за максимальним значенням струму КЗ в місці його установа, тобто при металічному трифазному КЗ. Автомат не повинен спрацьовувати при номінальних струмах та допустимих перевантаженнях, повинен селективно та з достатньою чутливістю вимикати усі види КЗ, причому з мінімальним часом. При недопустимих перевантаженнях захищуваного елемента автомат повинен вимкнутися раніше, ніж станеться пошкодження елемента.

На стандартних підстанціях 10/0,4 кВ з трансформаторами потужністю 0,25; 0,4 та 0,63 МВА використовуються такі типи автоматів:

- на одотрансформаторних підстанціях на вводі 0,4 кВ – серії АЗ700 з комбінованими розчеплювачами, які спрацьовують з часом близько 0,1 с;
- на двотрансформаторних підстанціях на вводах та між секціями – серії АВМ, "Електрон" та ВА.

Номінальний струм автомата вибирається за номінальним струмом захищуваного трансформатора з урахуванням його тривалого перевантаження при вимиканні одного з двох трансформаторів та вмиканні секційного автомата.

Таблиця 5.1 – Автомати, які встановлюються на типових двотрансформаторних підстанціях

Потужність типової підстанції, кВА	Номинальний струм трансформатора, А	Автомат	
		Тип	Номинальний струм, А
2х250	360	АВМ-10С	600
2х400	580	АВМ-10С	800
2х630	910	АВМ-15С	1200 (або 1500)

Примітка: Кратність струму спрацювання НР, який здійснює захист трансформатора від КЗ, вибирається за умови неспрацювання автомата при струмах самозапуску навантаження, які не менші $(7 \div 10)$ – кратного значення номінального струму теплового розчеплювача.

Електромагнітний або йому подібний напівпровідниковий НР повинен надійно з достатньою чутливістю реагувати на усі види КЗ на шинах основного щита 0,4 кВ підстанції (точка K_1 на рисунку 5.2, а), а також на вторинних зборках з метою дальнього резервування КЗ (точки K_2 та K_3). Кратність струму K_3 (або коефіцієнт чутливості) повинна бути забезпечена приблизно 1,5 – при міжфазних КЗ в основній зоні, не менше 1,3 – при однофазних КЗ на землю в основній зоні та близько 1,2 – в зоні резервування при усіх видах КЗ.

При наявності в автоматі додатково до електромагнітного розчеплювача захисту від перевантаження (тепловий розчеплювач) його необхідна чутливість до однофазних КЗ на землю визначається потужністю, яка перевищує 3 відносно струму спрацювання.

Селективність дії автоматів при великих значеннях струмів КЗ досягається вибором різних витримок часу (установок) відсічок послідовно увімкнених автоматів. Наприклад, у автоматів QF_1 та QF_2 , які встановлені на вводах трансформаторів T_1 та T_2 (рисунок 5.2, а), затримка часу прийнята 0,4 с, у секційного автомата QF_3 - 0,25 с, у автоматів QF_4 та QF_5 - 0,1 с. Однак при максимальному значенні струму трифазного КЗ на шинах головного щита (точка K_1 , 16 кА) запобіжники ПКТ-10 з номінальним струмом 80 А можуть спрацювати неселективно з часом близько 0,2 с, тобто швидше, ніж відсічка у ввідного та секційного автоматів. Але металічні КЗ в електроустановках 0,4 кВ виникають рідко та переходять в дугове замикання, при якому значення струму КЗ обмежується опором електричної дуги. При струмі КЗ 10 кА в точці K_1 з урахуванням опору електричної дуги 15 мОм та з урахуванням опору енергосистеми $X_c = 0,1 \cdot X_{mp}$, що живиться, час спрацювання запобіжників ПКТ-10 складає близько 1 с, що забезпечує селективність між захисними апаратами (рисунок 5.2, б).

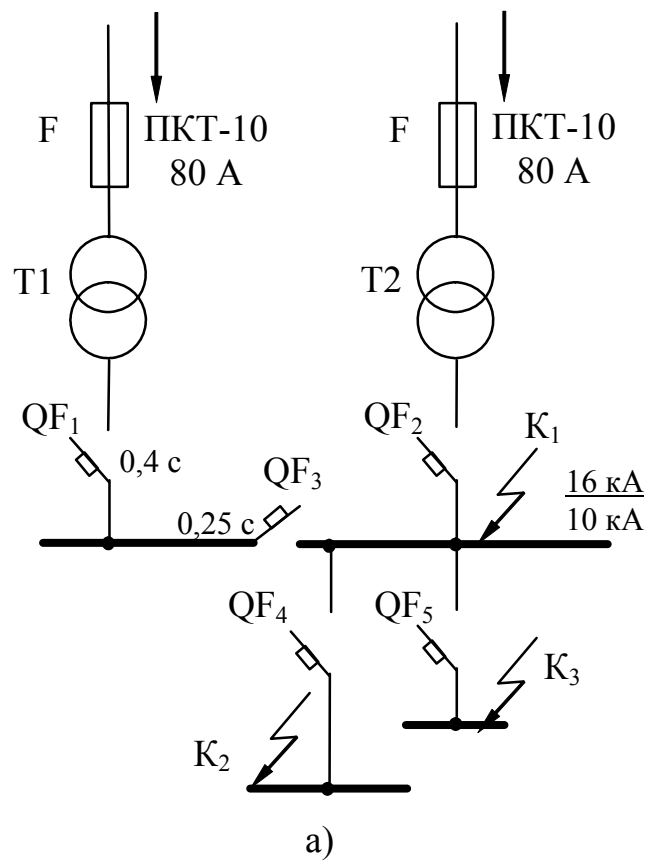


Рисунок 5.2 – Схема двотрансформаторної підстанції 10/0,4 кВ (а) та карта селективності (б) з часо-струмовими характеристиками плавких запобіжників ВН типу ПКТ-10 та автоматів 0,4 кВ ($QF_1 \div QF_5$)

Контрольні питання

1. Використання автоматів для захисту трансформаторів 10/0,4 кВ.
2. Як здійснюється вибір авторматів?
3. Як перевіряється чутливість та селективність дії автоматів?
4. Сумісне використання плавких запобіжників автоматів для захисту трансформаторів.

6 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ

6.1 Типи пристроїв релейного захисту трансформаторів

Для захисту понижувальних трансформаторів потужністю 1 МВА та більше від пошкоджень та ненормальних режимів передбачаються такі основні типи релейного захисту:

а) повздовжній диференційний захист – від КЗ усіх видів в обмотках та на їх виводах; використовується на трансформаторах, починаючи з потужності 6,3 МВ, але може встановлюватися і на трансформаторах меншої потужності (не менше 1 МВА);

б) струмова відсічка без витримки часу – від КЗ усіх видів на виводах трансформатора з боку живлення; використовується на трансформаторах, які не обладнані повздовжнім диференційним захистом;

в) газовий захист – від усіх пошкоджень усередині бака трансформатора, які супроводжуються виділенням газу з трансформаторного масла, а також від зниження рівня масла в баці; відповідно до ГОСТ 11677-85 газове реле встановлюється на усіх масляних трансформаторах, починаючи з потужності 1 МВА. Для сухих трансформаторів використовується **манометричний захист**;

г) максимальний струмовий захист з боку живлення – від КЗ усіх видів на виводах та усередині трансформатора, а також від зовнішніх пошкоджень на шинах щита НН та на лініях НН, що відходять, (у випадку відмов їх власних захисних та комутаційних апаратів);

д) спеціальний струмовий захист нульової послідовності – від КЗ на землю в мережі НН, яка працює з глухозаземленою нейтраллю;

е) спеціальний резервний максимальний струмовий захист – від міжфазних КЗ в мережі НН (при недостатній чутливості КЗ у зонах дальнього резервування максимального струмового захисту);

є) максимальний струмовий захист в одній фазі – від понадструмів, які обумовлені перевантаженням; встановлюється на трансформаторах, починаючи з потужності 0,4 МВА, в яких можливе виникнення перевантаження після вимикання паралельно працюючого

трансформатора або підключення додаткового навантаження в результаті дії пристрою АВР;

ж) захист (сигналізація) від однофазних замикань в землю в обмотці або на виводах трансформатора, а також на живлячій лінії 10 кВ.

Основні захисти – диференційний (або відсічка), газовий, струмові максимальні захисти – діють на вимикання трансформатора, як зі сторони ВН (вимикачем), так і зі сторони НН (автоматом). Захист від перевантаження може діяти на сигнал, на розвантаження, а в деяких випадках на вимикання трансформатора (на підстанціях без чергового персоналу).

6.2 Схеми релейного захисту трансформаторів 10 кВ

Релейний захист трансформаторів може виконуватись за допомогою вторинних реле прямої або непрямої дії. Вторинними реле є реле, які вмикаються через вимірювальні трансформатори струму та напруги. Реле прямої дії виконують функції вимірювального органа струму (напруги) та одночасно – електромагніта вимикання вимикача (УАТ). У нас випускаються вторинні струмові реле прямої дії миттєві (РТМ) та з витримкою часу (РТВ). Вони використовуються для захисту понижувальних трансформаторів з вищою напругою 6 та 10 кВ, які мають на стороні ВН вимикач. В деяких випадках за допомогою реле прямої дії здійснюється захист трансформаторів 35 кВ.

Струмові реле прямої дії використовуються для виконання струмової відсічки та максимального струмового захисту (без пускового органу напруги) на трансформаторах потужністю, як правило, не більше 1,6 МВА.

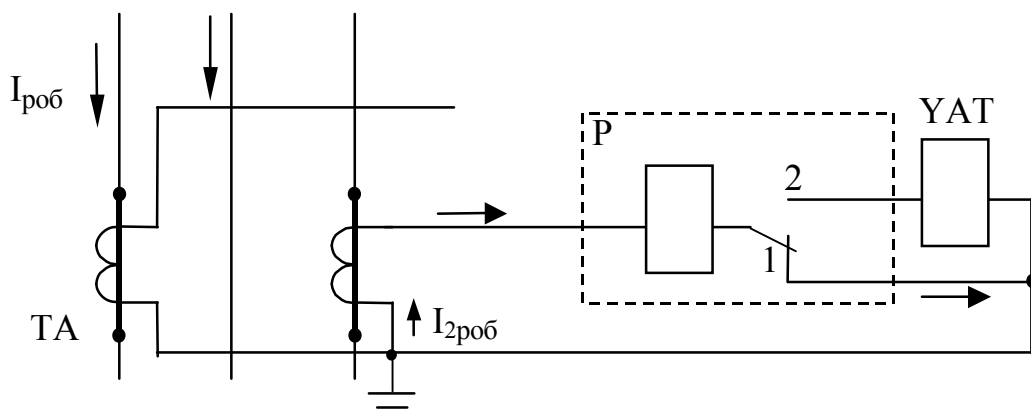
Для захисту більш потужних трансформаторів 10/0,4 кВ, 10/6 кВ, 10/10 кВ використовуються реле непрямої дії. Релейний захист на цих реле має значно складнішу функціональну схему. Логічна частина, виконавчий та сигнальний органи захисту, а також електромагнітне керування комутаційних апаратів повинні мати джерело живлення, яке б забезпечувало їх **оперативним струмом**.

На підстанціях розподільних мереж можуть використовуватись такі види оперативного струму та їх джерела:

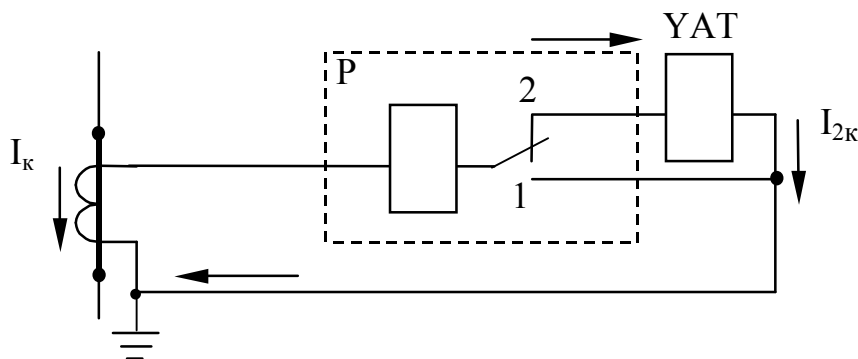
- а) постійний – акумуляторні батареї;
- б) змінний – вимірювальні трансформатори струму та напруги, а також трансформатори власних потреб (ТВП);
- в) випрямлений - блок живлення (струмові називаються БПТ, напруги – БПН, БПНС) та інші вимірювальні пристрої;
- г) струм розряду конденсаторів – зібрані у блоки (БК) попередньо заряджені конденсатори, які встановлюються сумісно з блоками для заряджання конденсаторів (УЗ, БПЗ).

Найнадійнішим джерелом оперативного струму є акумуляторні батареї, але вони встановлюються тільки на електростанціях та великих районних підстанціях. Джерела змінного оперативного струму можуть забезпечити надійне живлення пристроїв релейного захисту тільки при їх сумісному використанні.

Для виконання захисту трансформаторів 10 (6) кВ та інших елементів цього класу напруги широко використовується принцип дешунтування електромагнітів вимикання контактами спеціальних реле з метою підключення УАТ до трансформаторів струму ТА. Принцип роботи схеми з дешунтування УАТ показано на рисунку 6.1 (умовно тільки для однієї фази).



а) положення контактів реле Р в нормальному режимі;



б) після спрацювання реле Р при КЗ

Рисунок 6.1 – Принцип роботи схеми з дешунтуванням електромагніта вимикання (УАТ) (для однієї фази)

На рисунку 6.1, а) положення контактів дешунтувального спеціального реле Р показано при нормальному робочому режимі, коли по захищуваному елементу проходить робочий струм $I_{роб}$. Електромагніт УАТ шунтовано контактом 1 реле Р.

При виникненні КЗ на захищуваному елементі реле Р спрацьовує та перемикає свої контакти 1 і 2 в положення, яке вказано на рисунку 1, б). При перемиканні спочатку замикається контакт 2, а потім розмикається контакт 1 для того, щоб не створювався небезпечний режим ТА з розімкненою вторинною обмоткою. При замиканні контакта 2 та розмиканні контакта 1 електромагніт УАТ дешунтується і по ньому проходить вторинний струм КЗ $I_{2к}$. Схеми, які використовуються, розраховані таким чином, що потужність, яка віддається ТА, достатня для спрацювання стандартного електромагніта вимикання вимикачем 6-35 кВ.

Як електромагніт УАТ вимикачів використовується або спеціальний електромагніт для схем з дешунтуванням, або струмове миттєве реле прямої дії РТМ. Найменший струм спрацювання РТМ – 5 А, а спеціального електромагніта – 3 А.

Для схеми з дешунтуванням УАТ використовують два типи стандартних електромеханічних реле:

а) РТ-85, РТ-95 – індукційні реле непрямої дії, які дозволяють здійснити простий двоступеневий захист трансформатора 10 кВ (лінії, блока лінія – трансформатор), який складається з струмової відсічки миттєвої дії та максимального струмового захисту з зворотно-залежною від струму витримкою часу;

б) РП-341 – спеціальне проміжне реле з малопотужним випрямлювальним пристроєм, яке виконує роль виконавчого органу більш складних захистів (наприклад, МСЗ трансформатора з незалежною витримкою часу або диференційного захисту).

Ці реле мають спеціальні потужні перемикаючі контакти, які спроможні перемикати струм КЗ, вторинне значення якого не перевищує 150 А за умови, що повний опір дешунтуємих УАТ не перевищує 4,5 Ом при струмі 3,5 А та 1,5 Ом при струмі 50 А. Вторинне значення струму КЗ визначається за виразом (без врахування похибки трансформатора струму):

$$I_{2к} = \frac{I_{1к} \cdot K_{сх}^{(3)}}{n_c}, \quad (6.1)$$

де $I_{1к}$ - первинне максимальне навантаження струму через захист при КЗ в місці його устанавлення, А;

$K_{сх}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми ТА;

n_c - коефіцієнт трансформації ТА.

Для захисту трансформаторів 10 кВ, які підключені поблизу великих районних підстанцій 110/10 кВ, умова $I_{2к} \leq 150$ А не завжди може бути виконана. Можливість використання схем з дешунтуванням УАТ визначається не тільки умовою $I_{2к} \leq 150$ А, але ще двома додатковими

вимогами:

- після дешунтування УАТ, незважаючи на можливість зниження вторинного струму ТА через підвищення їх струмової похибки, не повинно виникнути повернення струмових (проміжних) реле, які спрацювали (рисунок 6.1, б);

- повинна бути забезпечена достатня чутливість УАТ після їх дешунтування з врахуванням того, що після дешунтування вторинний струм може значно знизитися порівняно з режимом до дешунтування УАТ.

Для оцінки можливостей виконання цих вимог необхідно визначити значення струмової похибки трансформаторів струму ТА після дешунтування УАТ.

6.3 Струмова відсічка на трансформаторах

Струмовою відсічкою (СВ) називається швидкодіючий максимальний струмовий захист з обмеженою зоною дії. В зону дії СВ на понижувальних трансформаторах входить частина обмотки та виводи з боку ВН, де вмикаються реле СВ. При КЗ за трансформатором СВ не діє завдяки вибору її струму спрацювання. Тому СВ “не чує” КЗ також на лініях, що відходять, і може бути виконана без витримки часу.

Швидкодія є головною перевагою СВ, оскільки швидке вимикання зменшує розміри пошкодження трансформатора, забезпечує продовження нормальної роботи електродвигунів та іншого навантаження, яке підключено до того самого живлячого джерела та, крім того, дозволяє мати невелику витримку часу на післядіючому МСЗ трансформатора 110/10 кВ. При використанні сучасних електронних реле часу допускається мати витримку часу на післядіючому МСЗ від 0,3 до 0,4 с. Недоліком СВ є обмежена зона дії, тому вона встановлюється як доповнення до МСЗ трансформатора. При виконанні диференційного захисту СВ не встановлюється.

Селективна робота СВ забезпечується вибором струму спрацювання:

$$I_{CB} = K_n \cdot I_{к.мах\ ВН}^{(3)}, \quad (6.2)$$

де K_n - коефіцієнт надійності, значення якого залежить від типу струмових реле, які використовуються: 1,3÷1,4 – для реле типу РТ-40 та приблизно 1,6 – для реле РТ-80 і РТМ;

$I_{к.мах\ ВН}^{(3)}$ - максимальне значення струму трифазного КЗ за трансформатором, яке приведено до сторони ВН, А.

Струм спрацювання струмових реле відсічки (уставка) визначається за виразом:

$$I_{cp} = I_{CB} \cdot \frac{K_{cx}^{(3)}}{n_c}. \quad (6.3)$$

Коефіцієнт чутливості захисту

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{p.min}}{I_{cp}} \approx 2, \quad (6.4)$$

де $I_{p.min}$ - мінімальне значення струму в реле при металічному двофазному КЗ на виводах ВН трансформатора, який захищається (точка К на рисунку 6.2).

Для схеми на рисунку 6.2, а) при усіх варіантах двофазного КЗ та для схеми на рисунку 6.2, б) при КЗ між фазами А і В, В і С $K_{cx} = 1$:

$$I_{min} = \frac{I_{к.min}^{(2)}}{n_c} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к.min}^{(3)}}{2 \cdot n_c}, \quad (6.5)$$

де $I_{к.min}^{(3)}$ - мінімальне значення первинного струму при трифазному КЗ на виводах ВН захищуваного трансформатора, яке визначено при найбільшому опорі живлячої системи.

Схема вмикання реле на різницю струмів двох фаз (рисунок 5.1, б) для захисту трансформаторів не використовується тому, що її коефіцієнт чутливості в 1,73 раза менший, ніж у схемі неповної зірки (рисунок. 6.2, а).

Для стандартної схеми з'єднань трансформаторів струму (рисунок 6.2, а) коефіцієнт чутливості можна визначити за первинними струмами:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{к.min}^{(2)}}{I_{CB}}. \quad (6.6)$$

Однак цей вираз справедливий у тих випадках, коли розрахункова перевірка трансформаторів струму показує, що їх повна (і струмова) похибка при струмі КЗ не більше 10%. Якщо струмова похибка більше 10%, що примусово допускається, наприклад, при використанні реле прямої дії (РТМ, РТВ), перевірку чутливості відсічки потрібно проводити за виразом (6.4), але з врахуванням дійсного розрахункового значення струмової похибки.

Для захисту трансформаторів 6 кВ зі схемою з'єднань обмоток Д/У₀, які встановлені для живлення електродвигунів (ЕД) власних потреб

електростанцій використовується схема захисту з трьома трансформаторами струму (рисунк 6.2, в).

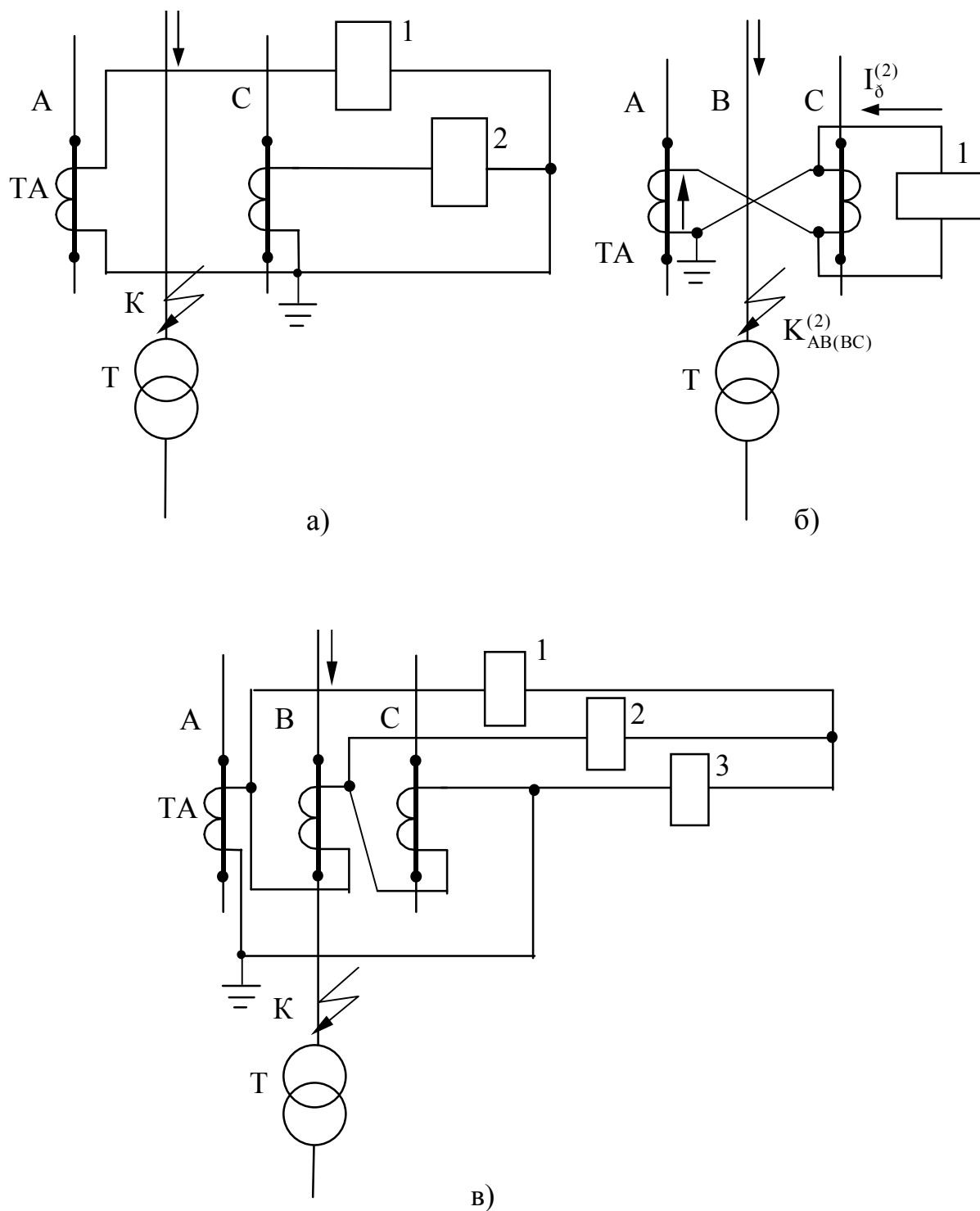


Рисунок 6.2 – Схема увімкнення максимальних струмових реле струмової відсічки трансформаторів

6.4 Максимальний струмовий захист

Вимірювальна частина МСЗ трансформаторів 10 кВ складається з двох або з трьох максимальних реле струму (три реле встановлюються для захисту трансформаторів зі схемою з'єднань обмоток Д/У₀ або У/Д). Реле струму вмикаються на струми А і С та на струм фази В, який проходить в зворотному проводі схеми з'єднань трансформаторів струму у неповну зірку. Вихідна дія реле струму здійснюється за схемою “АБО”, тобто захист може діяти при спрацюванні одного, двох або трьох реле. В логічній частині повинен бути орган витримки часу, який дозволяє встановлювати час спрацювання захисту в межах від 0,1 до 1,3 с. Передбачається також сигнальний орган та виконавчий орган, який діє на вимикання трансформатора з двох сторін.

МСЗ обов'язково встановлюється на усіх трансформаторах незалежно від установлення інших захистів, оскільки він здійснює дальнє резервування. Повноцінне дальнє резервування можна забезпечити тільки комплексом заходів, у які входять вибір найбільш чутливої схеми МСЗ, правильний розрахунок його струму спрацювання з урахуванням реально можливих перевантажень, але без збільшення струму спрацювання захисту, установлення додаткових захистів спеціально для цілей детального резервування. В цей комплекс заходів повинно входити раціональне розташування захисних апаратів в мережі 0,4 кВ, збільшення перерізів та зменшення довжини ліній 0,4 кВ з метою збільшення струмів КЗ до рівня, при якому зможе спрацювати резервний захист трансформатора 10/0,4 кВ.

Схеми вмикання струмових реле МСЗ вибираються таким чином, щоб забезпечити найбільшу чутливість захисту при усіх видах КЗ на стороні НН трансформатора. Для трансформаторів 10 кВ типовою схемою є двофазна трирелейна схема (рисунк 6.3), яка передбачається для захисту трансформаторів зі схемами з'єднань обмоток Д/У₀ 10/0,4 кВ та У/Д 10/6 кВ.

При двофазному КЗ за трансформатором Д/У₀ на живлячій стороні ВН в одній з фаз проходить струм КЗ, який у два рази більший, ніж в інших фазах. За значенням цей струм дорівнює струму трифазного КЗ. Установлення трьох реле гарантує однакову чутливість захисту при усіх видах міжфазних КЗ. Вилучення одного з реле, наприклад реле 3, знизило б чутливість захисту до двофазних КЗ у 2 рази, що недоцільно та недопустимо.

На трансформаторах У/У₀ можна було б використовувати дворелейну схему (тільки реле 1 та 2 на рисунку 6.3), оскільки третє реле не збільшує чутливість захисту до двофазних КЗ. Але для підвищення у 2 рази чутливості захисту до однофазних КЗ на землю на стороні 0,4 кВ доцільно використовувати трирелейну схему. Не слід забувати про

установлення третього реле в схемі МСЗ при заміні трансформатора зі схемою з'єднань Y/Y_0 на повний трансформатор – D/Y_0 .

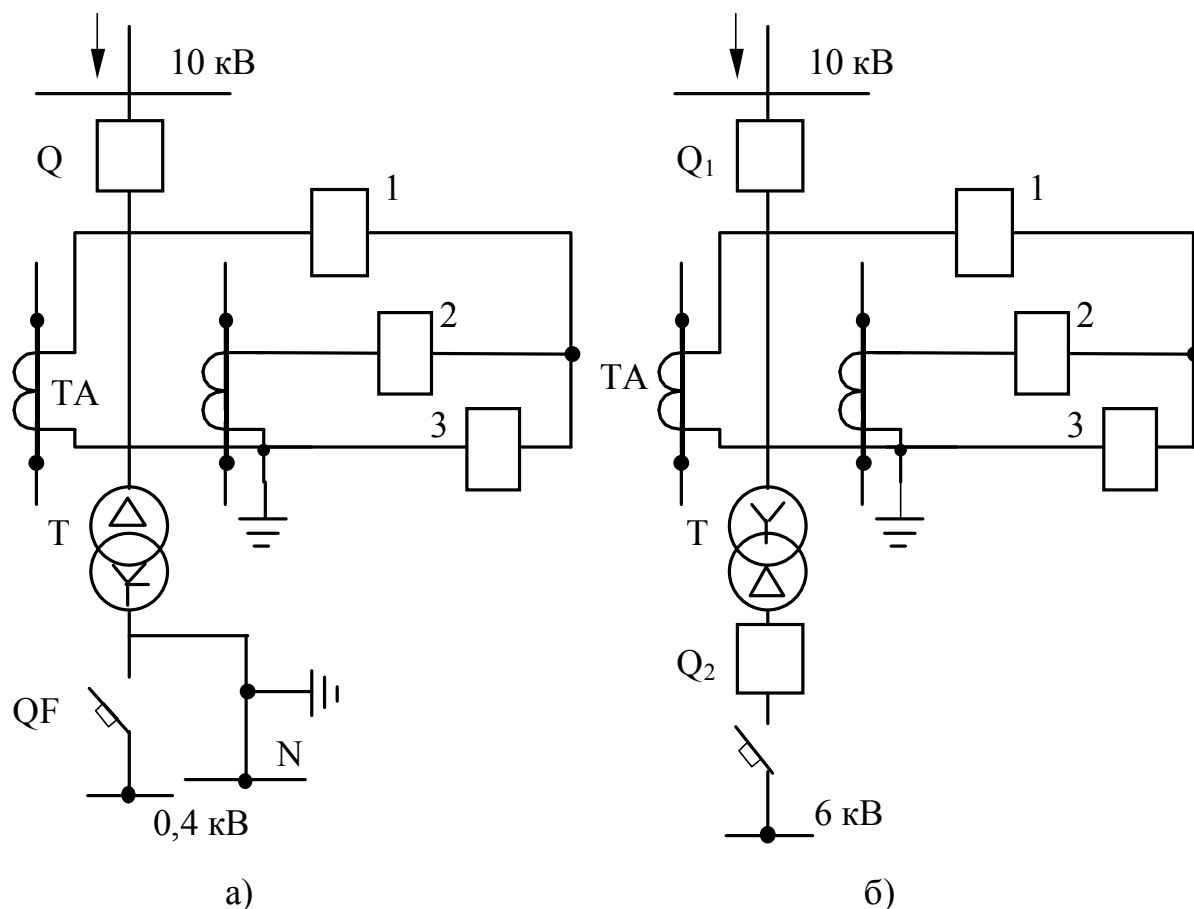


Рисунок 6.3 – Схема увімкнення трьох струмових реле МСЗ трансформаторів 10 кВ зі схемами з'єднання обмоток D/Y_0 (а) та Y/D (б)

В схемах з дешунтуванням YAT також повинні бути встановлені три струмових реле з дешунтувальними потужними контактами, але електромагнітів вимикання YAT в приводі вимикача може бути тільки два. Це необхідно враховувати при розрахунку чутливості захисту в цілому.

МСЗ трансформаторів 10 кВ виконуються в основному на електромеханічних реле (типів РТВ, РТ-80, РТ-40). Поряд з цим також використовуються сучасні електронні захисти типів ЯРЭ-2201, ТЗВР та УМТЗ.

МСЗ на трансформаторах 10 кВ можуть виконуватись з залежною, незалежною або обмежено залежною від струму витримкою часу.

МСЗ з обмежено залежною характеристикою може виконуватись за допомогою одного з двох типів електромеханічних реле:

- електромагнітного реле прямої дії струму РТВ;
- індукційного реле непрямої дії РТ-80.

Реле РТВ виконує одночасно функції струмового вимірювального органа (реле струму) та органа витримки часу (реле часу). Уповільнення дії

реле РТВ досягається за допомогою часового механізму. Реле РТВ вбудовується в пружинний привод вимикача 10 кВ. Реле має 6 виконань – від I до VI, які відрізняються один від одного значеннями струмів спрацювання (уставок). Реле РТВ I÷РТВ III має характеристику (крива 2 на рисунку 6.4), у якій незалежна (усталена) частина настає при струмі приблизно $1,6 \cdot I_{c.p.}$. Реле РТВ IV÷РТВ VI має більш пологі характеристику (крива 3 на рисунку 6.4), в якій незалежна частина настає при струмі $3 \cdot I_{c.p.}$.

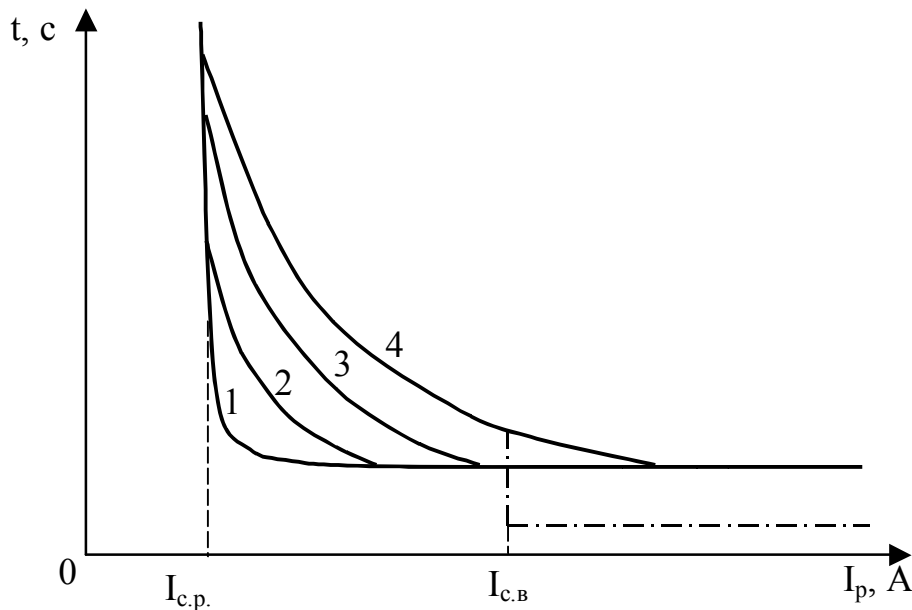


Рисунок 6.4 – Обмежено залежні характеристики різних типів максимальних реле струму:
1 – реле РТ-90; 2 – реле РТВ I – РТВ III;
3 – реле РТВ IV – РТВ VI; 4 – реле РТ-80

Індукційне реле РТ-80 використовується в релейному захисті більше 50 років завдяки його перевагам:

- реле має характеристику (крива 4 на рисунку 6.4), яка добре узгоджується з характеристиками плавких запобіжників та створюється без часового механізму;
- реле має досить потужні константи, які діють безпосередньо на електромагніт вимикання вимикача у схемах на оперативному постійному струмі та можуть дешунтувати УАТ у схемах на змінному оперативному струмі (використовується реле РТ-85 або РТ-95);
- крім індукційного в реле є електромагнітний елемент (відсічка), який забезпечує миттєву дію реле при вторинному струмі КЗ, який в 2÷8 разів перевищує струм спрацювання індукційного елемента (його характеристика показана штриховою лінією, починаючи зі струму $4 \cdot I_{c.p.}$);
- реле має сигнальний орган.

Таким чином, в одному реле РТ-80 об'єднані вимірювальний орган двоступеневого МСЗ, логічна частина, сигнальний та виконавчий органи, що робить захист з реле РТ-80 простим і дешевим. Однак порівняно з сучасними статичними (електронними) реле у РТ-80 є суттєві недоліки:

- наявність рухомих части;
- низький коефіцієнт повернення;
- великі габарити та маса;
- можливість помилкового спрацювання при дії ударних навантажень.

Для реле РТ-40 характерні усі недоліки, які мають електромеханічні реле: низький коефіцієнт повернення, наявність рухомих частин, можливість вібрації контактів та відмова функціонування при струмовій похибці трансформаторів струму більше 50%.

За допомогою реле РТ-40 виконується МСЗ трансформаторів з використанням реле часу постійного струму або реле часу змінного струму та спеціальних проміжних реле для дешунтування УАТ вимикачів 10 кВ.

Орган витримки часу потрібен, коли в МСЗ використовуються максимальні реле струму миттєвої дії (типу РТ-40 або аналогічні електронні реле типу РСТ, або їм подібні). Для МСЗ з реле РТВ та РТ-80 окремі органи витримки часу непотрібні.

При виконанні МСЗ на постійному або випрямленому оперативному струмі використовують електромагнітні реле часу з часовим механізмом серій ЭВ-100 і РП-100 та інших типів, які створюють витримку часу після подання команди від вимірювальних органів – реле струму $КА_A$, $КА_B$ або $КА_C$, або усіх разом (рисунок 6.5, а)

При виконанні захисту на змінному оперативному струмі використовуються два види реле часу та відповідно дві різні схеми логічної частини МСЗ (рисунок 6.5, б і в).

На рисунку 6.5, б) показана схема захисту з реле часу, яке створює витримку часу після зняття оперативного струму (напруги). У електромеханічних реле часу типів ЭВ і РВ-215, РВ-225, РВ-235 дійсно при знятій з котушки напрузі виникає повернення підтягнутого якоря та запуск часового механізму, створюючого витримку часу на замикання контакту реле КТ в колі команди на вимикання вимикача. Електронне реле типу РВ-03 починає відлік часу також після зняття змінного оперативного струму, яке здійснюється розмикаючими контактами максимальних реле струму КА. Їх послідовне включення забезпечує логічну операцію “АБО”. Контакт реле часу КТ з заданою витримкою часу діє на вимикання вимикача, використовуючи як оперативний струм або трансформатори струму (схема з дешунтуванням УАТ), або трансформатори напруги чи власних потреб інших секцій або енергію попередньо заряджених конденсаторів.

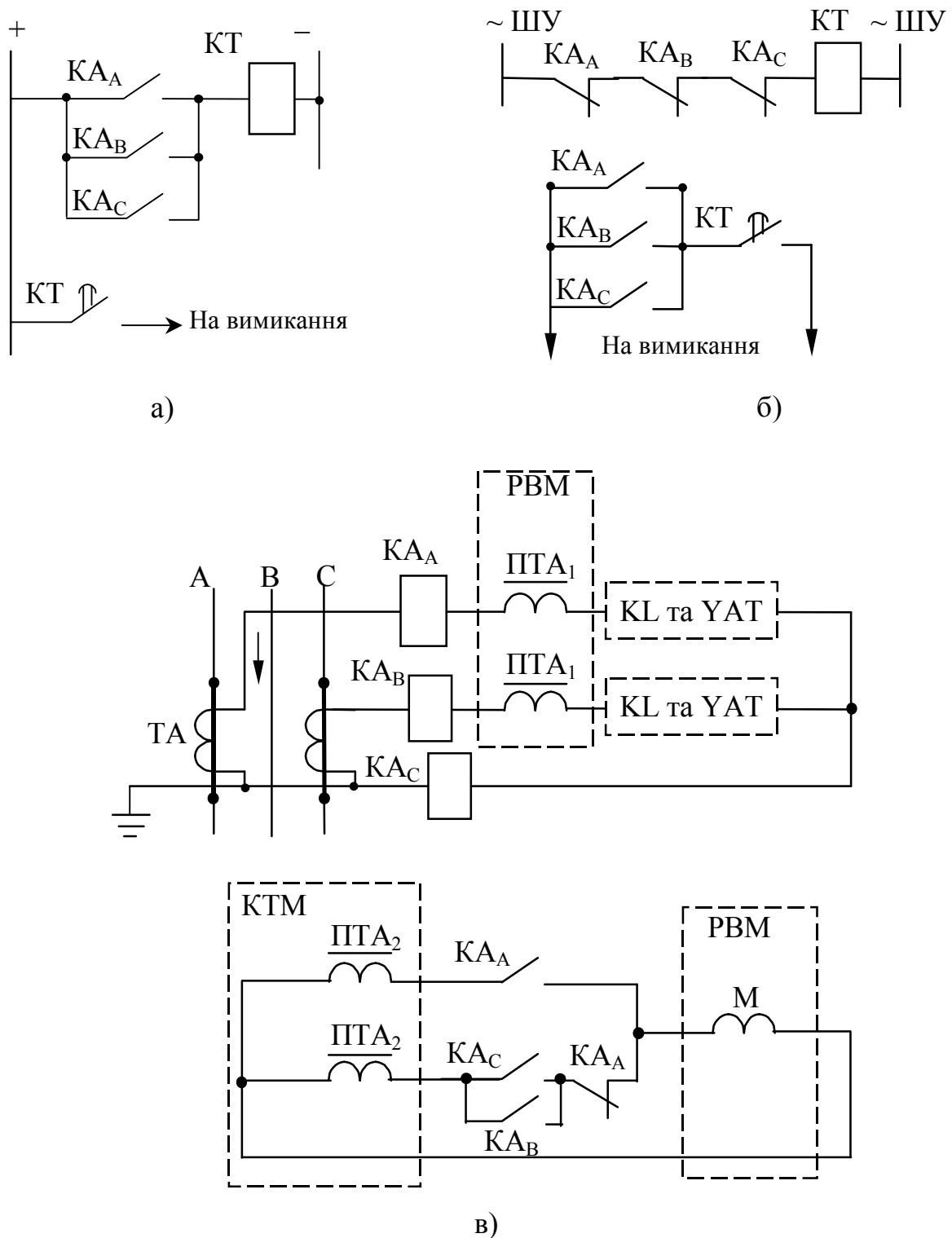


Рисунок 6.5 – Схеми виконання витримки часу МСЗ за допомогою реле часу постійного струму серії РВ-100 або РВ-01 (а), реле часу змінної напруги РВ-200 або РВ-03 (б), струмового реле часу типу РВМ-12 (в)

Схема на рисунку 6.5, б) має суттєвий недолік: при зникненні напруги на шинах управління ШУ реле часу замикає свої контакти і МСЗ перетворюється в неселективну відсічку, яка спрацьовує при зовнішньому

КЗ раніше, ніж власний захист пошкодженого елемента. Можливе миттєве спрацювання цього захисту і при вмиканні захищуваного трансформатора під напругу через кидок струму намагнічування.

Більш широке розповсюдження має схема МСЗ з незалежною характеристикою на змінному оперативному струмі з струмовими реле часу типу РВМ-12 та РВМ-13.

Реле часу РВМ виконані з синхронним однофазним мікродвигуном М (рисунок 6.5, в), який вмикається через проміжні насичувальні трансформатори струму ПТА на вторинні струми трансформаторів струму ТА будь-яких двох фаз захищуваного елемента. Первинні обмотки $ПТА_1$ вмикаються послідовно з реле захисту $КА_A$ та $КА_C$, відповідно, а також з проміжними реле КЛ та електромагнітами УАТ, що дешунтуються.

При пошкодженні в трансформаторі або при зовнішньому КЗ спрацювають струмові реле КА і замикають свої контакти в колі пуску мікродвигуна М. Схема виконується таким чином, щоб при будь-якому виді КЗ мікродвигун підключався тільки до однієї з вторинних обмоток $ПТА_2$. Оскільки в цей час по первинній обмотці $ПТА_1$ йде струм КЗ, він трансформується у вторинну обмотку $ПТА_2$ і приводить до обертання мікродвигуна М. За допомогою редуктора частота обертання двигуна знижується до такого значення, щоб вихідний важіль механізму з рухомими контактами рухався протягом 4 с – для реле РВМ-12 та 10 с – для РВМ-13. В межах цих значень встановлюється витримка часу для імпульсного та замикаючого контактів реле. Таким чином, реле КТМ починає рахувати час тільки після виникнення КЗ та спрацювання струмових реле захисту.

Задачею розрахунку параметрів МСЗ трансформатора є:

- вибір значень спрацювання захисту;
- вибір струму спрацювання реле;
- вибір часу спрацювання захисту з незалежною характеристикою або характеристики спрацювання струмових реле для захисту з залежною характеристикою;
- виконання розрахункової перевірки трансформаторів струму.

6.4.1 Вибір струму спрацювання

Уставки за струмом МСЗ повинні забезпечувати:

а) неспрацювання захисту на вимикання при післяаварійних перевантаженнях;

б) узгодження дії за струмом і за часом з захистами живильних (“послідовних”) та (“попередніх”) елементів, що відходять;

в) необхідну чутливість при усіх видах КЗ в основній зоні та в зоні резервування.

Крім того, для схем з дешунтуванням УАТ необхідно забезпечити надійну дію УАТ після дешунтування.

Для забезпечення неспрацювання захисту при післяаварійних перевантаженнях необхідно вибрати його струм спрацювання більшим, ніж можливий струм самозапуску електродвигунів, які живляться від трансформатора, а також більшим, ніж можливий струм перевантаження при дії АВР, в результаті чого до працюючого з навантаженням трансформатора підключається додаткове навантаження.

Для забезпечення неспрацювання від самозапуску електродвигунів струм спрацювання захисту вибирається за виразом:

$$I_{C3} \geq \frac{K_n \cdot K_{C3П}}{K_{П}} \cdot I_{роб.мах}, \quad (6.7)$$

де K_n – коефіцієнт надійності, який дорівнює $1,1 \div 1,2$ для реле типів РТ-40, РТ-80, РТ-90 та РСТ та $1,2 \div 1,4$ для реле типу РТВ;

$K_{C3П}$ – коефіцієнт самозапуску, значення якого лежать в діапазоні від 1 до 4;

$K_{П}$ – коефіцієнт повернення реле, який дорівнює $0,9 \div 0,95$ для реле типу РСТ; $0,8$ – для реле типів РТ-40 і РТ-80 та $0,6 \div 0,7$ – для реле РТВ;

$I_{роб.мах}$ – максимальне значення робочого струму трансформатора.

Для забезпечення неспрацювання від струму перевантаження після дії АВР струм спрацювання захисту вибирається за виразом:

$$I_{C3} \geq \frac{K_n}{K_{П}} \cdot (K_{C3П} \cdot I_{роб.махT2} + K'_n \cdot I_{роб.махT1}), \quad (6.8)$$

де $K'_n = 1,5 \div 2$ – коефіцієнт, який враховує збільшення струму через трансформатор T_1 через зниження напруги на шинах НН при підключенні до цього після АВР двигунів іншої секції, яка раніше живилася від трансформатора T_2 .

Таким чином, струм спрацювання МСЗ трансформаторів, які знаходяться у неявному резерві (рисунок 6.6) залежно від типу реле, які використовуються, та складу навантаження, може бути рівним $(2 \div 7)$ -кратному відносно номінального струму трансформатора.

При розрахунку струмів спрацювання захистів з відносною селективністю, до яких належить МСЗ, необхідно виконувати узгодження чутливості. Для узгодження чутливості МСЗ суміжних елементів діє правило, згідно з яким захист, який розташовано ближче до джерела живлення (“послідовний”), повинен бути менш чутливим, тобто мати

більший струм спрацювання, ніж розташований далі від джерела живлення (“попередній”).

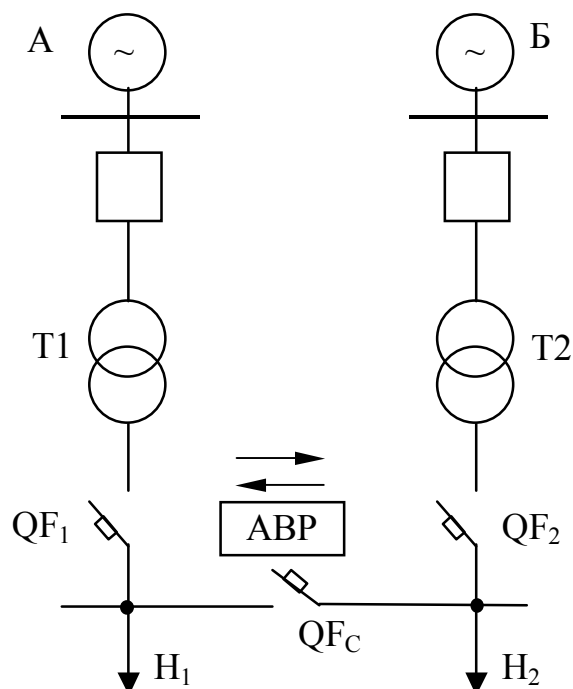


Рисунок 6.6 – Схема підстанції 10 кВ з двома трансформаторами, які знаходяться в неявному резерві

На рисунку 6.7 послідовним захистом є захист 1 трансформатора, а попереднім – захист 2 однієї з ліній НН, які відходять. Для того щоб забезпечити неспрацювання захисту 1 в умовах, коли через недостатню чутливість відмовляє захист 2, необхідно узгодити їх чутливість, тобто вибрати I_{c31} більшим, ніж сума струмів $I_{c32\text{непер.}} + I_{\text{роб.}}$ за виразом:

$$I_{c31} \geq K_{н.у} \cdot (I_{c32\text{непер.}} + I_{\text{роб.}}), \quad (6.9)$$

де $K_{н.у} = 1,1 \div 1,3$ – коефіцієнт надійності узгодження.

Чутливість МСЗ оцінюється коефіцієнтом чутливості за виразом (6.4). Найменше значення струму в реле $I_{p.min}$ визначається за мінімальним значенням первинного струму КЗ за трансформатором з урахуванням схеми включення струмових реле захисту, виду КЗ та коефіцієнта трансформації n_c . Струм спрацювання реле I_{cr} визначається за виразом (6.3), в який підставляється найбільше значення I_{c3} , яке отримано із умов (6.7) і (6.8), також із умови (6.9).

Значення коефіцієнта тривалості для усіх МСЗ повинно бути приблизно 1,5 при металічному КЗ в кінці основної зони дії, тобто на шинах НН трансформатора, і приблизно 1,2 – при КЗ в зонах дальнього

резервування. При КЗ через перехідний опір до 15 мОм на шинах 0,4 кВ коефіцієнт чутливості в основній зоні повинен бути близько 1,2.

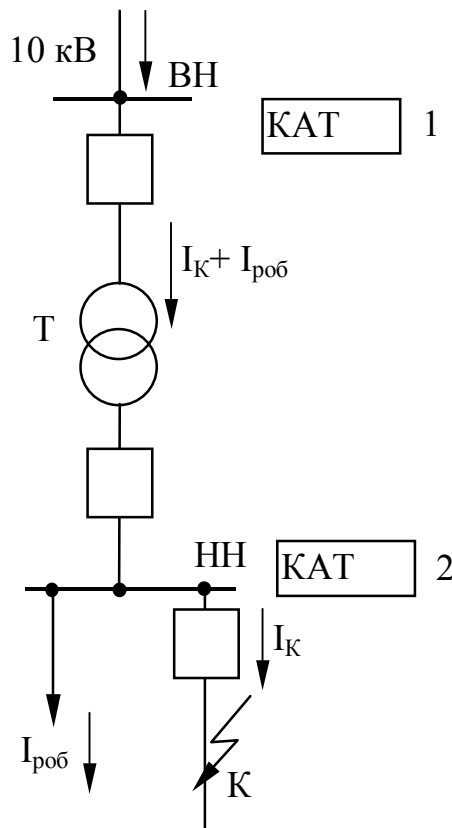


Рисунок 6.7 – Струморозподіл при віддаленому КЗ в мережі НН

6.4.2 Вибір часу спрацювання та характеристики МСЗ

Час спрацювання захисту t_{cz} вибирається з таких умов:

- забезпечення термічної стійкості трансформатора;
- забезпечення селективності відносно захистів наступних на попередніх елементів.

За умови селективності для захистів з незалежними характеристиками час спрацювання наступного захисту (1 на рисунку 6.7):

$$t_{cz1наст.} = t_{cz2попер.} + \Delta t, \quad (6.10)$$

де $t_{cz2попер.}$ - час спрацювання попереднього захисту 2;

Δt - ступінь селективності, значення якого знаходяться в межах 0,4÷0,6 с для сучасних електромеханічних реле часу та 0,3÷0,4 с для електронних реле.

Для захистів з залежною характеристикою час спрацювання залежить від струму. Тому ступінь селективності повинен вибиратись при певному значенні струму:

а) при узгодженні наступного 1 та попереднього 2 захистів з залежними характеристиками – при максимальному значенні струму КЗ спочатку попередньої ділянки (на лінії НН, яка відходить, на рисунку 6.8);

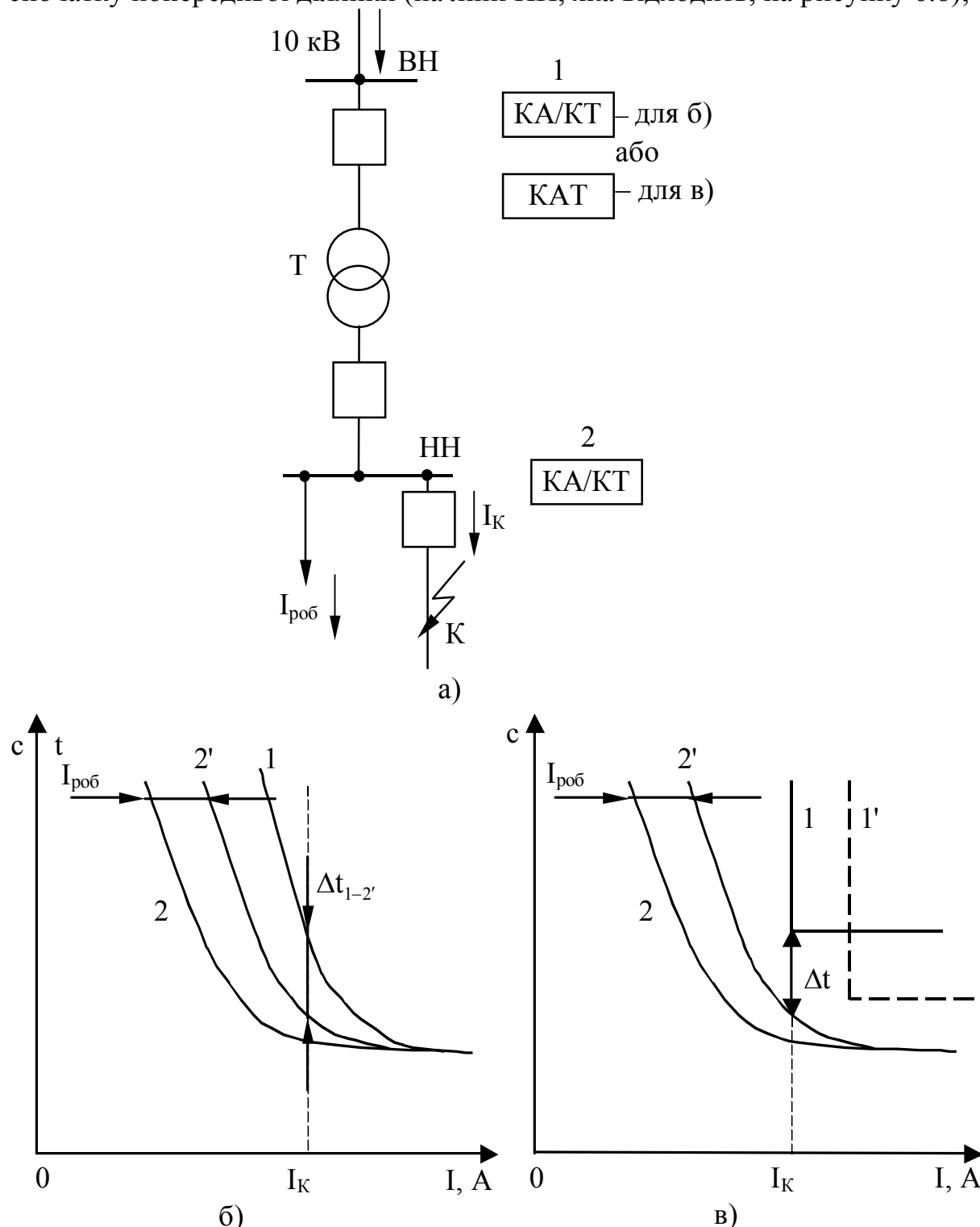


Рисунок 6.8 – Узгодження характеристик МСЗ наступного 1 та попереднього 2 елементів: а – розрахункова схема; б і в – карта селективності

б) при узгодженні наступного захисту 1 з незалежною характеристикою та попереднього захисту 2 з залежною характеристикою – при струмі спрацювання наступного захисту $t_{сз1наст.}$ (рисунок 6.8, в).

З рисунку 6.8, в) видно, що зменшення часу спрацювання наступного захисту 1 може бути досягнуто шляхом збільшення його струму спрацювання (штрихова характеристика 1'), якщо це допустимо за умови забезпечення чутливості захисту.

Вибір та узгодження часу спрацювання і характеристик залежних захистів виконується шляхом побудови *карти селективності* (рисунок 6.8, б) і в). Струми спрацювання захистів, які встановлені на різних ступенях напруги, повинні бути приведені до одного ступеня напруги за допомогою коефіцієнта трансформації трансформатора. Для врахування впливу струмів навантаження непошкоджених попередніх елементів характеристика захисту 2 пошкодженого попереднього елемента повинна бути зсунута вправо на відрізок, який дорівнює значенню сумарного струму навантаження $I_{роб.}$ (характеристика 2' на рис. 6.8, б), в), після чого ступінь селективності Δt вибирається між характеристиками 1 та 2'. Цю вимогу важливо виконати при узгодженні захистів в залежній частині характеристик. Карта селективності наочно показує наскільки вдало виконано узгодження попередніх та наступних захистів за струмом та часом спрацювання.

Ступінь селективності Δt вибирається залежно від типу реле та області узгодження. При узгодженні характеристик в їх залежній частині $\Delta t \approx 1$ с – для реле РТВ та близько 0,7 с – для реле РТ-80, в незалежній частині – відповідно 0,7 і 0,6 с. Для електронних реле з залежною характеристикою ступені селективності можуть бути значно менші: орієнтовно $\Delta t \approx 4$ с.

6.4.3 Розрахункова перевірка трансформаторів струму

До трансформаторів струму ТА, які використовуються в релейному захисті, висуваються такі вимоги щодо забезпечення його надійного функціонування:

1) робота з похибкою (повною) не більше 10% при розрахункових значеннях струму, які вибираються залежно від типу захисту: $\varepsilon \leq 10\%$ при $I_{1розр.}$;

2) робота з похибкою (струмовою) не більше максимально допустимої для вибраного типу реле при максимальних значеннях струму КЗ через захист:

$$f_{\max} \leq f_{\text{доп.}} \text{ при } I_{1к. \max};$$

3) запобігання небезпечних перенапруг у вторинних колах ТА та захисту при захисті за максимальних значень струму КЗ:

$$U_{2\max} \leq U_{2\text{доп.}} \text{ при } I_{1\text{к.мак.}}$$

Стосовно до МСЗ та струмових відсічок розрахункова перевірка ТА виконується в такій послідовності та такими практичними способами.

Перевірка на десятивідсоткову повну похибку по *кривих граничної кратності* виконується головним чином при проектуванні, коли використовуються спеціальні типові криві граничної кратності $K_{10} = f(z_n)$, де z_n - опір вторинного навантаження трансформаторів струму (реле, проводи, прилади), при якому повна похибка ТА $\varepsilon = 10\%$. Потрібно зауважити, що для правильної точної роботи МСЗ достатньо забезпечити значення струмової похибки $f \leq 10\%$ (нагадаємо, що $f < \varepsilon$). Однак для одностайності розрахункової перевірки ТА для усіх типів захистів прийнято виконувати умову $\varepsilon \leq 10\%$, для чого і побудовані єдині криві граничних кратностей $K_{10} = f(z_n)$. Це створює розрахунковий запас для МСЗ.

Значення граничної кратності K_{10} визначаються за виразом:

$$K_{10} = \frac{I_{1\text{розр.}}}{I_{1\text{ном.ТА}}}, \quad (6.11)$$

де $I_{1\text{ном.ТА}}$ - первинний номінальний струм ТА;

$I_{1\text{розр.}}$ - розрахунковий струм, при якому ТА повинні працювати з похибкою $\varepsilon \leq 10\%$; для МСЗ з незалежною характеристикою та струмових відсічок береться на 10% більшим первинного струму спрацювання, тобто $1,1 \cdot I_{\text{сз}}$ або $1,1 \cdot I_{\text{СВ}}$; для МСЗ з залежною характеристикою береться рівним тому значенню первинного струму, при якому вибирається ступінь селективності Δt (див. рис. 6.8, б) і в), тобто в одному випадку $I_{1\text{розр.}} = 1,1 \cdot I_{\text{к.мак.}}$, а в іншому $I_{1\text{розр.}} = I_{\text{сз.наст.}}$.

Підбирається потрібна крива граничних кратностей, яка відповідає типу, класу точності та коефіцієнту трансформації ТА, і за значенням K_{10} , яке отримано з виразу (6.11), визначається значення z_n (рисунк 6.9, а). При проектуванні за значенням z_n вибирається переріз з'єднувальних проводів між ТА та реле. При налагоджуванні та обслуговуванні релейного захисту фактичне значення опору навантаження вимірюється згідно з "Інструкцією по перевірці трансформаторів струму" з метою отримання значень $z_{н.ф}$ для кожної фази, де встановлені ТА, та для – зворотного або нульового проводу схеми з'єднань ТА. Для типової схеми "неповна зірка", яка використовується для захисту елементів 10 кВ (наприклад, на

рисунку 6.3) визначається $z_{н.ф.А}$, $z_{н.ф.В}$ і $z_{н.ф.С}$. Далі необхідно визначити розрахунком найбільше значення $z_{н.ф.р}$ для ТА МСЗ, яка відповідає двофазному КЗ за трансформатором зі схемою з'єднань обмоток Д/У₀: $z_{н.ф.р} = 3 \cdot r_{нр} + 3 \cdot z_p + r_{нр} \approx z_{н.ф.А}$. Якщо $z_{н.ф.р} \leq z_n$, то повна похибка ТА буде $\varepsilon \leq 10\%$, що і потрібно для правильного функціонування усіх типів захистів. Виключення робиться лише для деяких схем захистів на змінному оперативному струмі, тобто допускається струмова похибка $f > 10\%$ для ТА, на які включені реле прямої дії, а також для ТА в схемах з дешунтуванням УАТ, але тільки в режимах після їх дешунтування.

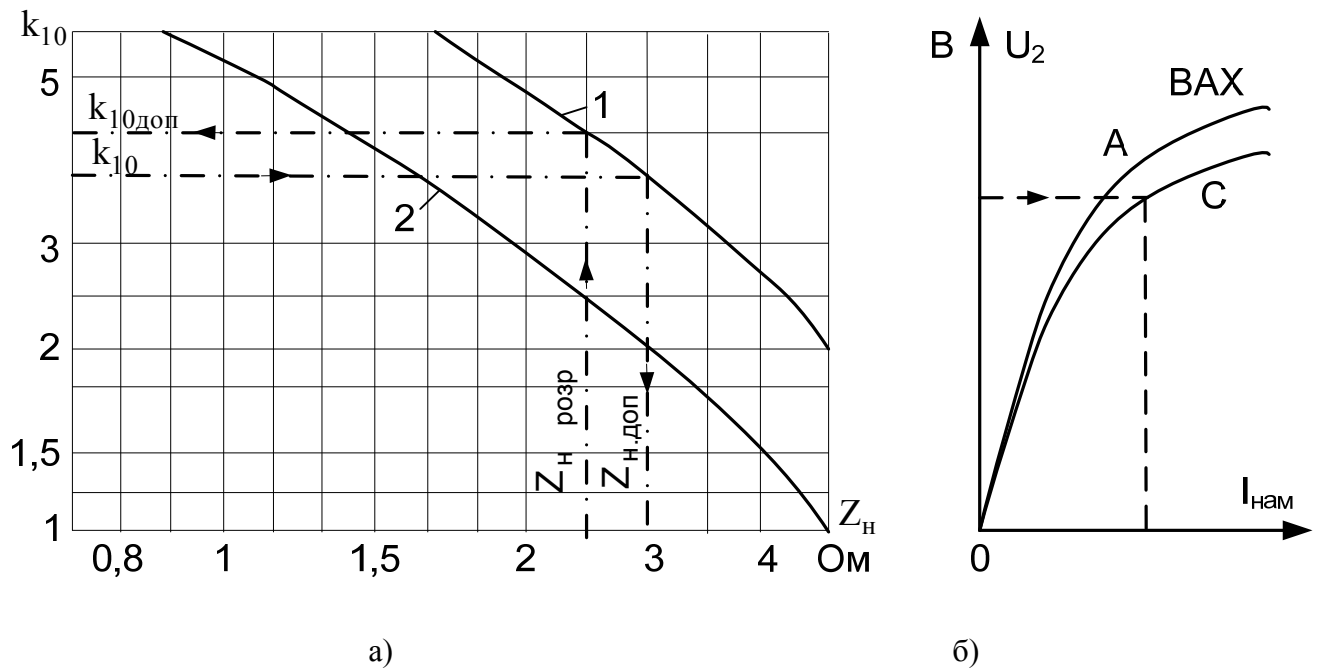


Рисунок 6.9 – Розрахункова перевірка трансформаторів струму на 10%-ву повну похибку $\varepsilon \leq 10\%$ по кривих граничної кратності $k_{10} = f(z_n) - a$) та по фактичних вольт-амперних характеристиках (BAX): $U_2 = f(I_{нам}) - б$)
(1 – обмотка класу Р; 2 – класу 0,5)

6.4.4 Перевірка на десятивідсоткову похибку за вольтамперними характеристиками трансформаторів струму $U_2 = f(I_{нам})$

Після зняття ВАХ ТА виконується перевірка ТА на виконання першої умови - $\varepsilon \leq 10\%$. Для цього визначається розрахункова напруга на затискачах вторинної обмотки ТА за виразом:

$$U_{2\text{розр.}} = I_{2\text{розр.}} \cdot (z_{н.ф.р} + z_{2ТА}), \text{ (В)}, \quad (6.12)$$

де $I_{2розр.} = \frac{I_{1розр.}}{n_c}$ - вторинне значення розрахункового струму, при якому

ТА повинні працювати з похибкою $\varepsilon \leq 10\%$, А;

n_c - коефіцієнт трансформації ТА;

$z_{н.ф.р}$ - фактичне розрахункове навантаження ТА, Ом;

$z_{2ТА}$ - повний опір вторинної обмотки ТА, Ом.

$$z_{2ТА} = \sqrt{x_{2ТА}^2 + r_{2ТА}^2} . \quad (6.13)$$

З ВАХ трансформатора струму однієї з фаз – А або С (тієї, яка йде нижче, рисунок 6.9, б) – визначається значення струму намагнічування $I_{нам}$, який відповідає значенню $I_{2розр.}$ та отриманий з виразу (6.12).

Повна похибка ТА (в %) визначається за виразом:

$$\varepsilon = I_{нам} \cdot \frac{100}{I_{2розр.}} . \quad (6.14)$$

Перевірка за допомогою ВАХ дозволяє встановити не тільки виконання вимоги $\varepsilon \leq 10\%$, але і визначити розрахунковий запас на майбутнє, коли може знадобитися збільшення опору навантаження $z_{н.ф.р}$ (вмикання додаткових реле) або збільшення значення струму $I_{1розр.}$ і, відповідно, збільшення $I_{2розр.}$. Якщо розрахункова точка розташовується на прямолінійній частині ВАХ при підніманні по ній (рисунок 6.9, б), то розрахунковий запас забезпечено.

6.4.5 Перевірка надійної роботи реле при максимальному значенні струму КЗ

Виконання другої умови до ТА ($f_{max} \leq f_{дон.}$) забезпечує надійне замикання контактів електромеханічних максимальних реле струму при викривленні форми кривої вторинного струму ТА (форми, яка відрізняється від синусоїди). Викривлення вторинного струму прямо пов'язано зі струмовою похибкою ТА: чим більша струмова похибка, тим більше викривлення форми вторинного струму. Для реле струму РТ-40 та РТ-80 значення $f_{дон.} = 50\%$, для сучасних електронних реле типу РСТ-11÷РСТ-13 значення $f_{дон.} \approx 80\%$.

Максимум значення струмової похибки f_{max} визначається при максимальному значенні струму при КЗ в місці установлення захисту

$I_{1к.мах}$. По цьому струмі визначається максимальна кратність для прийнятого ТА з первинним номінальним струмом $I_{1ном.ТА}$:

$$K_{мах} = \frac{I_{1к.мах}}{I_{1ном.ТА}}. \quad (6.15)$$

Для визначення $f_{мах}$ використовується залежність, яка наведена на рисунку 6.10, а). Коефіцієнт А визначається за виразом:

$$A = \frac{K_{мах}}{K_{10доп.}}, \quad (6.16)$$

де $K_{10доп.}$ - гранична кратність, яка відповідає значенню фактичного розрахункового ТА $z_{н.ф.р}$ та визначається по кривій граничних кратностей ТА даного типу, класу та коефіцієнту трансформації (рисунок 6.9, а); штрих-пунктирні лінії).

Із залежності $A = \psi(f)$ (див. рис. 6.10, а) визначається значення $f_{мах}$, яке відповідає значенню А з виразу (6.10). Якщо $f_{мах} \leq f_{доп.}$, то друга вимога до ТА виконується.

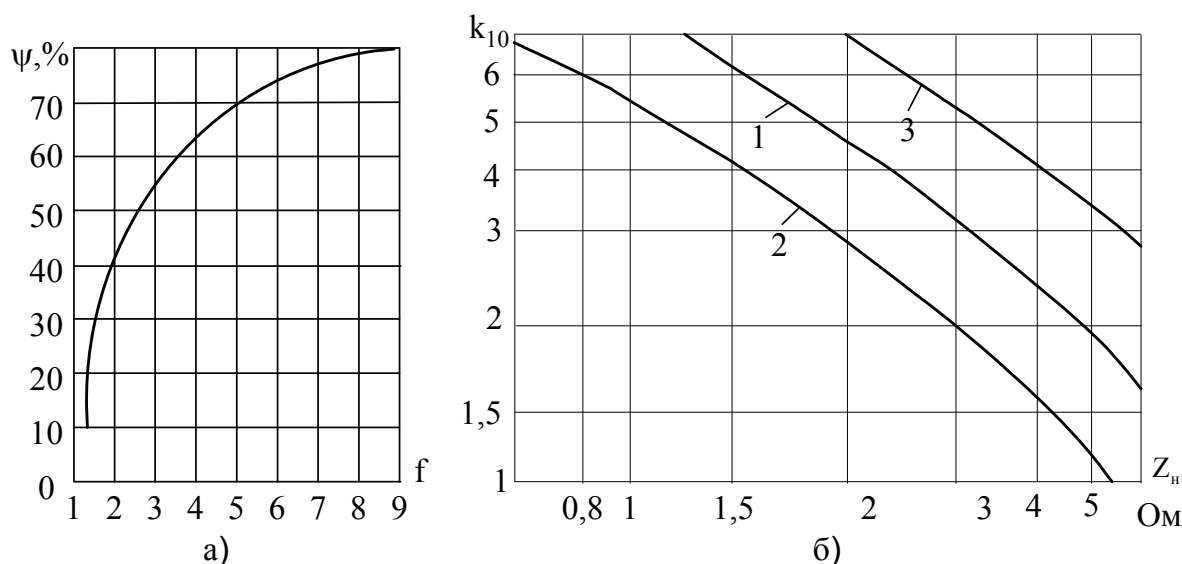


Рисунок 6.10 – До розрахункової перевірки надійності роботи максимальних реле струму: а – залежність $A = \psi(f)$; б – побудова сумарної кривої граничних кратностей (3) та визначення значення допустимої граничної кратності $k_{10доп.сум}$ при послідовному включенні двох вторинних обмоток трансформатора струму

В зв'язку зі зростанням енергетичних потужностей в електроустановках усіх класів напруги відбувається збільшення рівнів

струмів КЗ та, відповідно, і значень K_{max} для трансформаторів струму. Тому необхідно періодично перевіряти виконання другої вимоги до ТА: $f_{max} \leq f_{доп}$. Якщо ця вимога не виконується, необхідно замінити реле на такі, в яких вище значення $f_{доп}$ або зменшити значення f_{max} .

Зменшення значення струмової похибки f_{max} може бути досягнуто зменшенням значення $z_{н.ф.р}$ (наприклад, шляхом збільшення перерізу з'єднувальних проводів між ТА і реле), підвищенням значення $I_{ном,ТА}$ (наприклад, зміною ТА з $n_m = 100/5$ на ТА з $n_m = 200/5$, що зменшує значення кратності K_{max} і коефіцієнта А у два рази і суттєво знижує значення струмової похибки), послідовним вмиканням двох вторинних обмоток.

В електроустановках 10 кВ, де, в основному, використовуються ТА з двома вторинними обмотками класів 0,5 та Р, послідовне вмикання цих обмоток застосовується досить часто. Це допускається, якщо забезпечується надійна робота реле захисту і точна робота вимірювальних приладів. Для оцінки доцільності такого вмикання необхідно побудувати сумарну криву граничних кратностей (рисунок 6.10, б). Ця крива будується шляхом арифметичного підсумовування значень z_n , які знайдені по кривих граничних кратностей 1 і 2 для декількох будь-яких значень кратності K_{10} . По сумарній кривій граничних кратностей 3 визначається значення $K_{10доп.сум}$, яке відповідає $z_{н.ф.р}$. Значення $K_{10доп.сум}$ завжди буде більше, ніж $K_{10доп.}$ (при використанні тільки однієї вторинної обмотки ТА). Таким чином, значення А за виразом (6.16) буде меншим, що призведе до значення струмової похибки f (рисунок 6.10, а).

6.4.6 Запобігання небезпечних перенапруг у вторинних колах трансформаторів струму та захисту при максимальних значеннях струму КЗ

Третя вимога до ТА $U_{2max} \leq U_{2доп.}$ для ТА з вторинним номінальним струмом $I_{2ном} = 5$ А, як правило, виконується. Значення U_{2max} визначається за виразом:

$$U_{2max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot K_{max} \cdot I_{2ном} \cdot z_{н.ф.р}, \quad (B) \quad (6.17)$$

де K_y - ударний коефіцієнт, який враховує вплив аперіодичної складової струму КЗ (з 1978 р. не використовується у зв'язку з малою ймовірністю її виникнення);

K_{max} - максимальна кратність струму КЗ;

$I_{2ном}$ - номінальний вторинний струм ТА, який дорівнює 5 А для ТА, які використовуються в електроустановках напругою 10 і 0,4 кВ;

$z_{н.ф.р}$ - фактичне розрахункове значення опору навантаження ТА, Ом.

Значення $U_{2доп.} = \sqrt{2} \cdot U_{2доп.нр.}$, де $U_{2доп.нр.}$ - допустиме за ПУЕ значення напруги у вторинних колах ТА і захисту, взято рівним 1000 В.

6.4.7 Схема МСЗ та струмової відсічки на реле прямої дії типу РТВ та РТМ

Типова схема вмикання реле для захисту трансформатора 10 кВ зі схемою з'єднань обмоток Д/У₀ (або У/Д) та блоку лінія-трансформатор з такою самою схемою з'єднань обмоток наведена на рисунку 6.11. Реле 1 і 2 типу РТМ миттєвої дії здійснюють струмову відсічку, реле 3÷5 – МСЗ з залежною характеристикою (рисунки 6.3 і 6.4).

Вибір параметрів спрацювання виконується за виразами (6.2)÷(6.10), перевірка ТА – по (6.11)÷(6.17). Для ТА, на які вмикаються реле прямої дії, допускаються похибки більше 10%, якщо неможливо забезпечити $f \leq 10\%$.

При струмових похибках ТА $f > 10\%$ перевірка чутливості захисту та відсічки повинна виконуватись з урахуванням дійсного розрахункового значення струмової похибки за загальним виразом (за вторинними значеннями струмів):

$$K_{чр}^{(2)} = \frac{I_{р.мін}^{(2)} \left(1 - \frac{f}{100} \right)}{I_{ср}}, \quad (6.18)$$

а для схеми з'єднань ТА в неповну зірку (рисунок 6.11) для трирелейного МСЗ – за виразом (за первинними значеннями струмів):

$$K_{чз}^{(2)} = K_{чр}^{(3)} = \frac{I_{к.мін}^{(3)} \left(1 - \frac{f}{100} \right)}{I_{сз}}, \quad (6.19)$$

де $I_{к.мін}^{(3)}$ – мінімальне значення струму через трансформатор, який захищається, при трифазному КЗ на стороні НН;

$I_{сз}$ – струм спрацювання КЗ;

f – фактичне розрахункове значення струмової похибки ТА при струмі спрацювання струмової відсічки при сумісному вмиканні реле РТМ та РТВ (рисунок 6.11, а), %.

Для перевірки чутливості струмової відсічки трансформатора (рисунок 6.11) вираз (6.18) має інший вигляд:

$$K_{ч.в}^{(2)} = \frac{0,86 \cdot I_{к.мин}^{(3)} \left(1 - \frac{f}{100}\right)}{I_{св}}, \quad (6.20)$$

де $I_{св}$ - струм спрацювання струмової відсічки.

При сумісному вмиканні реле РТМ і РТВ на одну обмотку ТА (зазвичай класу Р (рисунок 6.11, а) похибка ТА визначається при розрахунковому струмі $I_{розр.}$, який дорівнює струму спрацювання струмової відсічки $I_{св}$, який зазвичай набагато більший, ніж струм спрацювання МСЗ. В результаті значення граничної кратності K_{10} за виразом (6.11) виявляється надто великим, а значення z_n , які визначаються по кривій граничних кратностей (рисунок 6.9, а) – невеликі. А фактичний розрахунковий опір навантаження $z_{н.ф.р.}$ за рахунок опору реле РТВ (близько 1 Ом) є надто значним і, як правило, більше допустимого значення z_n . В результаті і повна, і струмова похибки ТА можуть бути значно більше 10 кВ.

Приклад. Розглянемо порядок визначення чутливості релейного захисту трансформатора потужністю 1 МВ·А з урахуванням дійсних значень струмової похибки ТА на стороні 1 кВ.

Спочатку приймається типова схема з сумісним виконанням реле РТМ і РТВ на одну обмотку класу Р трансформатора струму 10 кВ типу ТПЛ (рисунок 6.11, а). Значення струмів КЗ наведені на розрахунковій схемі (рисунок 6.12). Струми спрацювання вибрані за виразами (6.2)÷(6.10):

- для МСЗ: $I_{с.з} = 200 \text{ А}$ (приблизно 350% номінального струму трансформатора);

- для струмової відсічки:

$$I_{с.в} = 1000 \text{ А}.$$

Коефіцієнт трансформації ТА: $n_c = 100 / 5 = 20$.

Перевірка на 10%-ву повну похибку виконується за допомогою кривої граничних кратностей $K_{10} = f(z_n)$ на рисунку 6.9, а). Гранична кратність визначається за виразом (6.11):

$$K_{10} = 1,1 \cdot \frac{I_{св}}{I_{ном.ТА}} = 1,1 \cdot \frac{1000}{100} = 11.$$

а) б)

Розраховується фактичний опір навантаження на ТА при двофазному КЗ на виводах 10 кВ трансформатора, який захищається, тобто в зоні дії відсічки, за виразом:

де $r_{\text{пр}}$ - опір проводів від ТА до реле (при виконанні захисту в КРП-10 кВ він не перевищує 0,05 Ом);
 $r_{\text{пер}}$ - опір перехідних контактів (рекомендується значення від 0,05 до 0,1 Ом);
 z_{PTM} і z_{PTB} - опори реле РТМ і РТВ, Ом.

Опір реле РТМ при уставці струму спрацювання $I_{cp} = \frac{1000}{20} = 50$ А

буде $z_{РТМ} = 0,8 \cdot \frac{S}{I_{cp}^2} = 0,8 \cdot \frac{345}{50^2} = 0,11$ Ом, де S – потужність реле РТМ, яка

споживається, при втягнутому якорі та струмі спрацювання, В·А (за каталогом заводу-виробника).

Опір реле РТВ при струмі спрацювання $I_{cp} = \frac{200}{20} = 10$ А буде

$z_{РТВ} = \frac{113}{10^2} = 1,13$ Ом, де $S = 113$ В·А – потужність, яка споживається реле, при струмі спрацювання 10 А та втягнутому якорі (за каталогом заводу-виробника).

Опір реле РТВ розраховується для *втягнутого* положення якоря, якщо струм спрацювання послідовно увімкненого реле РТМ перевищує струм спрацювання реле РТВ приблизно в 2 рази – для РТВ I÷РТВ III та в 3-4 рази – для реле РТВ IV÷РТВ VI. В цих випадках якоря (осердя) обох реле при спрацюванні реле втягуються одночасно і швидко (за 0,02 с). Але з врахуванням зниження опору реле при великих струмах можна прийняти в розрахунку $z_{РТВ} = 0,8 \cdot 1,13 = 0,9$ Ом. Це пояснюється тим, що опір реле РТВ зі струмом спрацювання 10 А при великих струмах знижується:

- а) при струмі 20 А – до 0,95 Ом;
- б) при струмі 25 А – до 0,9 Ом;
- в) при струмі 30 А – до 0,8 Ом.

Сумарне значення $z_{н.ф.р} = 0,1 + 0,11 + 2 \cdot 0,9 + 0,05 = 2,06$ Ом, що значно більше, ніж допустиме $z_{н.ф.р} = 0,8$ Ом і, таким чином, похибка ТА більше 10%.

Визначається чутливість відсічки з врахуванням дійсної похибки ТА за виразом (6.18, а). Похибка ТА f визначається при максимальному струмі КЗ $I_{к.мах} = K_{\chi} \cdot I_{СВ}$. При $K_{\chi} = 2$ для струмової відсічки СВ трансформаторів $I_{к.мах} = 2 \cdot 1000 = 2000$ А; максимальна кратність струму:

$K_{мах} \frac{2000}{100} = 20$. Допустиме значення граничної кратності $K_{10доп.} = 5$ при

визначному вище $z_{н.ф.р} = 2,06$ Ом (рисунки 6.9, а). Коефіцієнт $A = \frac{20}{5} = 4$, а

похибка $f = 63\%$ (рисунки 6.10, б). При струмі трифазного КЗ на виводах ВН трансформатора 2600 А коефіцієнт чутливості для струмової відсічки визначається за виразом (6.18):

$$K_4^{(2)} = 0,86 \cdot 2600 \cdot (1 - 0,63) / 1000 = 0,8,$$

тобто відсічка не може працювати внаслідок великої похибки ТА.

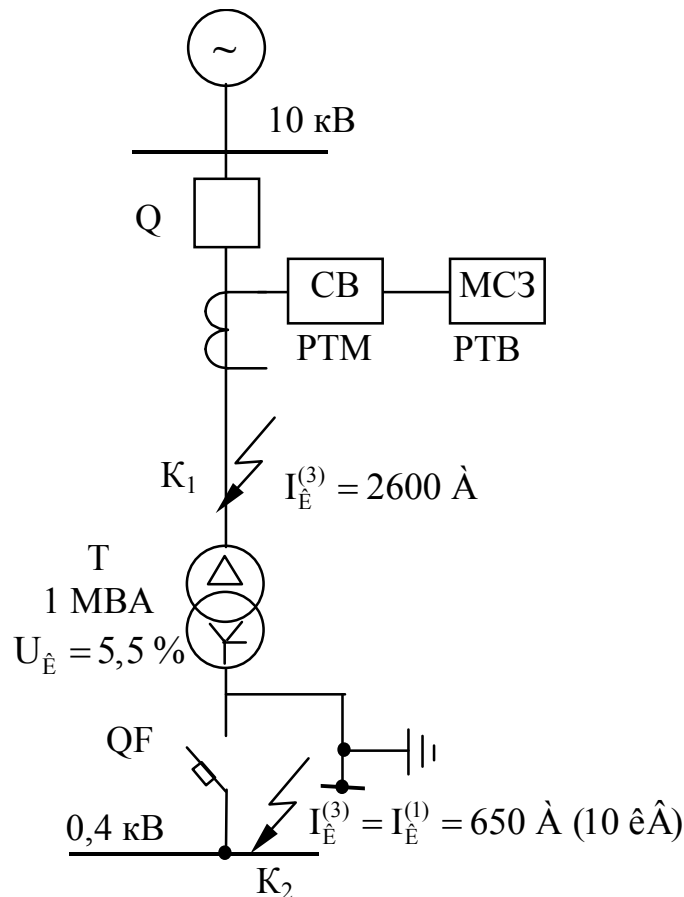


Рисунок 6.12 – До прикладу визначення чутливості релейного захисту трансформатора з реле прямої дії РТМ (струмова відсічка СВ) та РТВ (максимальний струмовий захист МСЗ) з урахуванням дійсної струмової похибки трансформатора струму ТА (значення струмів приведені до напруги 10 кВ)

Крім того, при $f > 10\%$ реле РТВ МСЗ буде працювати повільніше, ніж при 10%-вій похибці ТА, тому що їх час спрацювання залежить від величини струму, який проходить по обмотці реле. А він буде тим менший, чим більша струмова похибка ТА. Тому при $f > 10\%$ необхідно визначити час спрацювання реле РТВ з урахуванням дійсної струмової похибки ТА, а це викликає збільшення часу спрацювання послідовного захисту (див. рис. 6.4).

Тому для підвищення чутливості струмової відсічки та для зменшення часу роботи МСЗ трансформатора і захистів послідовних елементів краще всього забезпечити роботу ТА на трансформаторі 10 кВ з похибкою не більше 10%. Як один зі способів зменшення похибки ТА може бути розглянута можливість використання схеми захисту (рис. 6.11, б), де виконано окреме включення реле струмової відсічки РТМ та вимірювальних приладів на обмотку класу 0,5, а реле РТВ – на обмотку класу Р одних і тих самих ТА.

Розглянемо можливість виконання вимог ПУЕ для умов нашого прикладу. Перевіряються на 10%-ву похибку ТА класу 0,5 при струмі спрацювання відсічки, яка має такі параметри:

$$\text{а) } K_{10} = 1,1 \times \frac{1000}{100} = 11;$$

$$\text{б) } z_{н.доп.} = 0,85 \text{ Ом (рис. 6.9, а);}$$

$$\text{в) } z_{н.ф.р} = 2 \cdot r_{нр.} + z_{РТМ} + z_{ВП} + r_{пер} = 0,1 + 0,11 + 0,07 + 0,05 = 0,33 \text{ Ом,}$$

де $z_{ВП}$ - сума опорів амперметра (0,03 Ом) і двох електричних лічильників (опір кожного 0,02 Ом).

Таким чином, $z_{н.ф.р} < z_{н.}$, похибка $f < 10\%$ і коефіцієнт чутливості відсічки буде близько 2, що відповідає ПУЕ.

Опір навантаження на ці ТА в нормальному симетричному режимі розраховується з урахуванням того, що якор реле РТМ знаходиться у нижньому положенні і опір реле дорівнює 0,057 Ом, сумарний опір навантаження визначається за виразом [2]:

$$z_{н.ф.р} = 2 \cdot r_{нр.} + z_{РТМ} + z_{ВП} + r_{пер} = 0,1 + 0,057 + 0,07 + 0,05 = 0,28 \text{ Ом,}$$

що менше, ніж допускається ($z_{ном} = 0,4 \text{ Ом}$) для цих ТА з умов роботи з нормативною похибкою. Таким чином, вмикання реле РТМ та вимірювальних приладів на обмотку класу 0,5 допускається, причому лічильники можуть бути використані для розрахункового обліку електричної енергії. В тих випадках, коли лічильники використовуються тільки для технічного обліку, можуть допускатися опори навантаження більші, ніж вказаний опір $z_{ном}$.

Для обмотки класу Р перевірка на 10%-ву похибку виконується при струмі переходу характеристики спрацювання реле РТВІ в незалежну частину: $K_{10} = 1,1 \cdot 1,6 \cdot \frac{200}{100} = 3,5$. Допустиме значення опору навантаження

при цьому 3 Ом. Розраховується найбільший опір навантаження на ТА при двофазному КЗ за трансформатором за схемою з'єднань обмоток Д/У₀ або У/Д за виразом для трирелейної схеми МСЗ з реле РТВІ (рис. 6.11, б): $z_{н.ф.р} = 3 \cdot r_{нр.} + 3z_{РТВ} + r_{пер} = 0,15 + 3 \cdot 0,9 + 0,1 = 2,95 \text{ (Ом)}$, що приблизно дорівнює допустимому значенню опору навантаження (3 Ом), при якому повна похибка ТА $\varepsilon = 10\%$, а струмова похибка $f < 10\%$.

Іншими способами підвищення чутливості захисту на реле прямої дії є:

а) заміна ТА на більш потужні (з більшими допустимими значеннями $z_{н.}$ або з більш високими коефіцієнтами трансформації n_c);

б) послідовне вмикання двох обмоток ТА (див. рис. 6.2, б);

в) перехід на реле прямої дії, наприклад, РТ-85.

Кращий з способів вибирається шляхом порівняння техніко-економічного розрахунку варіанту.

6.4.8 Схеми МСЗ та струмової відсічки на реле РТ-80

В реле цього типу є індукційний елемент, який здійснює МСЗ з залежною характеристикою i , електромагнітний елемент (відсічка), який діє без витримки часу при струмі рівному або більшому струму спрацювання I_{CB} (рисунок 6.4). При використанні усіх реле серії РТ-80 похибка ТА не повинна перевищувати 50% при таких значеннях струму КЗ, коли важлива точна робота індукційного елемента для забезпечення селективності між суміжними захистами (див. рис. 6.8).

Схема МСЗ з реле РТ-81 на постійному оперативному струмі наведена на рисунку 6.13, а) і б) (реле 1-3). Схеми з реле РТ-85 на змінному оперативному струмі (рисунок 6.13, в) і г) відрізняються кількістю реле. Схема на рисунку 6.13, в) використовується для захисту трансформаторів 10 кВ зі схемою з'єднань обмотки Y/Y_0 . При використанні її для захисту трансформаторів D/Y_0 або Y/D чутливість до двофазних КЗ буде у 2 рази нижчою, ніж при трифазних КЗ за трансформатором. Установлення третього реле РТ-85 забезпечує рівність коефіцієнтів чутливості при цих видах КЗ. При відсутності в проводі вимикача третього електромагніту вимикання (YAT_3 на рисунку 6.13, г) можна після невеликого змінювання схеми з'єднань в одному з реле РТ-85 використати схему захисту з трьома реле РТ-85, але з двома YAT в приводі вимикача (рисунок 6.13, д). Котушка реле 3 вмикається в зворотний провід схеми неповної зірки, який замикає контакт 2, вмикається паралельно з аналогічним контактом 2, який замикається, реле 1, а контакт 1, який розмикається, - послідовно з аналогічним контактом 1 реле 1. Таким чином, реле 1 і 3 при спрацюванні сумісно або окремо утворюють дешунтування одного і того ж YAT . Отож, при усіх видах двофазних КЗ за трансформаторами зі схемами з'єднань обмоток D/Y_0 і Y/D в одному з реле проходить струм, який дорівнює за значенням струму при трифазному КЗ, але при визначенні чутливості YAT потрібно брати тільки половину струму трифазного КЗ, що є недоліком цієї схеми порівняно зі схемою рисунку 6.13, г).

Для схем захисту з дешунтуванням YAT ПУЕ вимагають, щоб похибки ТА до дешунтування не перебільшували 10%, тобто $\varepsilon \leq 10\%$. Після дешунтування допускається похибка більше 10%. Якщо розрахунок показує, що після дешунтування YAT похибка ТА перевищує 10% (це можна визначити по відповідній кривій граничної кратності), необхідно перевірити, що незважаючи на збільшення похибки $f > 10\%$ і зменшення струму в реле, реле РТ-85, яке спрацювало, не повернеться до початкового

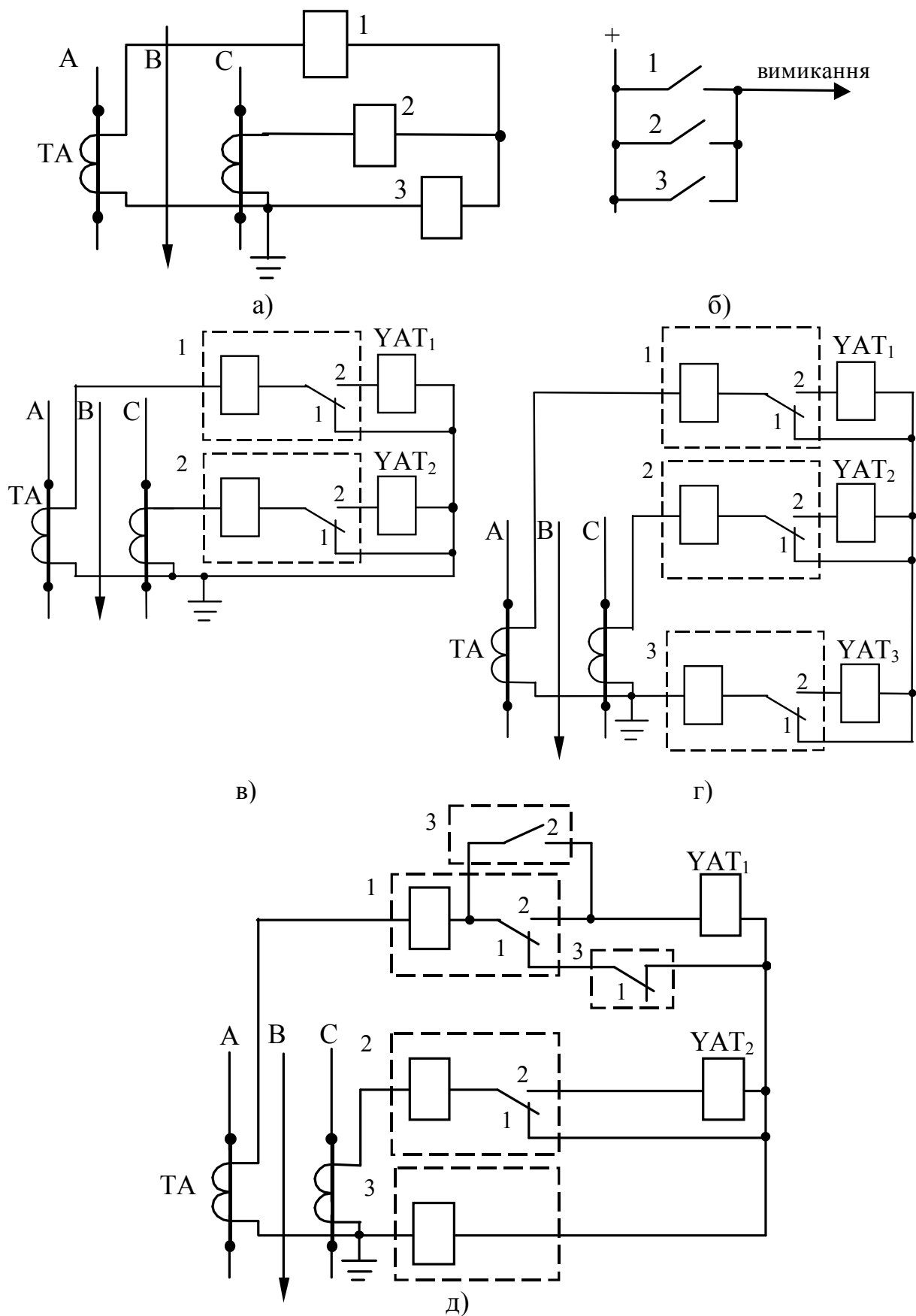


Рисунок 6.13 – Схеми МСЗ з залежною характеристикою з реле типу РТ-81, які виконані на постійному оперативному струмі (а і б) та на змінному оперативному струмі з дешунтуванням електромагнітів вимикання YAT (в – д)

положення, і, крім того, буде забезпечено надійне спрацювання УАТ з відповідним коефіцієнтом чутливості. Для цих перевірок необхідно розраховувати дійсне значення струмової похибки f , використовуючи залежність на рисунку 6.10, а).

В неможливості повернення реле типу РТ-85, яке спрацювало, через збільшення струмової похибки ТА можна переконатися за коефіцієнтом чутливості реле захисту в режимі після дешунтування УАТ, який визначається (для схеми з'єднань ТА у неповну зірку) за виразом:

$$K_{ч.р} = \frac{I_{к.мин} \cdot \left(1 - \frac{f}{100}\right)}{n_c \cdot K_n \cdot I_{ср}} \geq K_{ч.нр}, \quad (6.21)$$

де $K_{ч.р}$ і $K_{ч.нр}$ - коефіцієнти чутливості для реле згідно ПУЕ;

$I_{к.мин}$ - мінімальне значення первинного струму при розрахунковому виді КЗ (відбувається залежно від схеми з'єднань обмоток захищеного трансформатора і кількості реле в схемі його захисту на рисунку 6.13), А;

f – розрахункове значення дійсної струмової похибки ТА при струмі спрацювання відсічки $I_{СВ}$ трансформатора, яке визначається за залежністю на рисунку 6.10, а), %;

n_c - коефіцієнт трансформації ТА;

K_n - коефіцієнт повернення реле (для електромагнітного елемента реле РТ-80 має значення 0,2÷0,3);

$I_{ср}$ - струм спрацювання реле, який визначається за виразом (6.3), А.

Низький коефіцієнт повернення РТ-85 відіграє у даному режимі позитивну роль, «утримує» реле в спрацьованому стані, незважаючи на збільшення похибки ТА дуже близько до максимально можливої 80% (рисунок 6.10, а) і значення коефіцієнта чутливості реле захисту до і після дешунтування практично не змінюється. Однак при використанні для дешунтування УАТ напівпровідникових пристроїв, які мають дуже високий, близький до 1, коефіцієнт повернення, можливе суттєве зниження коефіцієнта чутливості реле захисту після дешунтування УАТ і нестійка робота пристрою дешунтування.

Значення потрібних коефіцієнтів чутливості $K_{ч.нр}$:

а) для МСЗ – приблизно 1,5;

б) для струмової відсічки – близько 2.

Чутливість УАТ визначається за виразом:

$$K_{ч.УАТ} = \frac{I_{к.мин} \cdot \left(1 - \frac{f}{100}\right)}{n_c \cdot I_{сУАТ}} \geq K_{ч.пр}, \quad (6.22)$$

де $I_{сУАТ}$ - струм спрацювання УАТ (практично використовуються УАТ зі струмами спрацювання 5 або 3,5 А).

Для УАТ потрібно значення $K_{ч.пр}$ в 1,2 раза більше, ніж для відповідного захисту, наприклад, 2,4 при наявності на трансформаторі струмової відсічки. Потрібно зауважити, що при такій, роздільній, перевірці чутливості для реле та для УАТ захисту не потрібно узгодження їх струмів спрацювання, тобто струм спрацювання реле, яке дешунтується, може вибиратись більшим або меншим, ніж струм спрацювання УАТ, який дешунтується. Але при узгодженні чутливості захистів за виразом (6.9) струмом спрацювання попереднього захисту слід вважати більший зі струмів спрацювання: реле або УАТ, який приведено до первинної сторони ТА. Практично дуже рідко струм спрацювання МСЗ трансформатора може виявитись меншим, ніж струм спрацювання УАТ.

Приклад. Для розрахункової схеми (див. рис. 6.12) та схеми захисту на рисунку 6.13, д) виконуємо перевірку чутливості реле і УАТ за виразами (6.21) і (6.22).

Значення фактичного розрахункового опору навантаження ТА при двофазному КЗ на виводах трансформатора (точка K_1):

$$z_{н.ф.р} = 2 \cdot r_{пр} + 2 \cdot z_{РТ} + z_{УАТ} + r_{пер} = 0,1 + 0,2 + 2 + 0,1 = 2,5 \text{ Ом},$$

де визначальним є опір реле РТМ, яке дешунтується та виконує роль УАТ (приблизно 2 Ом при струмі спрацювання реле 5 А за даними заводу-виробника). Значенню $z_{н.ф.р} = 2,5$ Ом відповідає $K_{10\text{доп.}} = 4$ (рисунк 6.9, а). Максимальна кратність визначається за допомогою виразу (6.15) за струмом спрацювання відсічки $I_{СВ} = 1000$ А, помноженим на мінімально допустимий коефіцієнт чутливості 1,8 (замість потрібного значення 2):

$$K_{max} = \frac{1,8 \cdot 1000}{100} = 18.$$

Для значення $A = \frac{18}{4} = 4,5$ за залежністю $A = \psi(f)$ знаходимо, що $f = 68\%$ (див. рис. 6.10, а). З виразу (6.19) видно, що завдяки значенню коефіцієнта повернення реле РТ-85 $K_n = 0,3$ чутливість відсічки після дешунтування не змінюється і реле не повернеться у початкове положення:

$$K_{ч.р} = \frac{0,86 \cdot 2600 \cdot (1 - 0,68)}{20 \cdot 0,3 \cdot 50} \approx 2 \approx K_{ч.нр},$$

$$\text{де } I_{ср} = \frac{1000}{20} = 50 \text{ А при } n_T = \frac{100}{5} = 20.$$

Для перевірки чутливості УАТ за виразом (6.22) значення струмової похибки f повинно визначатись при струмі спрацювання УАТ, помноженому на потрібний коефіцієнт чутливості, який не може бути більшим 2,4. Струм спрацювання УАТ не буває більшим 5 А, і, таким чином, гранична кратність K_{I0} не перевищує значення:

$$K_{I0} = 1,1 \cdot 2,4 \cdot \frac{5}{5} = 2,6,$$

де цифра «5» в знаменнику відповідає вторинному номінальному струму ТА.

При значеннях $K_{I0} = 2,6$ допустиме навантаження ТА класу Р перевищує 3 Ом (див. рис. 6.9, а), що більше можливих значень фактичного розрахункового навантаження $z_{н.ф.р}$ (в цьому прикладі 2,5 Ом). При такому співвідношенні опорів повна похибка ТА $\varepsilon < 10\%$ (і $f < 10\%$). Отже, чутливість УАТ за виразом (6.20) можна визначити без урахування ТА:

$$K_{чУАТ} = \frac{0,86 \cdot 2600}{20 \cdot 5} = 22 \gg K_{н.нр}.$$

Але такий високий коефіцієнт чутливості характерний тільки при КЗ на виводах 10 кВ трансформатора. Для схеми захисту (див. рис. 6.13, д), де встановлені тільки два УАТ, при двофазному КЗ за трикутником Д/У₀ або У₀/У коефіцієнт чутливості УАТ буде значно меншим:

$$K_{чУАТ} = \frac{0,5 \cdot 650}{20 \cdot 5} = 3,25,$$

але більшим, ніж вимагають ПУЕ.

При двофазному КЗ за трансформатором Д/У₀ або У/Д опори навантаження на ТА зростають [2].

$z_{н.ф.р} = 3 \cdot r_{нр} + 3 \cdot z_{РТ} + z_{УАТ} + r_{нер}$ для схеми захисту на рисунку 6.13, д). Але, враховуючи невеликі значення опорів реле РТ-85 ($z_{РТ}$) і

проводів ($r_{np.}$), де зростання невелике порівняно з опором при двофазному КЗ в місці установлення захисту (2,5 Ом). Тому і при КЗ за трансформатором надійна робота схеми з трьома реле типу РТ-85 та двома УАТ (рисунок 6.13, д) забезпечується. Якщо використовувати схему з трьома реле РТ-85 та трьома УАТ (рисунок 6.13, г), то опір навантаження ТА буде приблизно у три рази більшим за рахункове потрібне значення опору УАТ ($z_{УАТ}$), тобто більше 7 Ом, і струмова похибка ТА суттєво збільшиться.

Для схем з дешунтуванням УАТ необхідно також перевіряти виконання умови (6.1). В даному прикладі (рисунок 6.12): $I_{2к} = 2600 \cdot \frac{1}{20} = 130$, $A < 150$ А. Оскільки запас невеликий, визначимо значення $I'_{2к}$ з урахуванням дійсної струмової похибки ТА в даній схемі за виразом:

$$I'_{2к} = \frac{I_{к.мах} \cdot \left[\frac{1-f}{(K_3 \cdot 100)} \right]}{n_c}, \quad (6.23)$$

де K_3 - коефіцієнт запасу, який береться приблизно 1,2;

f – струмова похибка ТА; в даному випадку визначається для режиму до дешунтування УАТ, оскільки задається допустиме значення струму, який перемикається контактами реле з метою дешунтування УАТ, %.

До дешунтування $z_{н.ф.р} = 0,3$ Ом (опір проводів, реле РТ-85 і перехідних контактів), $K_{10дон.} = 18$ (рисунок 6.9, а). Значення $K_{мах} = \frac{2600}{100} = 26$, коефіцієнт $A = \frac{26}{18} = 1,4$, похибка $f \approx 30\%$ (рис. 6.10, а).

Тоді за виразом (6.23) струм $I'_{2к} \approx 100$ А, що значно менше допустимого.

Одночасно цей розрахунок вказує, що при максимально можливому струмі КЗ (2600 А) індуктивний елемент реле РТ-85 міг би працювати точно, оскільки $f_{мах} = 30\% < f_{дон.} = 50\%$ для цього типу реле. Такий випадок можливий, якщо помилково буде встановлено великий струм спрацювання струмової відсічки в реле РТ-80.

Таким чином, приклад розрахунку надійності та чутливості схеми захисту з трьома реле типу РТ-85 та двома УАТ вказує, що ця схема може бути використана при заданих умовах.

6.4.9 Схеми МСЗ з незалежною характеристикою та струмовою відсічкою з реле РТ-40 і РВ (РВМ)

На підстанціях, де використовується постійний або випрямлений оперативний струм, захист трансформаторів може виконуватись на цьому оперативному струмі, причому, як правило, встановлюються максимальні реле струму типу РТ-40, РСТ або відповідні блоки в багатофункціональних захистах РУ напругою 6, 10 кВ типу ЯРЭ-2201.

Принципова схема струмових захистів трансформатора 10 кВ на постійному оперативному струмі показана на рисунку 6.14, а) і б). Вибір параметрів спрацювання здійснюється за формулами (6.2)÷(6.6) для струмової відсічки і за формулами (6.7) ÷(6.10) для МСЗ. Розрахункова перевірка ТС виконується за формулами (6.11)÷(6.17). Особливу увагу потрібно звертати на перевірку надійності замикання контактів реле РТ-40 при максимально можливих значеннях струму при КЗ в місці установлення захисту.

Для виконання схеми МСЗ з незалежною характеристикою на змінному оперативному струмі, як правило, використовується принцип дешунтування УАТ за допомогою спеціальних проміжних реле типу РП-341, контакти яких можуть перемикатись під струмом до 150 А.

Витримка часу здійснюється за допомогою моторного реле часу типу РВМ. Принципова схема захисту наведена на рисунку 6.14, в), г), д). Особливістю схеми є коло самоутримання проміжного реле типу РП-341, завдяки якому повернення основних реле (вимірювальних та реле часу) після дешунтування УАТ не може приводити до повернення цього проміжного дешунтувального реле. Тому перевірка чутливості реле за виразом (6.21) здійснюється тільки для реле типу РП341, у якого може бути встановлений струм спрацювання 5 або 2,5 А, але оскільки у типовій схемі є лише два таких проміжних реле, розрахунковим струмом в формулі (6.21) буде половина струму при трифазному КЗ за захищуваним трансформатором зі схемою з'єднань Д/У₀ або У/Д-11. Однак низький коефіцієнт повернення реле типу РП-31 (близько 0,3) не дозволяє йому повернутись у початковий стан навіть при великих значеннях струмової похибки ТС після дешунтування УАТ. Перевірка чутливості УАТ здійснюється за виразом (6.22) так само, як для схеми з трьома реле РТ-85 та двома УАТ (рисунок 6.13, д) і при розрахунковому струмі $I_{к.min}$, який дорівнює половині струму при трифазному КЗ за трансформатором зі схемою з'єднання обмоток Д/У₀ або У/Д-11.

Розрахунок параметрів спрацювання струмових реле та реле часу в схемі рисунку 6.14, в) здійснюється за формулами (6.2)÷(6.10), розрахункова перевірка похибки ТС (до дешунтування УАТ) – за формулами (6.11)÷(6.17). Опори фактичного навантаження ТС $z_{н.ф.р.}$ в цій

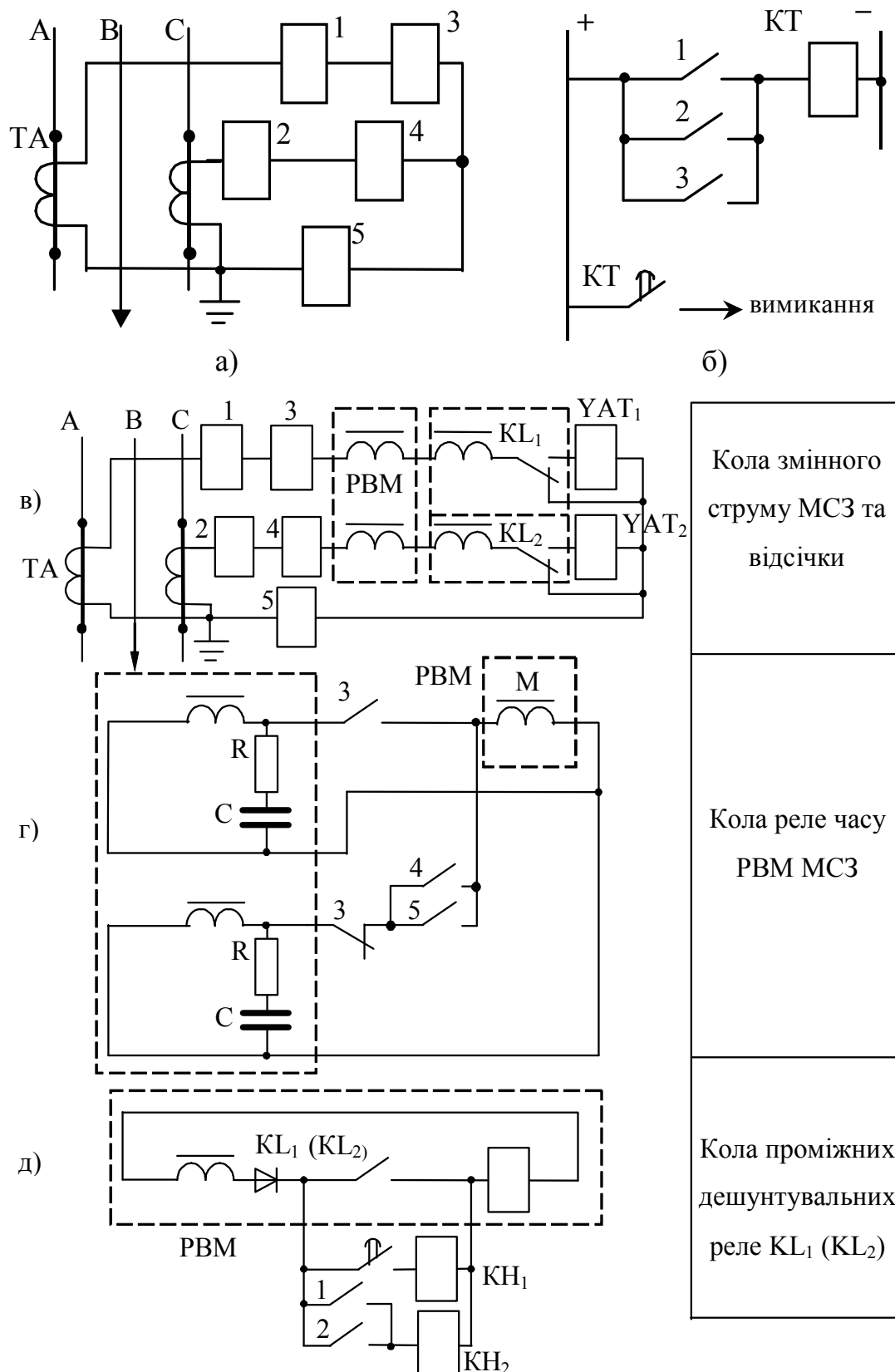


Рисунок 6.14 – Схеми МСЗ з незалежною характеристикою зі струмовими реле типу РТ-40 та реле часу КТ (РВ і РВМ), які виконані на постійному і випрямленому оперативному струмі (а і б) та на змінному оперативному струмі з дешунтуванням електромагнітів YAT (в, г, д); 1 і 2 – реле типу РТ-40 струмової відсічки; 3, 4 і 5 – реле МСЗ; КТ – реле часу (РВ – реле постійного струму, РВМ – реле змінного струму)

схемі збільшуються порівняно з опором схеми захисту при постійному оперативному струмі за рахунок додаткових опорів реле РП-341 та РВМ-12 (близько 0,1 Ом при уставці 5 А та близько 0,4 Ом при уставці 2.5 А, у кожного з них). Уточнення максимального значення вторинного (який дешунтується) струму при необхідності здійснюється за виразом (6.23).

6.4.10 Способи підвищення чутливості МСЗ трансформаторів

На трансформаторах з напругою сторони НН вище 1000 В (3, 6, 10 кВ) для підвищення чутливості МСЗ до КЗ за трансформатором використовується пусковий орган напруги. Структурна схема МСЗ з пусковим органом напруги ($KV<$) наведена на рисунку 6.15, а). При КЗ на шинах НН напруга в місці КЗ різко знижується і пусковий орган спрацьовує. Одночасно струм КЗ викликає спрацьовування максимальних реле струму ($KA>$), які вмикаються на дво- або трифазних ТС, що викликає спрацювання органу витримки часу (КТ) та вимикання трансформатора з двох сторін. В інших випадках збільшення струму через трансформатор, коли можуть спрацювати реле струму (самозапуск електродвигунів, підключення додаткового навантаження на стороні НН), напруга на шинах НН не знижується до рівня дії пускового органа і захист в цілому не спрацьовує (блокується). Завдяки пусковому органу напруги можна не відстроювати МСЗ від струмів самозапуску, тобто в виразах (6.7)) та (6.8) приймати $K_{СЗП} = K'_n = 1$. Це дозволяє виконати дуже чутливий за струмом МСЗ трансформатора з уставкою не більше 1,5 номінального струму трансформатора.

Пуск за напругою здійснюється, головним чином, за допомогою *комбінованого пускового органа* (рисунк 6.15, б), який виконується з одним мінімальним реле напруги 1 типу РН-50, виконаним на міжфазну напругу, і одним фільтр-реле напруги зворотної послідовності 2 типу РНФ-1М, яке розриває своїм контактом коло обмотки мінімального реле 1. Реле 1 може використовуватись з контактом, який діє на розмикання або на замикання, залежно від побудови схеми захисту.

Комбінований пусковий орган працює таким чином. В нормальному режимі контакт реле 2, який розмикається, замкнений і через нього подається напруга на обмотку реле 1. При несиметричному КЗ з'являється напруга зворотної послідовності, спрацьовує реле 2 і розмикає свій контакт в колі реле 1, в результаті чого реле 1 втрачає живлення, повертається і перемикає свої контакти. Цим здійснюється запуск МСЗ. При симетричному трифазному КЗ реле 2 не спрацьовує, але напруга знижується на усіх фазах, тому реле 1 повертається, якщо напруга знизиться менше його напруги повернення (близько 0,5 номінального).

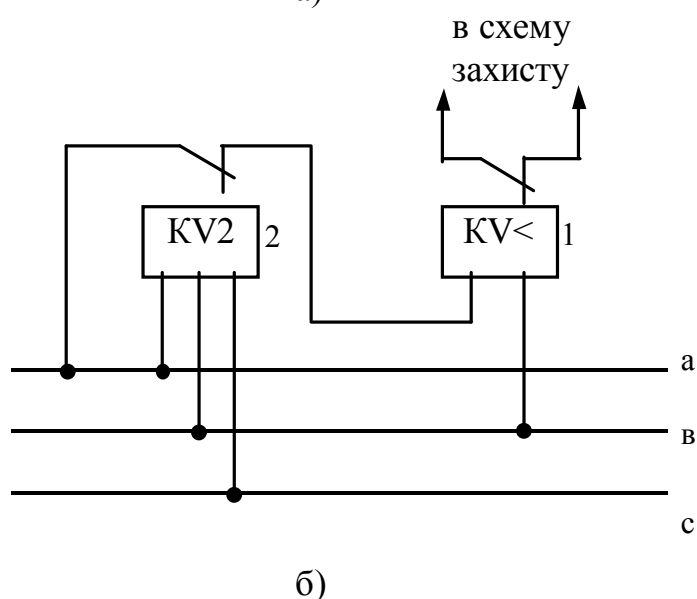
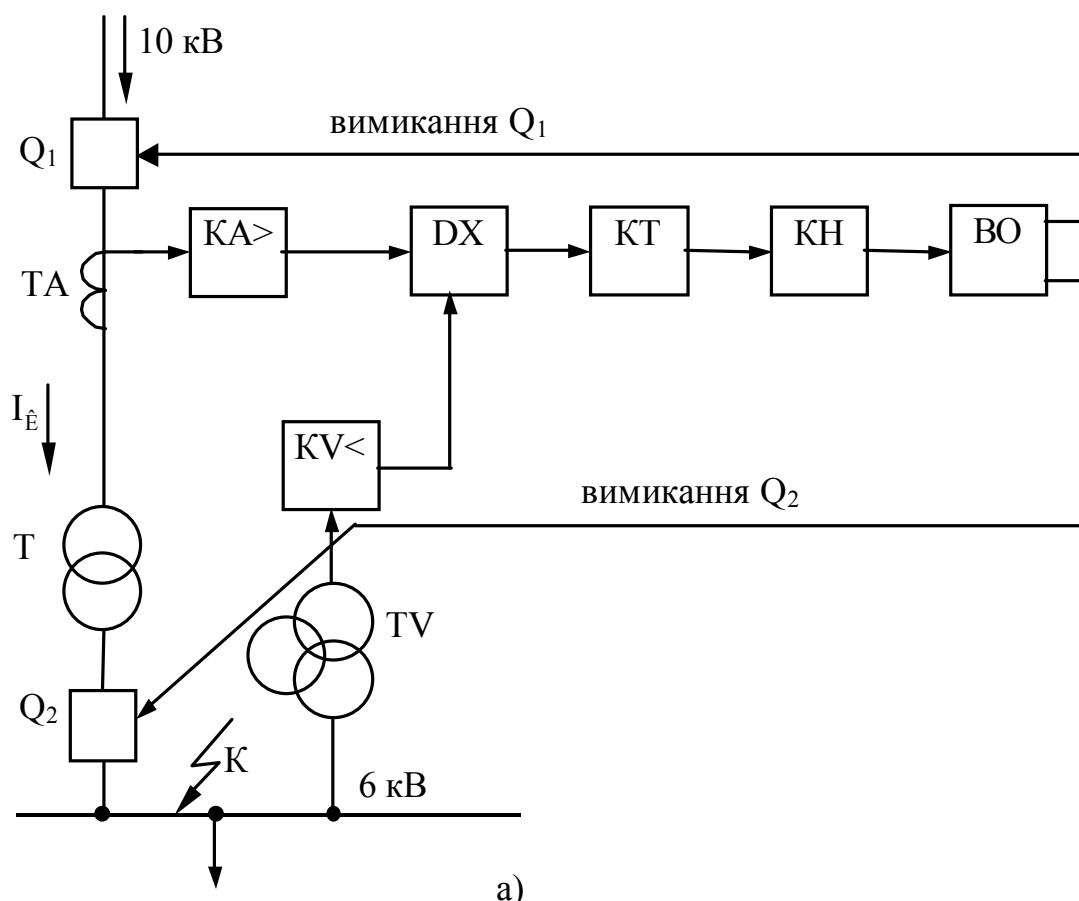


Рисунок 6.15 – Структурна схема МСЗ з пуском за напругою (а)
та схема комбінованого пускового органа напруги (б)

Однак при номінальній напрузі сторони НН трансформатора менше 1000 В, пусковий орган напруги може викликати відмову захисту за напругою при трифазному КЗ через перехідний опір в декілька МОм. Тому пускові органи напруги в схемах МСЗ трансформаторів 6(10)/0,4 кВ не встановлюються. У зв'язку з цим при великій частці електродвигунів в навантаженні трансформатора його МСЗ без пускового органа напруги

може мати великий струм спрацювання і втрачає здатність до дальнього резервування. З метою дальнього резервування розробляються спеціальні захисти, які мають високу чутливість до віддалених трифазних КЗ в мережі 0,4 кВ, але надійно відстроєні від режиму самозапуску електродвигунів 0,4 кВ. Поряд з цим слід обмежити кількість електродвигунів, які беруть участь в самозапуску, шляхом автоматичного вимикання за допомогою захисту мінімальної напруги невідповідальних механізмів. При розрахунку струму спрацювання МСЗ (без пуску за напругою) слід враховувати тільки електродвигуни, які беруть участь в самозапуску.

6.5 Спеціальний струмовий захист нульової послідовності від однофазних КЗ на землю в мережі НН 0,4 кВ

Спеціальний струмовий захист нульової послідовності (ССЗНП) від однофазних КЗ на землю встановлюється на знижувальних трансформаторах зі з'єднанням обмоток НН в зірку з виведеною нейтраллю, яка глухо заземлена. Вимірювальним органом захисту нульової послідовності є одно максимальне реле струму $КА_0$, яке вмикається через трансформатор струму в заземлену нейтраль (рисунки 6.16, а). В нормальному режимі роботи трансформатора з симетричним навантаженням усіх фаз та при відсутності в мережі НН струмів вищих гармонік струм в нейтралі дорівнює нулю: практично струм в нейтралі (струм небалансу) не дорівнює нулю і іноді може досягти великих значень, що веде до перегріву трансформатора і зменшує його термін служби. Тому стандарт обмежує допустиме значення струму небалансу в нульовому проводі: не більше 0,25 номінального (фазного) для трансформаторів зі схемою з'єднань обмоток Y/Y_0 і не більше 0,75 – для трансформаторів D/Y_0 . Від цього допустимого струму небалансу захист не повинен спрацювати.

При однофазному КЗ на землю на шині або в мережі НН через заземлену нейтраль проходить струм I_K^1 , який викликає спрацювання захисту нульової послідовності. Виконання ССЗНП потребує відносно великих витрат, особливо при необхідності прокладання довгого контрольного кабелю від основного щита НН до КРУ-10 кВ для передачі імпульсу на вимикання вимикача 10 кВ трансформатора. На практиці завжди встановлювали захист нульової послідовності, головним чином, для здійснення дальнього резервування однофазних КЗ в мережі 0,4 кВ. При цьому захист повинен бути не тільки чутливим за струмом, але і швидкодіючим, оскільки однофазні КЗ на елементах 0,4 кВ часто переходять в трифазні, при яких захист нульової послідовності не працює.

Вимірювальний орган ССЗНП від однофазних КЗ виконується електромагнітним максимальним реле струму РТ-40. Використання

індукційного реле РТ-80 не рекомендується, оскільки при малих кратностях струму це реле спрацює зі значною витримкою часу. Реле струму KA_0 вмикається або за схемою рисунку 6.16, а), або 6.16, б), де реле 2 вмикається в нульовий провід схеми з'єднання трьох ТС в повну зірку. Нульовий провід повної зірки є фільтром струмів нульової послідовності. Вибір схеми вмикання реле KA_0 залежить від первинної схеми. Витримка часу захисту здійснюється за допомогою реле часу.

Струм спрацювання захисту вибирається за такими умовами, які забезпечують:

а) неспрацювання від струмів, які можуть проходити по заземленій нейтралі обмоток НН трансформатора при несиметрії навантаження в нормальному режимі;

б) узгодження за струмом і часом з захистами елементів, які відходять від сторони НН (на рисунку 6.16, а) показані автомат QF з вбудованим захистом та плавкий запобіжник F);

в) необхідні значення коефіцієнта чутливості при однофазному КЗ в основній зоні дії (на шинах НН) та в зоні резервування (на елементах мережі НН при відмові їх власного захисту).

Узгодження чутливості захисту трансформатора і захистів елементів, які відходять від шин НН згідно зі стандартами не вважається обов'язковим. Це пояснюється тим, що виконання умови узгодження з захисними характеристиками автоматів і запобіжників відносно потужних елементів 0,4 кВ приводить до збільшення струму спрацювання захисту нульової послідовності трансформатора. Однак відсутність узгодження за чутливістю між наступним захистом трансформатора та попередніми захистами відхідних елементів досить часто викликає неселективне вимикання живлячого трансформатора при таких КЗ, коли захист попереднього елемента виявляється недостатньо чутливим. Найкращі умови для узгодження забезпечуються в тих випадках, коли на відносно потужних елементах 0,4 кВ встановлюється додатковий струмовий захист нульової послідовності без витримки часу, який діє на вимикання автомата даного елемента (захист 1 на рисунку 6.16, б).

При струмі спрацювання, який вибрано тільки за першою умовою, захист завжди має достатній коефіцієнт чутливості при однофазних КЗ на шинах НН і, як правило, в зоні резервування, якщо первинна схема мережі НН створена з врахуванням вимог дальнього резервування.

Час спрацювання захисту нульової послідовності вибирається мінімальним. Якщо на елементах мережі 0,4 кВ є додатковий захист нульової послідовності без витримки часу (реле 1 на рисунку 6.16, б), то захисти нульової послідовності на вводах 0,4 кВ трансформатора можуть мати $t_{cz} = (0,3 \div 0,4)$ с, а в нейтралі – на ступінь селективності вище, тобто

($0,6 \div 0,7$) с (відповідно до захисту 2 і 3 на рисунку 6.16, б).
Рекомендується використовувати найточніші – електронні реле часу.

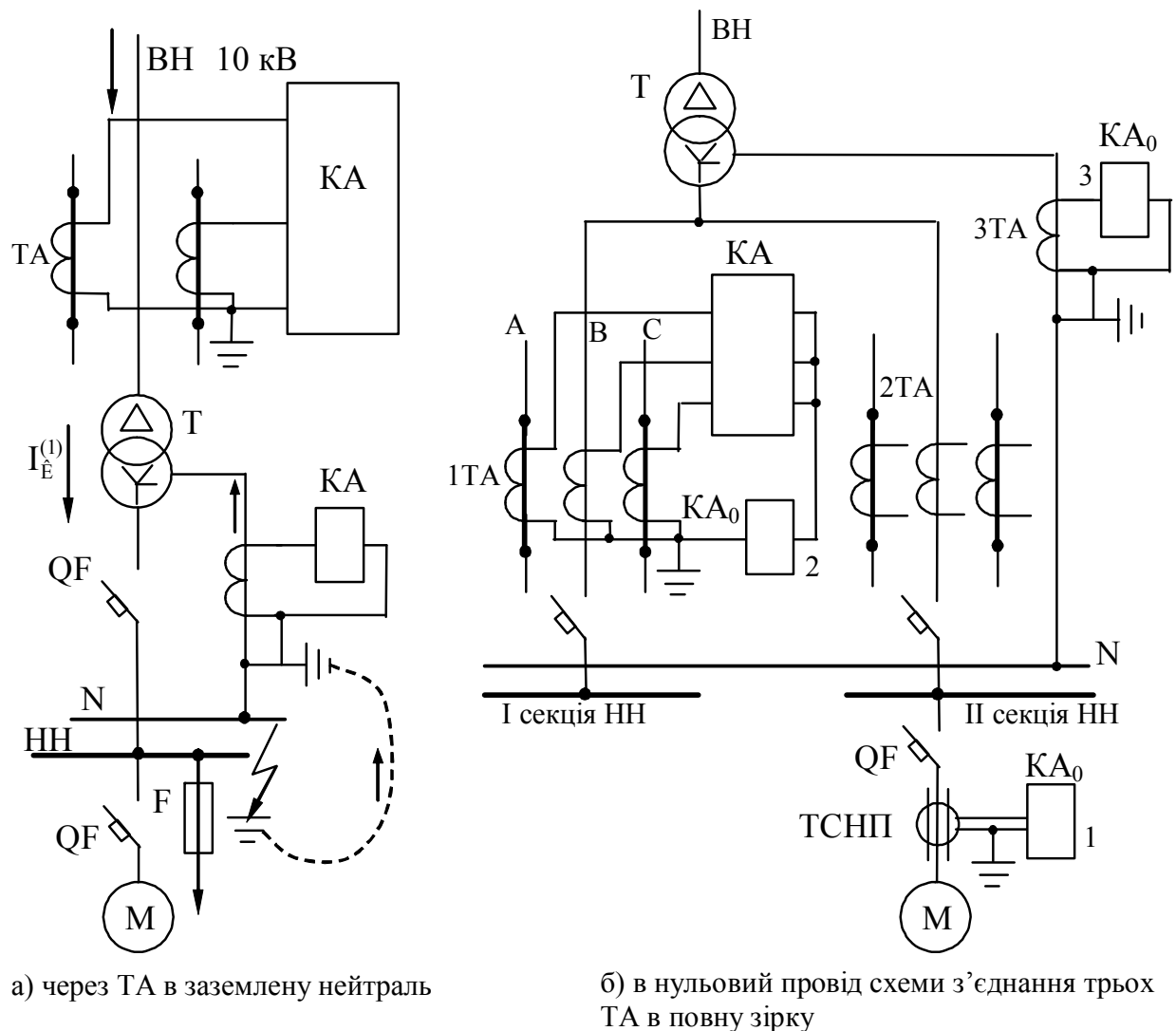


Рисунок 6.16 – Схеми увімкнення максимальних реле струму KA_0 ССЗНП від однофазних КЗ на землю трансформаторів зі схемами з'єднань обмоток У/У₀ і Д/У₀

6.6 Газовий захист

Газовий захист призначений для захисту силових трансформаторів з масляним заповненням, які мають розширники, від усіх видів внутрішніх пошкоджень, які супроводжуються виділенням газу, прискореним перетіканням масла з бака в розширник, а також від витоку масла з бака трансформатора.

Трансформатори, обладнані пристроями газового захисту, повинні бути встановлені так, щоб кришка мала підйом у напрямку до газового реле не менший, ніж 1%, а маслопровод до розширника – не менший, ніж 2%. Порожнина випускної труби повинна бути з'єднана з порожниною

розширника. У разі необхідності мембрана (діафрагма) на випускній трубі повинна бути замінена аналогічною тій, яка була поставлена заводом-виробником.

Вимірювальним органом газового захисту є газове реле. На трансформаторах можуть бути встановлені газові реле типу РЗТ-80 або ВР-80/Q. Реле мають два елементи і забезпечують замикання двох незалежних електричних кіл (сигналізація і вимикання).

Газовий захист є дуже чутливим і дозволяє виявити пошкодження на початковій стадії. При серйозних пошкодженнях трансформатора газовий захист діє достатньо швидко: $(0,1 \div 0,2)$ с. (при швидкості потоку масла не менше, ніж на 25% вище уставки). Тому газовий захист обов'язково встановлюється на усіх трансформаторах потужністю 6,3 МВ·А і більше, а також на усіх внутрішньо цехових знижуючих трансформаторах, починаючи з потужності 630 кВ·А. Допускається установка газового захисту і на трансформаторах від 1 до 4 МВ·А. На трансформаторах з РПН додаткового передбачається окремий газовий захист пристрою РПН.

6.7 Диференційний струмовий захист

Він відносно рідко встановлюється на трансформаторах 10 кВ, однак нормативи допускають установку цього захисту в тих випадках, коли струмова відсічка трансформатора від 1 до 2,5 МВА не задовольняє вимогам чутливості. Тому розглянемо принцип дії і схеми диференційних захистів у трансформаторах 10/6 і 10/10 кВ з вимикачами і трансформаторами струму на обох сторонах.

Зона дії захисту знаходиться між трансформаторами струму. Диференційний захист не реагує на пошкодження поза її зоною дії і тому виконується без витримки часу.

Практично в режимі навантаження і зовнішнього КЗ струм в реле захисту не дорівнює нулю, оскільки ТС мають різні значення повних похибок. Струм в реле цих режимах називається струмом небалансу.

При виконанні повздовжніх диференційних захистів трансформаторів потрібно враховувати можливість виникнення великих струмів небалансу через такі причини:

а) є струм намагнічування, який проходить тільки по обмотці трансформатора зі сторони живлення; при вмиканні трансформатора під напругу кидок струму намагнічування може у $(5 \div 8)$ разів перевищувати номінальний струм трансформатора;

б) первинні номінальні струми сторін ВН і НН трансформатора не дорівнюють один одному;

в) трансформатори струму, як правило, різнотипні, мають різні вольт-амперні характеристики, різні опори навантаження, при зовнішніх

КЗ вони працюють з різними значеннями повної похибки, що збільшує нерівність значень вторинних струмів;

г) при схемі і групі з'єднань обмоток, яка відрізняється від нульової, є фазовий зсув між первинними струмами на виводах трансформатора.

Крім того, струм небалансу з'являється при регулюванні напруги на одній з сторін трансформатора. При великих діапазонах регулювання напруги під навантаженням (РПН) необхідно вжити спеціальних заходів для забезпечення неспрацювання захисту при зовнішніх КЗ.

Для забезпечення неспрацювання диференційного захисту в розглянутих режимах струм спрацювання захисту визначається за формулою:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{нб}, \quad (6.24)$$

де K_n - коефіцієнт надійності, який при використанні реле серії РНТ дорівнює 1,3, а при використанні реле серії ДЗТ – 1,5;

$I_{нб}$ - струм небалансу.

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_q = \frac{I_{p.min}}{I_{ср}} \geq 2, \quad (6.25)$$

де $I_{p.min}$ - мінімальний струм, який протікає через реле при двофазному КЗ за трансформатором;

$I_{ср}$ - струм спрацювання реле захисту.

При увімкненні силового трансформатора під напругою струм намагнічування може сягати (5 ÷ 8)-кратного значення номінального струму, але він швидко затухає і через (0,5 ÷ 1) с стає меншим номінального. Ця особливість використовується для виконання грубих, але швидкодіючих диференційних захистів (диференційна відсічка). Струм її спрацювання вибирається у (3 ÷ 4) рази більшим номінального струму трансформатора.

Для диференційної відсічки використовують звичайні реле максимального струму типу РТ-40. Однак більшість диференційних захистів трансформаторів виконується на спеціальних реле, які мають проміжний насичувальний трансформатор струму (НТС). Це реле серій РТН-560 та ДЗТ-10, в яких для відстроювання від кидків струму намагнічування використовується перша з особливостей. Практично струм спрацювання для реле РНТ-510 береться не меншим 0,9, а для ДЗТ-11 не меншим 1,1 номінального струму трансформатора.

Друга особливість використовується при створенні часоімпульсного реле, на основі якого виконується реле серії ДЗТ-20.

Третя особливість використовується при створенні нового реле типу РСТ-15, яке призначається для диференційних захистів трансформаторів та двигунів. Воно дозволяє виконати чутливий диференційний захист зі струмом спрацювання не меншим 0,4 номінального струму трансформатора.

Для усунення фазового зсуву між вторинними струмами в трансформаторах зі схемою обмоток У/Д-11 прийнято вторинні обмотки трансформаторів струму з'єднувати:

- а) на стороні ВН: в трикутник;
- б) на стороні НН: в зірку.

В диференційних захистах трансформаторів неспрацювання від струму небалансу здійснюється двома способами:

- шляхом вибору струму спрацювання більшим, ніж максимальне розрахункове значення струму небалансу $I_{нб.}$; цей спосіб використовується для захистів з реле серії РНТ-560 і РТ-40;

- шляхом гальмування (загрублення) диференційного захисту вторинним струмом зовнішнього КЗ; цей спосіб використовується для захистів з реле серії ДЗТ-10.

Розрахунковий струм небалансу в диференційних захистах трансформаторів визначається за формулою:

$$I_{нб.} = I_{нб.1} + I_{нб.2} + I_{нб.3}, \quad (6.26)$$

де $I_{нб.1}$ - складова, яка обумовлена різницею струмів намагнічування ТС у плечах диференційного захисту;

$I_{нб.2}$ - складова, яка обумовлена регулюванням напруги;

$I_{нб.3}$ - складова, яка викликається неточністю вирівнювання МРС за допомогою зрівнювальних обмоток реле з НТС.

$$I_{нб} = K_{ан} \cdot K_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot I_{к.мах\ ВН}^{(3)}, \quad (6.27)$$

де $K_{ан}$ - коефіцієнт аперіодичності, який враховує перехідний режим (для реле з НТС дорівнює 1, а для реле РТ-40 – 2);

$K_{одн.} = 1$ - коефіцієнт однотипності ТС;

$\varepsilon = 0,1$ - відносне значення струму намагнічування, яке дорівнює повній похибці ТС;

$I_{к.мах\ ВН}^{(3)}$ - періодична складова струму при розрахунковому зовнішньому трифазному металічному КЗ.

$$I_{нб.2} = \Delta U_* \cdot I_{к.тах ВН}^{(3)}, \quad (6.28)$$

де ΔU_* - відносна похибка, яка обумовлена регулюванням напруги на одній з сторін трансформатора (враховується тільки при розрахунку диференційного захисту трансформаторів з РПН $\Delta U_* > 0,05$).

$$I_{нб3} = \frac{I_{2ном.ВН} - I_{2ном.НН}}{I_{2ном.ВН}} \cdot I_{к.тах ВН}^{(3)}, \quad (6.29)$$

$$I_{нб3} = \frac{w_{розр.} - w}{w_{розр.}} \cdot I_{к.тах ВН}^{(3)}, \quad (6.30)$$

де $w_{розр.}$ - розрахункове число витків зрівнювальної обмотки;

w – прийняте (ціле) число витків зрівнювальної обмотки.

На рисунку 6.17 наведена схема диференційної струмової відсічки на реле РТ-40. Вибір струму спрацювання здійснюється за виразами (6.24)÷(6.29).

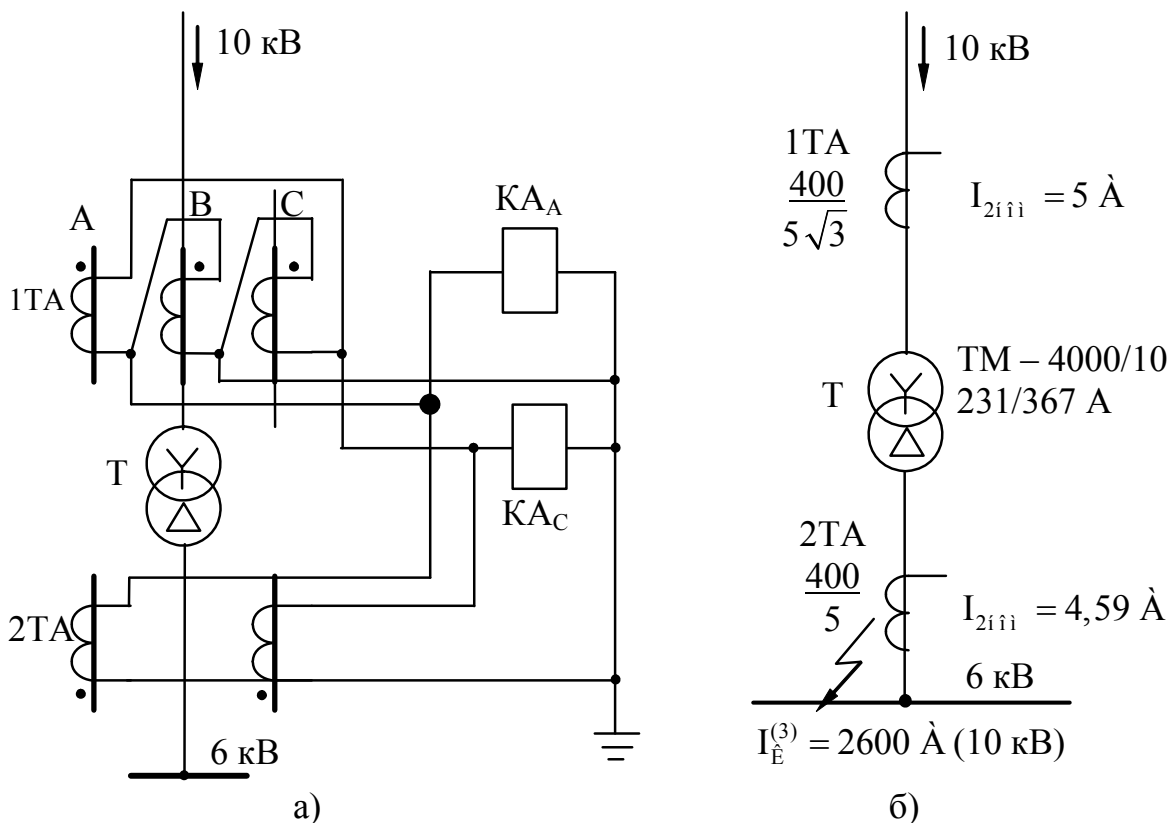


Рисунок 6.17 – Схема диференційної струмової відсічки трансформатора зі схемою з'єднань обмоток У/Д-11 на реле РТ-40 (а) і розрахункова схема до прикладу вибору струму спрацювання (б)

Для прикладу визначимо уставки диференційної відсічки трансформатора ТМ-4000/10, напругою 10/6,3 кВ, потужністю 4 МВ·А, напруга КЗ $U_K = 7,5 \%$. Максимальне і мінімальне значення струму при трифазному КЗ за трансформатором однакові: 2600 А, які віднесені до напруги 10 кВ. Номінальні струми трансформатора:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3}U_{ном.ВН}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 231 \text{ А};$$

$$I_{ном.НН} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3}U_{ном.НН}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 367 \text{ А}.$$

Вибираємо ТС з коефіцієнтом трансформації $n_c = \frac{400}{5} = 80$ для обох сторін, але з врахуванням схеми з'єднань ТС вторинні номінальні струми:

$$I_{2ном.ВН} = \frac{I_{ном.ВН} \cdot K_{сх}^{(3)}}{n_c} = \frac{231 \cdot \sqrt{3}}{80} = 5 \text{ А};$$

$$I_{2ном.НН} = \frac{I_{ном.НН} \cdot K_{сх}^{(3)}}{n_c} = \frac{367 \cdot \sqrt{3}}{80} = 4,59 \text{ А}.$$

Струм небалансу:

$$I_{нб1} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2600 = 520 \text{ А};$$

$$I_{нб2} = 0,05 \cdot 2600 = 130 \text{ А} \quad (\Delta U = \pm 5\%; \Delta U_* = 0,05);$$

$$I_{нб3} = \frac{5 - 4,59}{5} \cdot 2600 = 213 \text{ А};$$

$$I_{нб} = 520 + 130 + 213 = 863 \text{ А}.$$

Струм спрацювання захисту за умови неспрацювання від струму небалансу:

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 863 = 1122 \text{ А} \quad (486\% \text{ номінального струму трансформатора}).$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}^{(3)}}{n_c} = \frac{1122 \cdot \sqrt{3}}{80} = 24,2 \text{ А} \quad (\text{реле РТ-40/50}).$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_q^{(2)} = \frac{48,7}{24,2} = 2,01 > 2,$$

де $I_{p.min} = \frac{1,5 \cdot I_{к.max BH}^{(3)}}{n_c} = \frac{1,5 \cdot 2600}{80} = 48,7$ А – струм в реле KA_A або KA_C при двофазному КЗ за трансформатором зі схемою з'єднань обмоток У/Д-11.

Коефіцієнт чутливості може також бути визначений і за первинними струмами:

$$K_q = \frac{0,86 \cdot I_{к.max BH}^{(3)}}{I_{сз}} = \frac{0,86 \cdot 2600}{1122} = 2.$$

Незважаючи на те, що коефіцієнт чутливості відповідає потрібному значенню, диференційний захист має, як правило, струм спрацювання, який в $(4 \div 5)$ разів перевищує номінальний струм трансформатора, тому не може вважатись ефективним. Більш чутливий диференційний захист можна виконати на реле серії РНТ-560.

Спрощена схема диференційного захисту з реле серії РНТ-560 наведена на рисунку 6.18, а). Первинна обмотка w_1 складається з робочої w_p та зрівнювальних w_{zp1} і w_{zp2} (рисунок 6.18, б), з великим числом відгалужень для точного вирівнювання МРС, які створюються неоднаковими вторинними струмами захисту, а також для виконання уставки спрацювання захисту. Варіант увімкнення первинної обмотки на рисунку 6.18, б) може бути змінений з метою виключення робочої обмотки w_p . Для цього затискачі 2 і 6 реле з'єднується, а перемичка 2-4 розмикається, обмотки w_p залишається розімкненою. Такий варіант увімкнення реле використовується для захисту двообмоткових трансформаторів.

Вторинна обмотка w_2 розташовується на іншому стержні магнітопроводу НТС, до неї підключається виконавчий орган (реле типу РТ-40) та резистор для підрегулювання його струму спрацювання. Є накладка 11-12 для вимірювання струму небалансу в виконавчому органі.

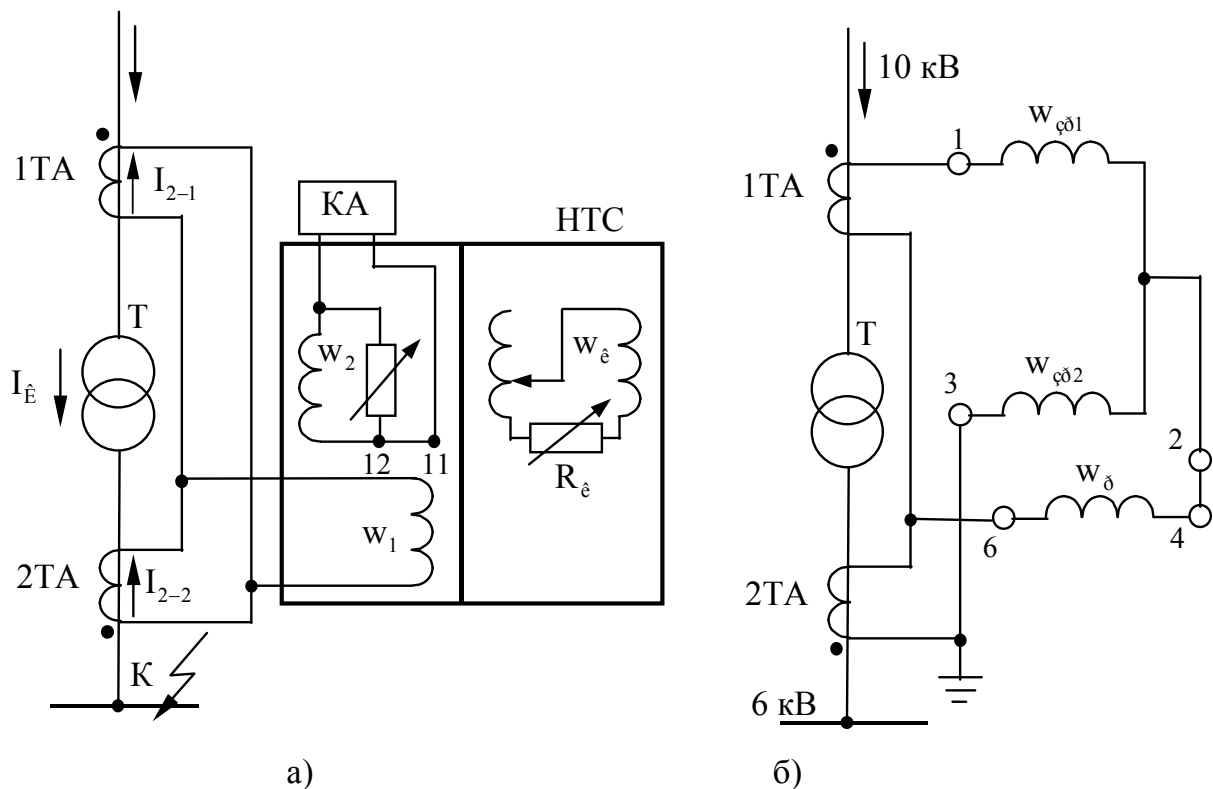


Рисунок 6.18 – Спрощена схема диференційного захисту трансформатора з реле серії РНТ-560 (для однієї фази) (а) та принципова схема увімкнення первинної обмотки НТС w_1 , яка складається з двох зрівнювальних $w_{\phi 1}$, $w_{\phi 2}$ і однієї робочої w_{δ} обмоток (б)

Короткозамкнена обмотка w_k призначається для ефективного відстроювання захисту від аперіодичної складової кидка струму намагнічування при вмиканні силового трансформатора, а резистор R_k , який регулюється, служить для підсилення або послаблення цього відстроювання. При використанні реле РНТ-565 для захисту трансформаторів встановлюється $R_k \approx (3 \div 4)$ Ом (для старих реле РНТ-562 це відповідає положенню штепсельних гвинтів Б-Б). При граничному завантаженні ТС диференційного захисту рекомендується встановлювати $R_k \approx (0,8 \div 1)$ Ом, що покращує відстроювання від кидків струму намагнічування. Надійність відстроювання перевіряється дослідним шляхом: п'ятиразовим вмиканням трансформатора під напругою зі сторони основного живлення.

Струм спрацювання диференційного захисту трансформаторів, який виконується на реле РНТ-565, як правило, визначається умовою (6.24). Для забезпечення заданого струму спрацювання на реле серії РНТ-560 необхідно на робочій обмотці встановити кількість витків:

(6.31)

вона дорівнює (100 ± 5) А, для реле РНТ-562 – (60 ± 4) А.

наведено на рисунку 6.19.

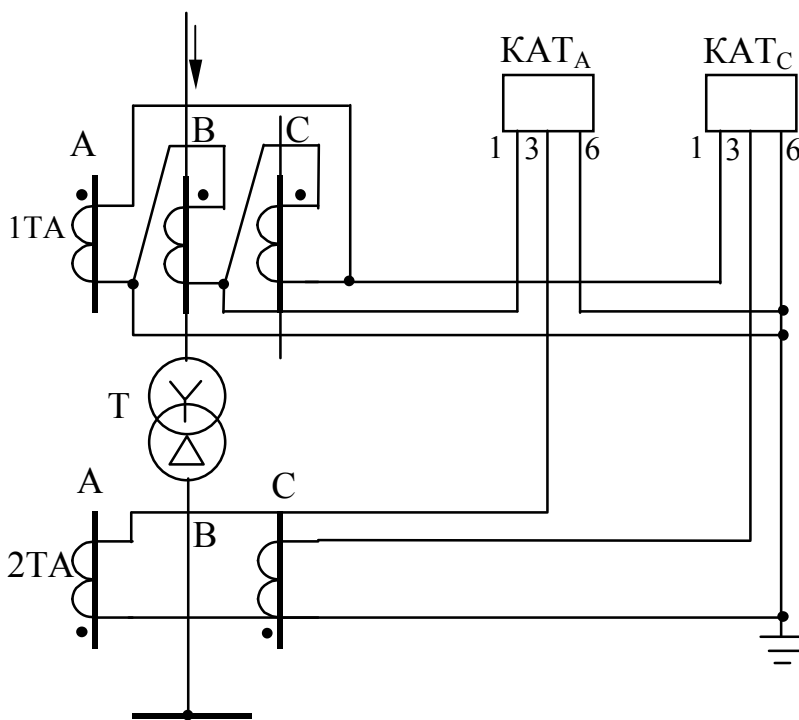


Рисунок 6.19 – Принципова схема увімкнення реле типу РНТ-565 (КА_А і КА_С) диференційного струмового захисту двообмоткового трансформатора зі схемою з'єднання обмоток У/Д-11

Контрольні питання

1. Види пошкоджень силових трансформаторів та типи релейного захисту, які використовуються.
2. Схеми з дешунтуванням електромагніта вимикання вимикача.
3. Струмова відсічка трансформатора та розрахунок її уставок спрацювання.
4. Максимальний струмовий захист трансформатора та розрахунок його уставок спрацювання.
5. Використання реле прямої дії для виконання МСЗ.

6. Забезпечення необхідної витримки часу при виконанні МСЗ.
7. Як здійснюється розрахункова перевірка трансформаторів струму МСЗ.
8. Схеми МСЗ та індукційних реле серії РТ-80.
9. Способи підвищення чутливості МСЗ трансформаторів 10/0,4 кВ.
10. Спеціальний струмовий захист нульової послідовності від однофазних замикань на землю в мережі 0,4 кВ.
11. Струм спрацювання ССЗНП трансформаторів 10/0,4 кВ.
12. Газовий захист трансформаторів.
13. Диференційний струмовий захист трансформаторів та розрахунок його уставок.

7 СИГНАЛІЗАЦІЯ ПРИ ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАННЯХ НА ЗЕМЛЮ НА СТОРОНІ 10 кВ ТРАНСФОРМАТОРА

Мережі 10 кВ відносяться до мереж з малим струмом замикання на землю. В цих мережах природні струми замикання на землю обумовлені лише сумарною ємністю елементів мережі 10 кВ. Найбільшу ємність мають кабельні лінії, найменшу – повітряні лінії 10 кВ. Максимальне допустиме значення ємнісного струму для мережі 10 кВ складає 20 А. При більших значеннях ємнісного струму замикання на землю він повинен компенсуватись за допомогою дугогасильних пристроїв, які являють собою котушки індуктивності, які регулюються. Замикання на землю в таких мережах, як правило, не вимикаються, але при їх появі необхідно повідомити черговий оперативний персонал, який повинен негайно знайти та усунути пошкодження.

Сповіщає черговий персонал про появу замикання на землю, як правило, пристрій контролю ізоляції, який встановлюється на кожній підстанції та в кожному РУ 6, 10 і 35 кВ. Цей пристрій виконується за допомогою максимального реле напруги KV_0 типу РН-53/60 Д, яке вмикається на спеціальну вторинну обмотку трансформатора напруги TV, що з'єднана за схемою розімкненого трикутника (рисунок 7.1). Ця обмотка є фільтром напруги нульової послідовності $3U_0$. В нормальному режимі роботи мережі 10 кВ при симетричних напругах фаз А, В і С на виводах цієї обмотки і на реле KV_0 напруга дуже мала (не більше 1 В), але при металічному однофазному замиканні на землю напруга зростає до 100 В. Навіть при замиканнях через перехідний опір, коли напруга $3U_0$ менша 100 В, забезпечується надійне спрацювання реле KV_0 , мінімальна уставка якого 15 В. Однак дія цієї сигналізації не вказує безпосередньо на пошкоджений елемент. Для цього допускається почергове вимикання елементів 10 кВ, але ця операція займає багато часу. Тому промисловість

випускає декілька типів пристроїв, які дозволяють однозначно (селективно) визначити елемент з однофазним замиканням на землю.

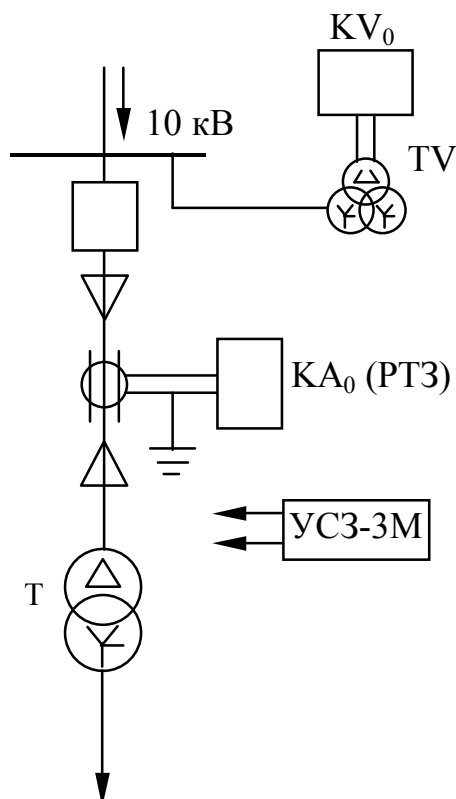


Рисунок 7.1 – Пристрій сигналізації однофазних замикань на землю в мережі 10 кВ трансформаторної підстанції

Пристрій типу УСЗ-3М. Він являє собою вимірювальний прилад, який може використовуватись як переносний або стаціонарний. Причому одного приладу достатньо для підстанції з великою кількістю елементів 10 кВ. При використанні приладу як переносного, він підключається черговим електромонтером до трансформатора струму нульової послідовності (TA_0). При використанні цього приладу як стаціонарного поряд з ним встановлюється кнопковий пристрій, до якого підводяться з'єднувальні проводи від кожного (TA_0). За допомогою натискування кнопок пристрій підключається до відповідного (TA_0). В обох варіантах приладом УСЗ-3М вимірюються середні значення суми вищих гармонічних складових в струмах замикання на землю, які проходять по елементах 10 кВ. Найбільші показання приладу вказують на пошкоджений елемент.

Пристрій широко використовують в кабельних мережах 10 кВ, особливо тих, які працюють з повною компенсацією струму замикання на землю. Недоліком цього способу є необхідність втручання чергового персоналу, що часто не дозволяє швидко визначити пошкоджений елемент,

особливо на підстанціях без постійного чергування та на підстанціях з великою кількістю елементів 10 кВ. Тому зараз розробляються пристрої, які дозволяють автоматизувати процес одночасного вимірювання та порівняння рівня вищих гармонік в струмах замикання усіх елементів 10 кВ даної підстанції.

Максимальний струмовий захист нульової послідовності з реле типу РТЗ-51, які увімкнені на трансформатор струму нульової послідовності, виконується в тих випадках, коли сумарне значення ємнісних струмів основної частоти усіх елементів даної мережі ($I_{с.сум}$) приблизно в 10 разів перевищує найбільше значення ємнісного струму одного елемента ($I_{с.ел.мах}$). Струм спрацювання (первинний) вибирається приблизно в шість разів більшим власного ємнісного струму захищуваного елемента з метою забезпечити неспрацювання захисту при зовнішніх однофазних замиканнях на землю. Такий захист може селективно працювати при великій кількості приєднань 10 кВ і сумарному ємнісному струмі $(10 \div 20)$ А.

В момент однофазного замикання на землю (наприклад, на одному з виводів 10 кВ трансформатора (див. рис. 7.1). Сумарний ємнісний струм промислової частоти (50 Гц), який включає в себе ємнісні струми, що посиляють усі приєднання 10 кВ підстанції, проходить до місця пошкодження та трансформується через TA_0 в реле РТЗ-51 пошкодженого елемента. Реле спрацьовує і подає відповідний сигнал, який дозволяє визначити пошкоджений елемент. Замість реле РТЗ-51 може встановлюватись реле РТ-40, якщо забезпечує чутливість захисту.

Пристрій УЦСЗ. На великих підстанціях з великою кількістю приєднань 10 кВ при наявності на кожному приєднанні TA_0 кабельного типу може використовуватись груповий пристрій центральної сигналізації типу УЦСЗ-20 (один на 20 приєднань) або типу УЦСЗ-60 (один на 60 приєднань 10 кВ). Пристрій одночасно вимірює та порівнює між собою амплітудні струми замикання на землю і показує номер приєднання, якому відповідає найбільше значення струму. Це приєднання і є пошкодженим.

Контрольні питання

1. Як здійснюється сигналізація при однофазних замиканнях на землю на стороні 10 кВ трансформаторів 10/0,4 кВ?
2. Як працює пристрій типу УЦСЗ-3М?
3. Принцип дії пристрою типу УЦСЗ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шабад М. А. Защита трансформаторов распредельных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1981. – 136 с.
2. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.
3. Андреев В. А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения. – М.: Высш. шк., 1985. – 391 с.
4. Авербух А. М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. – Л.: Энергия, 1975. – 416 с.
5. Шабад М. А. Защита трансформаторов 10 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 144 с.
6. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
7. Овчинников В. В. Реле РНТ в схемах дифференциальных защит. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 88 с.
8. Королев Е. П., Либерзон Э. М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. – М.: Энергия, 1987. – 208 с.
9. Беркович М. А., Молчанов В. В., Семенов В. А. Основы техники релейной защиты. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 580 с.

Додаток А

Словник найвживаніших термінів

генератор	generator
електроприймач	electric consumer
електрична станція	power plant
коефіцієнт чутливості	sensitivity index
коротке замикання	short circuit
підстанція	substation
понижувальний трансформатор	step-down transformer
пошкодження	defect
релейний захист	relay protection
розчеплювач	releaser
максимальний струмовий захист	overcurrent protection
ненормальний режим роботи	abnormal duty
номінальна напруга	rated voltage
перевантаження	overload
селективність	selectivity

Навчальне видання

Валерій Михайлович Лагутін
Олександр Євгенович Рубаненко
Віра Володимирівна Тептя

ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ 10 кВ

Навчальний посібник

Оригінал-макет підготовлено В. М. Лагутіним
Редактор Т. О. Старічек

Науково-методичний відділ ВНТУ
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25.12.2001
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВНТУ

Підписано до друку
Формат 29,7×42 $\frac{1}{4}$
Друк різнографічний
Тираж прим.
Зам. №

Гарнітура Times New Roman
Папір офсетний
Ум. друк. арк.

Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі
Вінницького національного технічного університету
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25.12.2001
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВНТУ