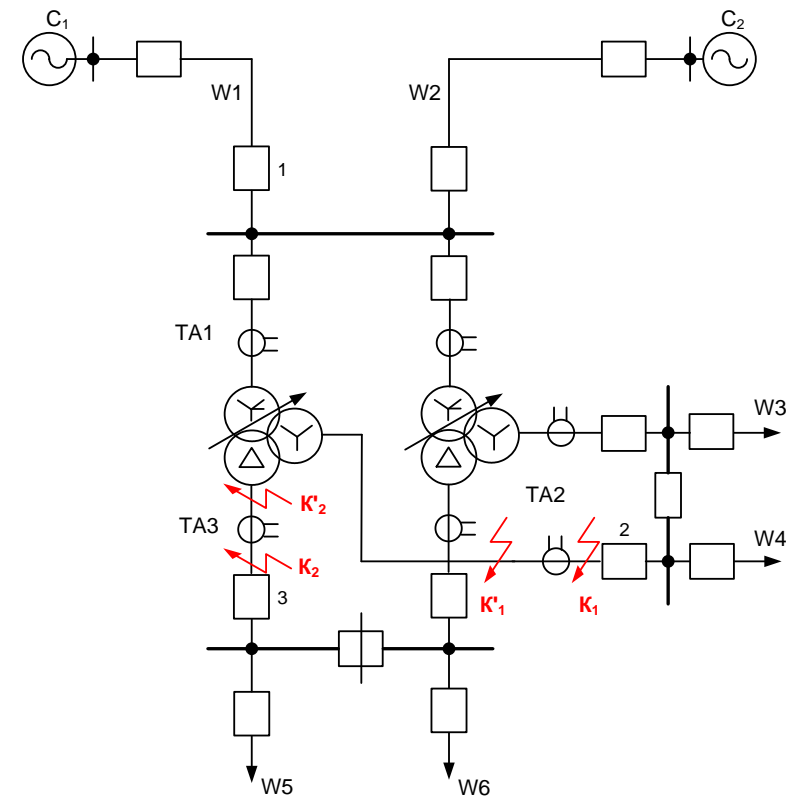


В. М. Лагутін, В. В. Тептя, В. А. Видмиш

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

В. М. Лагутін, В. В. Тептя, В. А. Видмиш

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

Навчальний посібник

Вінниця
ВНТУ
2017

УДК 621.316(075)

ББК 31.27-05я73

Л14

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 7 від 22.12.2016 р.)

Рецензенти:

В. А. Матвійчук, доктор технічних наук, професор

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор

О. І. Казьмірук, кандидат технічних наук

Лагутін, В. М.

Л14 Релейний захист розподільних мереж / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, В. А. Видмиш. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 70 с.

В посібнику розглядаються питання виконання та налагоджування пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики розподільних мереж, а також вибір робочих параметрів спрацювання апаратури РЗА.

Посібник призначений для студентів вузів електроенергетичних спеціальностей.

УДК 621.311(075)

ББК 31.27-05я73

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ.....	7
1.1 Вибір принципів релейного захисту мереж	7
1.2 Загальні положення по виконанню релейного захисту мереж.....	9
1.3 Загальні положення по виконанню автоматики в розподіль- них мережах.....	18
1.4 Особливості виконання релейного захисту та автоматики одинич- них радіальних ліній 35–110 кВ	25
1.5 Особливості виконання релейного захисту та автоматики кільце- вої мережі 35 кВ з одним джерелом живлення.....	28
1.6 Особливості виконання релейного захисту та автоматики паралель- них ліній 35–110 кВ	29
1.7 Особливості виконання захисту та автоматики ліній 110 кВ з дво- стороннім живленням	32
2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ПОНИЖУВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ	40
2.1 Загальні положення.....	40
2.2 Розрахунок диференційного захисту трансформатора	41
2.3 Виконання резервних захистів трансформатора.....	44
2.4 Захист шин	47
2.5 Виконання автоматики на підстанції	47
3 РОЗРОБКА СХЕМ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ.....	48
4 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ТА РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ В ЇХНІХ ВТОРИННИХ КОЛАХ	52
4.1 Загальні положення.....	52
4.2 Розрахунок при виконанні захисту на постійному оперативному струмі.....	52
4.3 Особливості розрахунків при виконанні захисту на змінному опе- ративному струмі з дешунтуванням електромагнітів вимикання.....	57
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	61
Додаток А. Розрахунок струмів КЗ	63
Додаток Б. Принципові схеми захистів ліній.....	67

ВСТУП

Розподільні електричні мережі є важливою ланкою в системі виробництва, передачі та споживання електроенергії. Велике значення для надійної роботи електромереж має правильне виконання та налагоджування пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики і, в тому числі, правильний вибір робочих параметрів спрацювання (робочих уставок) апаратури РЗА.

Навчальний посібник розраховано на студентів, які ознайомлені з основами релейного захисту та автоматики, але не мають досвіду в розрахунках робочих уставок пристроїв РЗА. Тому основну частину посібника присвячено викладенню практичних методів та прийомів розрахунку уставок РЗА та вирішенню прикладів, які характерні для сучасних розподільних мереж, що обладнані типовими пристроями РЗА.

Значне місце відведено розрахункам пристроїв захисту мереж 10 (6) кВ сільськогосподарського призначення, де поряд з традиційними електромеханічними реле використовуються нові багатофункціональні пристрої РЗА, які створені на елементній базі мікроелектроніки. Використання нової елементної бази не відмінює традиційних принципів дії захистів лінії та інших елементів електроустановок від КЗ, наприклад, максимального струмового, поздовжнього диференційного, дистанційного та інших захистів. Зберігаються і принципові положення щодо вибору основних параметрів спрацювання цих захистів.

Розподільні мережі призначено для передачі електроенергії споживачам; складаються вони з ЛЕП, які живлять ряд трансформаторних підстанцій (ТП), або вводів до електроустановок споживачів, а також з ТП і розподільних пунктів.

Електричні мережі розрізняються за конструктивним виконанням (повітряні та кабельні лінії, струмопроводи); родом струму; напругою; режимом нейтралей трансформаторів; конфігурацією; призначенням. До розподільних мереж відносяться мережі змінного струму з номінальною напругою 0,4÷35 кВ, а також мережі 110 кВ, а іноді і 220–330 кВ, які не входять в основну мережу енергосистеми та призначені для живлення ТП.

Мережі 6–35 кВ працюють з ізольованою та компенсованою нейтраллю та характеризуються струмами замикання на землю. Мережі 110 кВ та вище звичайно працюють з заземленою нейтраллю і характеризуються великими струмами КЗ на землю. В аналогічному режимі працюють і мережі 0,4 кВ.

За конфігурацією електромережі розподіляються на розімкнені (радіальні) та замкнені. Розімкнені мережі мають одностороннє живлення, замкнені – одно- або багатостороннє живлення.

За призначенням розподільні мережі 6, 10 і 35 кВ, звичайно, розділяють згідно з основним споживачем на сільські, міські та промислові. Ці

умовні назви дають уявлення про особливості і споживачів, і мереж, і їх релейного захисту.

Понижувальні трансформатори розподільних мереж розрізняються за потужностями, напругами та схемами з'єднання обмоток (стандартними є схеми з'єднання $Y_0/D-11$, $Y_0/Y/D-0-11$, а також Y/Y_0-0 та D/Y_0-11), діапазонами та способами регулювання напруги, напругами КЗ. Захист трансформаторів виконується залежно від цих даних.

Релейний захист елементів розподільних мереж повинен відповідати вимогам ПУЕ, які висуваються до усіх пристроїв релейного захисту: швидкодії, селективності, надійності та чутливості.

Розрахунок релейного захисту полягає у виборі робочих параметрів (робочих уставок) як окремих реле, так і комплектних, і мікропроцесорних пристроїв захисту.

Для виконання розрахунку релейного захисту (вибору уставок) необхідні повні та достовірні вихідні дані, до яких відносяться [1, 4]:

- схема захищеної мережі та режими її роботи (з вказаннями, як створюються робочі та ремонтні режими, – автоматично або неавтоматично);
- опори та напруги живильної системи для максимального і мінімального режимів її роботи;
- режими заземлення нейтралей силових трансформаторів;
- параметри ліній, трансформаторів, реакторів тощо;
- значення максимальних робочих струмів ліній, трансформаторів тощо в робочих, ремонтних і післяаварійних режимах;
- характеристики електроприймачів (особливо крупних електродвигунів);
- типи вимикачів;
- типи та параметри вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги з вказанням місць їх встановлення в схемі мережі;
- типи та параметри спрацювання (уставки) пристроїв РЗА на суміжних елементах (як живильних, так і відхідних);
- типи та принципові схеми пристроїв РЗА, які підлягають розрахунку.

Для забезпечення селективності робочі уставки захистів суміжних елементів повинні бути узгоджені між собою. Тому вибір уставок здійснюється, як правило, не для одного елемента, а для ділянки мережі. За необхідності розрахунок уставок захисту одного елемента, який знову включається, потрібно узгоджувати з уставками існуючих захистів, за змоги не змінюючи останніх. Слід уникати «змінних уставок», які змінюються зі зміною режиму мережі, оскільки здійснювати зміну уставок автоматично – складно, а вручну – потребує багато часу і підвищує імовірність помилок в налаштуванні захисту.

Велике значення має оформлення матеріалів розрахунку РЗА.

Розрахунок уставок повинен складатися, як правило, з таких розділів.

1. Вихідні дані (з вказанням джерел інформації).

2. Розрахунок струмів КЗ.
3. Вибір уставок (з необхідним графічним матеріалом у вигляді схем, карт селективності тощо).
4. Результати розрахунку. Цей розділ повинен містити остаточно вибрані уставки та інші дані для регулювання (максимальні струми КЗ, коефіцієнти повернення реле тощо), а також, за необхідності, вказівки щодо зміни проектної схеми захисту, заміни деяких типів реле тощо.

Рекомендується додавати до розрахунку схему мережі з умовними позначеннями типів релейного захисту та вказанням вибраних уставок. В характерних точках мережі на схемі можуть бути наведені значення струмів КЗ.

На основі розрахунку складаються завдання на налагоджування захисту кожного елемента мережі, які повинні бути узгоджені з організацією, що експлуатує енергетичний об'єкт, від якого отримує живлення захищений елемент.

Всі зроблені розрахунки та завдання із налагоджування повинні реєструватися в спеціальних журналах.

1 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Вибір автоматики та релейного захисту в розподільній мережі полягає в послідовному вирішенні таких задач [4, 7].

1. Вибір принципів релейного захисту та автоматики для даних елементів (ділянок ліній, трансформаторів).
2. Розрахунок струмів КЗ в обсязі, який необхідний для розрахунку параметрів спрацювання та перевірки коефіцієнтів чутливості захистів K_c .
3. Розрахунок релейного захисту та автоматики для заданих елементів: розрахунок параметрів спрацювання вимірвальних і пускових органів, перевірка значення коефіцієнта чутливості K_c , визначення необхідності виконання захистів направленими, розрахунок витримок часу релейного захисту та автоматики.
4. Вибір трансформаторів струму ТА і їхніх коефіцієнтів трансформації.
5. Розроблення рознесених (розгорнутих) схем кіл струму, напруги, кіл оперативного струму релейного захисту та автоматики, керування вимикачем, кіл сигналізації.
6. Для розробленої схеми вибір обладнання і перевірка навантаження у вторинних колах ТА. При виконанні схем на постійному оперативному струмі – визначення перерізу з'єднувальних проводів.

1.1 Вибір принципів релейного захисту мереж

При проектуванні релейного захисту (РЗ) мереж принципи його виконання в загальному випадку визначаються рядом вимог [2, 3, 7]:

1. Видами пошкоджень, на які повинен реагувати захист. В мережах з малим струмом замикання на землю (35 кВ і нижче) захист виконується комплектом, який вмикається на фазні величини та діє на вимикання при всіх багатofазних КЗ. В мережах з великим струмом замикання на землю (110 кВ і вище) захист звичайно виконується окремими комплектами:

- від міжфазних КЗ, який вмикається на фазні величини;
- від КЗ на землю, який вмикається на складові нульової послідовності.

2. Конфігурацією мережі (джерелами живлення, схемами з'єднання окремих елементів, режимом заземлення нейтралей).

Комплекти захисту встановлюються на кожній ділянці поблизу вимикача та повинні надійно захищати усю ділянку, а також резервувати відмови захистів і вимикачів суміжних елементів. В радіальних мережах з одностороннім живленням захисти встановлюються, як правило, тільки на живильному кінці кожної ділянки. В мережах з двостороннім живленням, кі-

льцевих і на паралельних лініях захисти встановлюються на обох кінцях кожної лінії.

3. Допустимі витримки часу основних захистів визначаються умовою зберігання стійкості роботи системи та споживачів.

Як наближений, але практично зручний і допустимий при орієнтовних розрахунках критерій стійкості може бути прийнято значення залишкової напруги на шинах підстанції живильної системи при трифазних КЗ ($K^{(3)}$) в елементах захищеної мережі.

Згідно з ПУЕ всі $K^{(3)}$ в мережах 110–330 кВ, при яких залишкова напруга на шинах підстанції живильної системи $U_{\text{зал}}^{(3)} \leq 0,6U_{\text{ном}}$, повинні вимикатися без витримки часу.

До витримок часу захистів мереж напругою 35 кВ висуваються менш жорсткі, ніж в мережах більш високої напруги, вимоги. Для ліній 35 кВ цей критерій використовується, коли до шин головної підстанції підключені споживачі, які не допускають вимикання КЗ з витримкою часу при $U_{\text{зал}}^{(3)} \leq 0,6U_{\text{ном}}$.

На рисунку 1.1 пояснюється використання критерію залишкової напруги. Криві 1, 2 та 3 на рисунку 1.1 являють собою залежність $U_{\text{зал}}^{(3)} = f(l)$, для різних значень внутрішнього опору Z_c системи. У першому випадку (крива 1) $U_{\text{зал}}^{(3)} \leq 0,6U_{\text{ном}}$ лише на частині лінії w_1 довжиною $l_{0,6}$, рахуючи від шин підстанції А. Тому захист цієї лінії повинен забезпечити вимикання всіх $K^{(3)}$ в межах цієї частини лінії без витримки часу, тоді як КЗ на іншій частині лінії w_1 (поза межами $l_{0,6}$) та всій лінії w_2 можуть вимикатися і з витримкою часу. У третьому випадку (крива 3) $U_{\text{зал}}^{(3)} \leq 0,6U_{\text{ном}}$ при $K^{(3)}$ у будь-якій точці ліній w_1 та w_2 , і тому захист цих ліній повинен забезпечувати вимикання усіх $K^{(3)}$ без витримки часу. Для випадку 2 (крива 2) вимога відключати усі $K^{(3)}$ відноситься лише до захисту лінії w_1 , тоді як захист лінії w_2 повинен задовольняти вказану вимогу лише при $K^{(3)}$ в межах $l_{0,6}$, якщо рахувати від шин підстанції Б.

У більшості випадків слід орієнтуватися на можливість використання захисту зі ступінчастими характеристиками витримок часу: струмові, струмові направлені, дистанційні. На паралельних лініях додатково встановлюються поперечні струмові направлені з непрямым порівнянням та диференційні захисти. Коли селективні ступені без витримки часу не забезпечують вимикання КЗ, які обумовлюють $U_{\text{зал}}^{(3)} \leq 0,6U_{\text{ном}}$, використовуються неселективні захисти у сполученні з пристроєм автоматичного повторного включення (АПВ), який усуває наслідки неселективної роботи захисту. На лініях з двостороннім живленням у вказаному випадку можуть бути використані ступінчасті захисти з високочастотним блокуванням. На кожному вимиканні обов'язкове встановлення АПВ. При роздільній роботі на стороні НН трансформаторів понижувальних підстанцій обов'язкове встановлення автоматичного введення резерву (АВР).

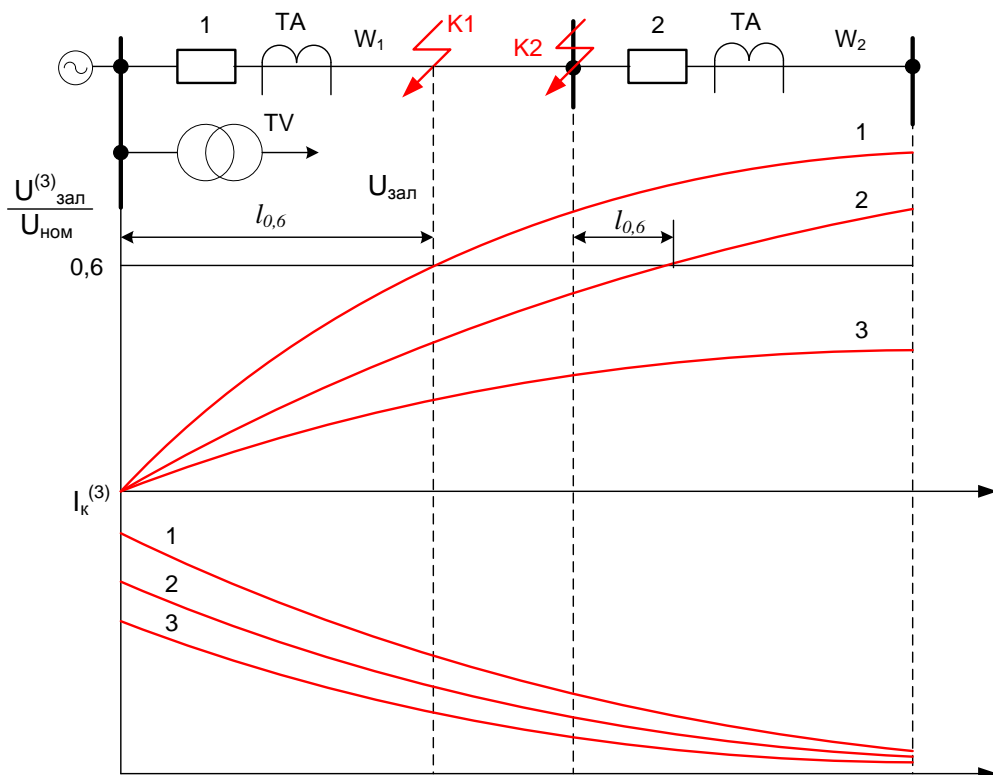


Рисунок 1.1 – Залежності $U_{zap}^{(3)} = f(l)$ та $I_k^{(3)} = f(l)$ при різних значеннях Z_c

1.2 Загальні положення по виконанню релейного захисту мереж

1. Усі захисти, за змоги, повинні виконуватися селективними. Необхідність використання неселективних захистів повинна бути обґрунтована розрахунками. Зону їх неселективної дії потрібно, якщо можливо, обмежувати.

2. На кожній ділянці в загальному випадку повинні встановлюватися основний та резервний захисти. При використанні захистів зі ступінчастими характеристиками витримок часу їх перші ступені I, II виконують функції основного захисту. Резервним є тільки III ступінь.

3. Розрахунок захистів проводиться, починаючи з найбільш віддаленої від джерела живлення ділянки. На лініях з двостороннім живленням та в кільцевих мережах усі захисти передбачаються направленими. Згідно з направленістю всі захисти розбиваються на дві групи, і в кожній групі визначається найбільш віддалений захист.

4. Розрахунок захистів ліній 35 та 110 кВ від міжфазних КЗ виконується однаково. Захист від КЗ на землю на лініях 110 кВ виконується, як правило, окремим комплектом, який вмикається на складові нульової послідовності.

5. На кожній ділянці мережі у загальному випадку передбачається встановлення триступеневого захисту. При розрахунку захисту конкретної ділянки вирішується питання про доцільність використання I та II ступенів

за допомогою оцінки захистоспроможності та коефіцієнта чутливості. Встановлення III ступеня обов'язково на кожній ділянці, оскільки лише цей ступінь може поєднувати в собі функції основного та резервного захистів.

6. Струм спрацьовування направленої селективної струмової відсічки без витримки часу (I ступінь) $I_{сз}^I$ повинен бути відстроєний (вибраний більшим) від максимального струму в захисті $I_{з.маx}$ при зовнішніх КЗ на початку суміжного елемента та на шинах підстанції в місці встановлення захисту (рисунок 1.2). Остання умова – для ліній з двостороннім живленням та кільцевих.

При виконанні відсічки направленою остання умова не є необхідною. Так, наприклад, для захисту 1:

$$I_{сз1}^I = k_H \cdot I_{з.маx} , \quad (1.1)$$

де $k_H = 1,2 \div 1,3$ – коефіцієнт надійності;

$I_{з.маx}$ – найбільше зі значень струму в захисті 1 при КЗ в точках K'_1 (K''_1) або K_2 .

При виконанні відсічки, яка увімкнена на фазні струми, розрахунковим є струм трифазного КЗ $K^{(3)}$.

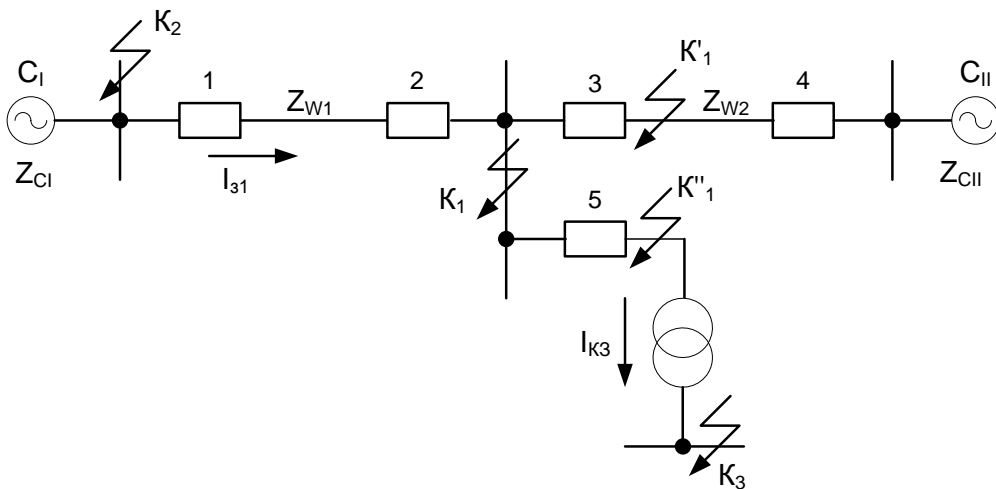


Рисунок 1.2 – До розрахунку ступенів струмового захисту

На лініях з двостороннім живленням необхідно також відстроювання від струму в лінії при коливаннях:

$$I_{сз}^I = k_H \cdot I_{кач} , \quad (1.2)$$

$$I_{кач} = \frac{2 \cdot U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{C_I} + Z_{C_{II}} + Z_{\Sigma w})} ,$$

де Z_{C1} , Z_{CII} , $Z_{\Sigma w}$ – опори систем C_I , C_{II} та ліній, які зв'язують системи.

I-ший ступінь оцінюється захистоспроможністю, яка визначається зоною спрацьовування l^I . Для визначення l^I потрібно побудувати залежність струму в захисті I_3 в функції l від місця встановлення захисту до кінця лінії, що розглядається, $I_3 = f(l)$ при розрахункових видах КЗ (рисунок 1.3). Отримана зона l^I селективної відсічки без витримки часу від міжфазних КЗ задовільна, якщо вона охоплює ту частину, де при $K^{(3)} U_{зал}^{(3)} \leq 0,6U_{ном}$ ($l^I \geq l_{0,6}$).

У протилежному випадку використовується неселективна відсічка, яка відстроєна від КЗ за понижувальними трансформаторами:

$$I_{с3н1} = K_H \cdot K_c \cdot I_{КЗ}, \quad (1.3)$$

де $K_c = I_{31}/I_{КЗ}$ – коефіцієнт струморозподілу.

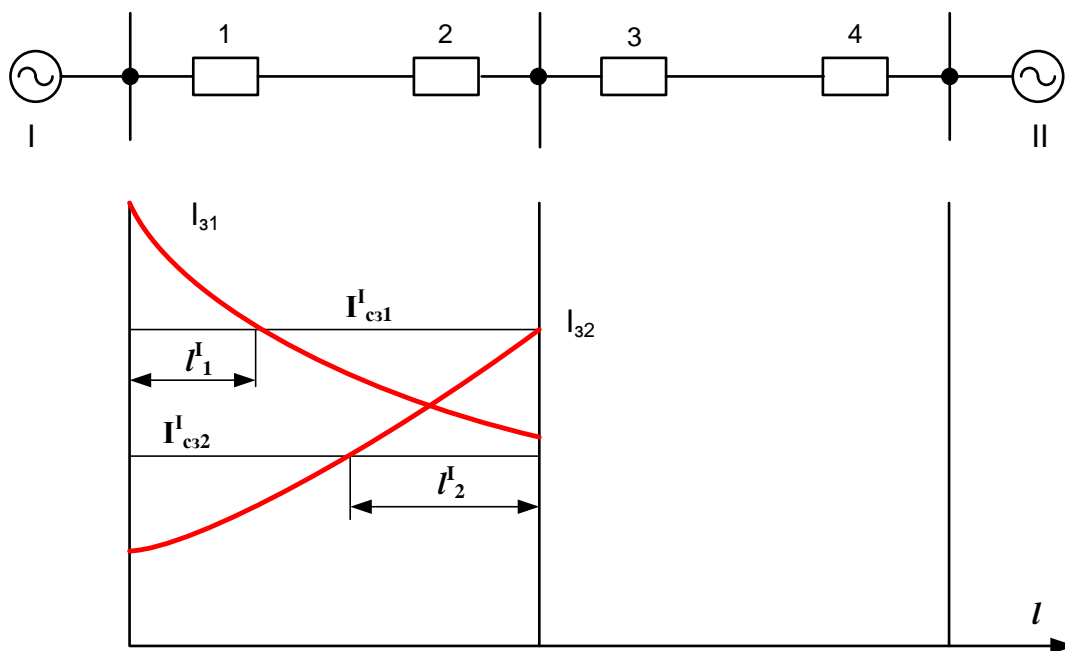


Рисунок 1.3 – Визначення зони першого ступеня струмового захисту

При виправленні неселективної дії за допомогою почергового АПВ або двократного АПВ на послідовній ділянці та однократного АПВ на попередній потрібно враховувати такі міркування:

а) якщо $U_{зал}^{(3)} \leq 0,6U_{ном}$ лише на частині ділянки (рисунок 1.1, крива 1), то максимальне значення струму спрацьовування неселективної відсічки може бути прийнято рівним струму $I_{К1}^{(3)}$ в точці К1 – відповідає $l_{0,6}$:

$$I_{сзн1} = I_{K1}^{(3)}, \quad (1.4)$$

а може бути і зменшено до значення, яке забезпечує достатній коефіцієнт чутливості ($K_{ч} = 1,3$) при $K^{(2)}$ в кінці захищеної ділянки:

$$I_{сзн1} = I_{з1} / K_{ч}. \quad (1.5)$$

При виборі за (1.4) не враховуються похибки ТА. Умови (1.4) та (1.5) дозволяють вибрати $I_{сзн}$ в діапазоні

$$I_{K1}^{(3)} \geq I_{сзн} \geq I_{K2}^{(2)} / K_{ч}. \quad (1.6)$$

Для правильної роботи в циклі почергового АПВ $I_{сзн1}$ повинен бути більшим струму спрацювання відсічки без витримки часу попередньої ділянки (захист 2):

$$I_{сзн1} \geq 1,1 \cdot I_{сз2}^I. \quad (1.7)$$

Якщо умови (1.6) та (1.7) несумісні, то на попередній ділянці необхідно встановити також неселективну відсічку – для правильної роботи при почерговому АПВ неселективних відсічок в захистах 1 та 2;

б) якщо неселективна відсічка на даній ділянці встановлюється лише для забезпечення правильної роботи в циклі почергового АПВ неселективної відсічки на наступній ділянці, то зону спрацювання першої потрібно, за змоги, обмежувати, вибираючи її за (1.7):

$$I_{сзн.попер} \geq 1,1 \cdot I_{сзн.наст}. \quad (1.8)$$

Додатково потрібно перевірити, чи неселективна відсічка даної ділянки узгоджена з селективною відсічкою без витримки на попередній ділянці;

в) якщо $U_{зал}^{(3)} \leq 0,6U_{ном}$ при $K^{(3)}$ в межах всієї ділянки (рисунок 1.1, крива 2), то для захисту цієї ділянки потрібно використовувати неселективну відсічку зі струмом спрацювання, який вибирається згідно з (1.3), (1.7), а також (1.5) або (для обмеження зони неселективної роботи) за умовою забезпечення необхідного $K_{ч}$ до $K^{(3)}$ в кінці ділянки:

$$I_{сзн} = I_{K3}^{(3)} / K_{ч}. \quad (1.9)$$

Якщо $U_{зал}^{(3)} > 0,6U_{ном}$ при $K3$ в межах всієї ділянки, то встановлення селективної відсічки (I ступеня) доцільне у тих випадках, коли на наступній до джерела живлення ділянці встановлена неселективна відсічка для забезпечення правильної роботи в циклі почергового АПВ, а також у випадках, коли на наступній ділянці забезпечується встановлення II ступеня з

витримкою 0,5–0,6 с або захищувана зона більша 10–20% довжини ділянки.

7. Неселективну відсічку без витримки часу доцільно встановлювати лише в захистах від міжфазних КЗ. При використанні неселективної відсічки нульової послідовності надмірно часто відключалися б непошкоджені ділянки при найбільш імовірних в мережах КЗ на землю.

Вибір струму спрацьовування неселективних відсічок $I_{\text{сзн}}$ залежить від способу виправлення неселективної дії за допомогою АПВ та ряду інших факторів. Однак у будь-якому випадку $I_{\text{сзн}}$ повинен бути відстроєним (вибраним більшим) від максимального струму в захисті, який розраховується, при $K^{(3)}$ на шинах низької або середньої напруги трансформаторів проти-лежної підстанції (КЗ) з врахуванням коефіцієнта струморозподілу K_C (див. рис. 1.2).

8. Опір спрацювання I ступеня дистанційного захисту $Z_{\text{сз}}^I$ вибирається за умовою відстроювання від КЗ на початку суміжних елементів [2÷5]:

$$Z_{\text{сз}}^I = K_H \cdot 0,85 \cdot Z_w,$$

де Z_w – опір захищеної лінії.

При використанні неселективного I ступеня дистанційного захисту (за умовою вимикання $K^{(3)}$ в зоні, де $U_{\text{зал}}^{(3)} \leq 0,6U_{\text{ном}}$) його опір спрацювання вибирається за умовою відстроювання від КЗ за трансформаторами підстанції:

$$Z_{\text{сзн}} = K_H \cdot (Z_w + Z_T / K_{\text{т.мах}}),$$

де $K_H = 0,8 \div 0,85$;

Z_T – мінімальний опір трансформаторів;

$K_{\text{т.мах}}$ – максимальне значення коефіцієнта струморозподілу.

Окрім того, повинен забезпечуватися захист всієї ділянки лінії:

$$Z_{\text{сзн}} = (1,1 \div 1,25) \cdot Z_w.$$

З отриманих за цими двома умовами значень береться менше.

9. Для захисту кінця ділянки призначено II ступінь. Його встановлення доцільне і у випадку неселективного I ступеня захисту, оскільки останній може мати недостатній коефіцієнт чутливості (наприклад, при $K^{(2)}$), а також може виводитися з роботи пристроєм АПВ при виправленні неселективної дії. Витримки часу других ступенів захистів окремих ділянок бажано мати однаковими і рівними 0,5÷0,6 с.

При цьому струм спрацьовування других ступенів $I_{\text{сз}}^{\text{II}}$ повинен бути більшим за $I_{\text{сз}}^I$ попередньої ділянки з урахуванням коефіцієнта струморозподілу:

$$I_{сз1}^{II} = K_H \cdot K_{T,max} \cdot I_{сз2}^I, \quad (1.10)$$

де $K_H = 1,1 \div 1,15$, а також повинен бути відстроєним від КЗ за трансформаторами згідно з (1.3).

Для радіальних ліній з одностороннім живленням, де від міжфазних КЗ використовуються тільки ненаправлені другі ступені, умови (1.10) та (1.3) є необхідними та достатніми. При цьому $K_{T,max} = 1$.

Розглянуті умови є також необхідними та достатніми при виконанні відсічок II ступеня від міжфазних КЗ направленими в кільцевих мережах, на паралельних лініях, на лініях з двостороннім живленням. При виконанні вказаних відсічок ненаправленими з'являються додаткові умови, які будуть вказані далі.

Другі ступені з вказаними параметрами спрацьовування можуть використовуватися, коли при $K^{(2)}$ на шині протилежної підстанції та мінімальному струмі в захисті $K_{ч} \geq 1,3 \div 1,5$. Якщо $K_{ч}$ менший допустимого, а при виборі $I_{сз}^{II}$ визначальним стало (1.10), то для підвищення $K_{ч}$ параметри спрацьовування можна вибрати таким чином.

Витримка часу II ступеня вибирається більшою за витримку часу II ступеня попередньої ділянки:

$$t_{посл.}^{II} = t_{попер.}^{II} + \Delta t \approx 1,0 \div 1,1 \text{ с},$$

а $I_{сз}^{II}$ вибирається більшим, ніж струм спрацьовування II ступеня на попередній ділянці:

$$I_{сз посл.}^{II} = K_H \cdot K_{T,max} \cdot I_{сз попер.}^{II}, \quad (1.11)$$

а також за умовою (1.3). З двох значень (1.11) та (1.3) вибирається більше. Коефіцієнт $K_{ч}$ визначається як і раніше.

Якщо $K_{ч}$ менший допустимого і визначальним при виборі $I_{сз}^{II}$ стало рівняння (1.3), то для підвищення $K_{ч}$ може бути прийнята роздільна робота трансформаторів на стороні низької напруги підстанції (з обов'язковим використанням АВР).

У деяких випадках чутливість II ступеня може бути підвищена використанням комбінованої відсічки за струмом та напругою. При цьому $I_{сз}^{II}$ вибирається за умовою отримання необхідного $K_{ч} \approx 1,3$ в кінці лінії при мінімальному струмі в захисті:

$$I_{сз}^{II} = I_{з,min} / K_{ч}, \quad (1.12)$$

а напруга спрацьовування захисту відстроюється (вибирається меншою) від КЗ за трансформатором:

$$U_{сз}^{II} = \sqrt{3} \cdot I_{сз}^{II} \cdot (Z_w + Z_T) / K_H, \quad (1.13)$$

де $K_H = 1,1 \div 1,15$.

Можливість використання такого II ступеня оцінюється допустимою чутливістю реле напруги при $K^{(3)}$ в кінці лінії:

$$K_{\text{ч}}^{\text{II}} = (U_{\text{сз}}^{\text{II}} / \sqrt{3} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} \cdot Z_{\text{w}}) \geq 1,3. \quad (1.14)$$

10. Для других ступенів дистанційного захисту з часом $t^{\text{II}} = 0,5 \div 0,6$ с опір $Z_{\text{сз}}^{\text{II}}$ береться меншим з умов відстроювання від КЗ за трансформаторами підстанції, а також відстроювання від кінця I ступеня попереднього захисту:

$$Z_{\text{сз посл.}}^{\text{II}} = K_H (Z_{\text{w}} + Z_{\text{сз попер.}}^{\text{I}} / K_{\text{т.мах}}),$$

де $K_H = 0,8 \div 0,85$.

Якщо на попередній ділянці як I ступінь використовується струмова відсічка, то узгодження виконується графічно (визначення зони цієї відсічки).

Використання вибраного II ступеня доцільне, якщо при КЗ в кінці захищеної ділянки: $K_{\text{ч}} = (Z_{\text{сз}}^{\text{II}} / Z_{\text{w}}) \geq 1,25$.

При недостатньому $K_{\text{ч}}$ можуть бути збільшені витримки часу та розглянуті умови для вибору $Z_{\text{сз}}^{\text{II}}$ відповідно до керівних вказівок із релейного захисту.

11. Витримки часу третіх ступенів захистів вибираються за ступінчастим принципом на лініях з одностороннім живленням та за зустрічно ступінчастим принципом у всіх інших випадках:

$$t_{\text{посл.}}^{\text{III}} = t_{\text{попер.}}^{\text{III}} + \Delta t. \quad (1.15)$$

Струм спрацьовування максимального струмового захисту (III ступінь) може бути вибрано у загальному випадку за умовою відстроювання від струмів самозапуску двигунів після вимикання зовнішнього КЗ:

$$I_{\text{сз}}^{\text{III}} = \frac{K_H \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{роб.мах}}, \quad (1.16)$$

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

$K_{\text{сзп}} = 1,5 \div 2$ – коефіцієнт самозапуску двигунів;

$K_{\text{пов}} = 0,85$ – коефіцієнт повернення реле;

$I_{\text{роб.мах}}$ – робочий максимальний струм лінії.

Для кільцевих мереж та ліній з двостороннім живленням додатково до (1.16) повинно виконуватися узгодження за чутливістю послідовного захисту з попереднім в кожній групі (за напрямом дії органа направлення потужності):

$$I_{\text{сз посл.}}^{\text{III}} \geq (1,1 \div 1,15) \cdot I_{\text{сз попер.}}^{\text{III}} \quad (1.17)$$

Коефіцієнт чутливості: $K_{\text{ч}}^{\text{III}} = I_{\text{з.мін}}^{\text{III}} / I_{\text{сз}}^{\text{III}} \geq 1,5$ перевіряється в кінці своєї ділянки, в кінці попередньої лінії та за трансформаторами понижувальної підстанції ($K_{\text{ч}}^{\text{III}} \geq 1,2$), де $I_{\text{з.мін}}$ – мінімальний струм в захисті при розрахунковому виді КЗ та розрахунковому режимі мережі.

При з'єднанні обмоток трансформаторів підстанцій за схемою Y/Δ та недостатній чутливості двофазної дворелейної схеми остання може бути доповнена ще одним реле в зворотному проводі.

Якщо у цьому випадку на лініях з одностороннім живленням задовільна чутливість не досягається, як правило, допустимо більш складних захистів не використовувати. На паралельних лініях, в кільцевих мережах, на лініях з двостороннім живленням у цьому випадку потрібно передбачати ПРВВ (пристрій резервування відмов вимикачів).

Опір спрацьовування III ступеня направленої дистанційного захисту відстроюється (вибирається меншим) від опору самозапуску двигунів після вимикання зовнішнього КЗ:

$$Z_{\text{сз}}^{\text{III}} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{роб}}}{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot K_{\text{пов}} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{роб.макс}} \cdot \cos(\varphi_{\text{в}} - \varphi_{\text{нав}})}, \quad (1.18)$$

де $K_{\text{н}} = 1,1$;

$K_{\text{сзп}} = 1,3 \div 1,5$;

$K_{\text{пов}} = 1,05$;

$\varphi_{\text{в}} = 65 \div 75^\circ$;

$\varphi_{\text{нав}}$ – кут навантаження (кут опору навантаження).

Для ліній з одностороннім живленням може використовуватися реле повного опору, при цьому вважається, що $\cos(\varphi_{\text{в}} - \varphi_{\text{нав}}) = 1$. Коефіцієнт чутливості перевіряється в кінці попередньої ділянки та за трансформаторами понижувальної підстанції:

$$K_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{сз}}^{\text{III}}}{Z_{\text{в}} + Z_{\text{в,попер.}} / K_{\text{т.мін}}};$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{сз}}^{\text{III}}}{Z_{\text{в}} + Z_{\text{т}} / K_{\text{т.мін}}}.$$

Необхідно мати $K_{\text{ч}}^{\text{III}} \geq 1,2$.

12. Струм спрацьовування направленої струмової відсічки нульової послідовності без витримки часу $I_{\text{сз}}^{\text{I}}$ повинен бути відстроений від потрібного значення максимального струму нульової послідовності в захисті $3I_{0,3,макс}$ при зовнішніх КЗ на початку суміжного елемента та на шинах підстанції в місці встановлення захисту. Остання умова – для ліній з двостороннім жи-

вленням, кільцевих, а також радіальних з одностороннім живленням і заземленими нейтраллями трансформаторів на проміжних підстанціях. При виконанні відсічки направленою її струм спрацьовування відстроюється лише від струму при КЗ на початку суміжного елемента [3, 4, 10]:

$$I_{сз}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_{0.з.мах}, \quad (1.19)$$

де $K_H = 1,2 \div 1,3$.

Для відсічки нульової послідовності струм в захисті визначається при $K^{(1)}$ та $K^{(1,1)}$.

Другою умовою для вибору струму спрацьовування відсічки, яка розглядається, є відстроювання від кидка струму намагнічування трансформаторів з заземленими нейтраллями. При розрахунках за цією умовою допустимо брати:

$$I_{сз}^I \approx (3 \div 4) \cdot I_{т.ном}, \quad (1.20)$$

де $I_{т.ном}$ – номінальний струм трансформатора з заземленою нейтраллю.

Ця умова враховується для захистів, які розташовано між джерелом живлення та трансформатором з заземленою нейтраллю.

Третьою умовою для вибору $I_{сз}^I$ на лініях з двостороннім живленням є відстроювання від струму небалансу при коливаннях. Струм при коливаннях $I_{кач}$ визначається за виразом (1.2), а струм спрацьовування за виразом:

$$I_{сз}^I = K_H \cdot I_{нб} = K_H \cdot K_{апер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{кач}, \quad (1.21)$$

де $K_H = 1,2 \div 1,5$ – коефіцієнт надійності;

$K_{апер} = 2 \div 3$ – коефіцієнт аперіодичності;

$K_{одн} = 0,5$ або 1 – коефіцієнт однотипності ТА;

$\varepsilon = 0,1$ – повна похибка ТА.

Береться більше значення $I_{сз}^I$ з отриманих за всіма умовами.

Встановлення вибраного I ступеня доцільне, якщо він захищає більше $10 \div 20\%$ довжини ділянки хоча б при найбільш частому $K^{(1)}$, а також незалежно від значення I^I , якщо воно забезпечує виконання II ступеня на послідовній ділянці з часом $0,5 \div 0,6$ с.

13. Призначення II ступеня захисту нульової послідовності та вибір його витримки часу проводиться аналогічно розглянутому раніше для захистів, які увімкнено на фазні струми. Струм спрацьовування цього ступеня вибирається також за виразом (1.10) – узгоджується зі струмом спрацьовування I ступеня захисту нульової послідовності на попередній ділянці. Другою умовою вибору струму спрацьовування є відстроювання від струму небалансу при $K^{(3)}$ за трансформатором зі схемою з'єднань Y/Δ-11 за виразом:

$$I_{сз}^{II} = K_H \cdot K_{\text{апер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_K^{(3)}. \quad (1.22)$$

Розглянуті умови є необхідними та достатніми при виконанні відсічок направленими в кільцевих мережах, на паралельних лініях, лініях з двостороннім живленням, на радіальних лініях з одностороннім живленням та заземленими нейтраліями проміжних підстанцій. При виконанні для цих мереж ненаправлених відсічок других ступенів з'являються додаткові умови.

Можна використовувати II ступінь з вказаними параметрами спрацьовування, якщо його $K_{\text{ч}}$ при КЗ на шинах протилежної підстанції та мінімальному струмі в захисті при $K^{(1)}$ та $K^{(1,1)}$ не менший $1,3 \div 1,5$. В ряді випадків доцільно використовувати вказану відсічку, якщо вона забезпечує необхідний $K_{\text{ч}}$ лише при найбільш імовірному $K^{(1)}$. При цьому $K^{(1,1)}$ можуть вимикатися захистом від багатофазних КЗ. Якщо при розрахунку II ступеня визначальною при виборі $I_{сз}^{II}$ є умова (1.22), то цей ступінь повинен виконувати функції чутливого (останнього) ступеня струмових захистів нульової послідовності. Тому його $K_{\text{ч}}$ потрібно перевірити в кінці попередньої ділянки. Якщо $K_{\text{ч}}$ буде меншим допустимого, то можуть використовуватися заходи, що вказані при виборі інших ступенів відсічок, які увімкнені на фазні струми (зниження струму спрацьовування та відповідне збільшення часу спрацьовування).

14. Витримка часу третіх ступенів вибирається за ступінчастим або зустрічно ступінчастим принципом, як вказується в п. 11. Струм спрацьовування III ступеня захисту нульової послідовності (чутливий ступінь) вибирається за виразом (1.22), а $K_{\text{ч}}$ перевіряється в кінці попередньої ділянки.

1.3 Загальні положення по виконанню автоматики в розподільних мережах

1. На лініях з одностороннім живленням та в кільцевій мережі вибирається однократне або двократне АПВ. На лініях з двостороннім живленням використовується тільки однократне АПВ. Пуск АПВ виконується від невідповідності положення вимикача та останньої оперативної команди. Передбачається заборона АПВ при оперативному увімкненні вимикача. Якщо при розрахунку виникла необхідність використання неселективного захисту, то вибирається спосіб виправлення неселективної дії за допомогою АПВ. Нижче наводяться деякі можливі варіанти [4, 7].

2. На радіальних лініях з одностороннім живленням та селективними захистами час спрацьовування $t_{\text{с.а}}$ однократного АПВ повинен бути:

– більшим за час деіонізації середовища $t_{\text{д.с.}}$ з урахуванням часу увімкнення вимикача $t_{\text{у.в.}}$ [15]:

$$t_{\text{с.а}} = t_{\text{д.с.}} - t_{\text{у.в.}} + t_{\text{зап}}; \quad (1.23)$$

– більшим за час готовності привода $t_{г.п.}$:

$$t_{с.а} = t_{г.п.} + t_{зап}. \quad (1.24)$$

А при двократному АПВ (для 2-ої кратності) необхідно врахувати час готовності вимикача:

$$t_{с.а II} = t_{г.в.} + t_{зап}, \quad (1.25)$$

де час запасу $t_{зап} = 0,3 \div 0,4$ с.

Час повернення у випадку однократного АПВ береться $t_{п.а} = 20$ с, а двократного – $t_{п.а I} = t_{с.а II} + t_{зап}$; $t_{п.а II} = 60$ с.

На паралельних лініях, в кільцевих мережах, на лініях з двостороннім живленням при виборі $t_{с.а}$ потрібно враховувати також можливість неодночасного вимикання вимикачів з обох сторін. При цьому можливі два різних випадки (рисунки 1.4):

а) при КЗ в точці К1 захист 1 спрацьовує з часом $t_{з1}$ II або III ступеня, а захист 2 – з часом $t_{з2}$ I ступеня або швидкодійного захисту, при цьому

$$t_{с.а2} = t_{з1} + t_{вв1} - t_{з2} - t_{вв2} + t_{дс} - t_{ув2} + t_{зап}; \quad (1.26)$$

б) при КЗ в точці К1 захисти 1 та 2 можуть працювати каскадно (захист 1 починає працювати лише після вимикання вимикача 2), при цьому

$$t_{с.а2} = t_{з1} + t_{ов1} + t_{дс} - t_{ув2} + t_{зап}. \quad (1.27)$$

Для вибору $t_{с.а}$ за цими умовами потрібно розглянути роботу захистів при КЗ в точках К1 та К2, тобто поблизу кожного захисту. Вибирається більше зі значень $t_{с.а}$, які отримані за всіма вимогами.

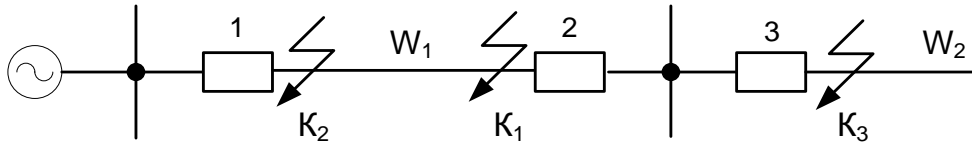
Увімкнення вимикачів з обох сторін не повинно здійснюватися одночасно, і тому, коли отримують однакові $t_{с.а}$, необхідно додатково збільшити час спрацьовування АПВ на одній зі сторін лінії.

3. З метою виключення повторного увімкнення обох вимикачів на стійке КЗ в колі пуску АПВ вимикача, що вмикається пізніше, передбачається контроль наявності напруги на лінії, який здійснюється за допомогою реле максимальної напруги. Реле вмикається на фазну напругу в мережах з глухо заземленою нейтраллю та на лінійну в мережах з ізольованою нейтраллю.

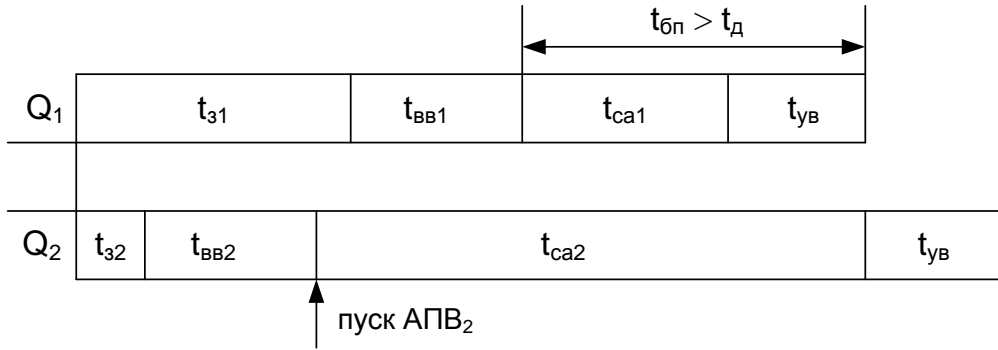
Для виключення АПВ вимикача, який вмикається другим, при неуспішному АПВ вимикача, який вмикається першим, необхідно:

$$t_{с.а2} \geq t_{з1} + t_{вв1} + t_{зап}. \quad (1.28)$$

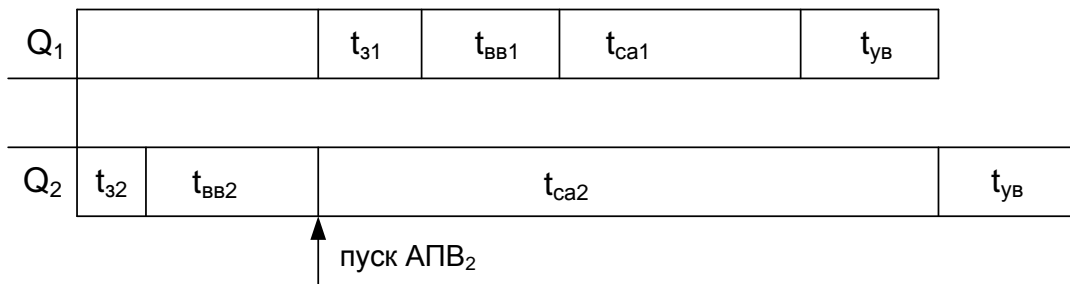
Оскільки після АПВ обов'язково прискорення захисту, то $t_{з1} = 0,06 \div 0,1$ с.



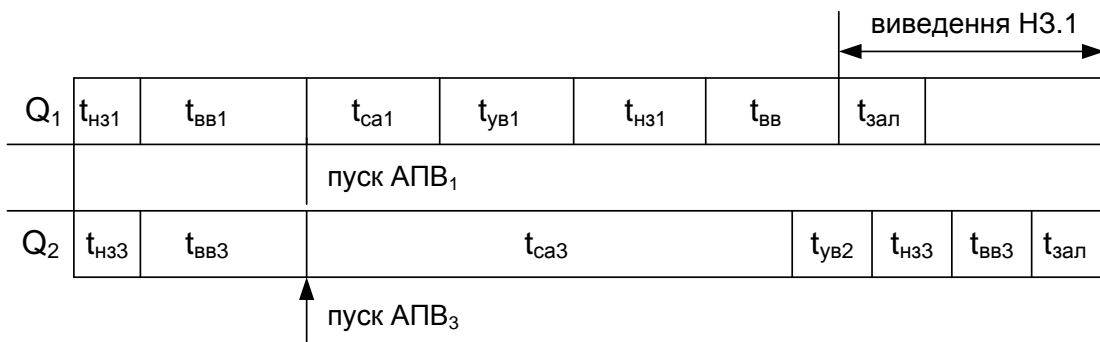
а) схема мережі



б) вимикання КЗ з обох сторін лінії різними ступенями



в) каскадна робота захисту



г) $t_{c.a}$ при черговому АПВ

Рисунок 1.4 – Розрахунок часу спрацьовування АПВ

4. Якщо встановлення неселективних захистів обумовлене необхідністю вимикань без витримки часу $K^{(3)}$, при яких $U_{зал}^{(3)} > 0,6U_{ном}$, то їх селек-

тивна дія може бути виправлена за допомогою почергового АПВ. В доповнення до розглянутих вище умов необхідно враховувати, що час $t_{c,a}$ зростає із віддаленням від джерела живлення на ступінь Δt (див. рис. 1.4, г):

$$t_{c,a3} = t_{c,a1} + \Delta t;$$

$$\Delta t = t_{yв1} + t_{зн1} - t_{yв2} + t_{зап}. \quad (1.29)$$

За допомогою діаграми часу потрібно також визначити час, на який повинен виводитися з роботи неселективний захист послідовної до джерела живлення ділянки. Можлива схема введення та виведення неселективного захисту при почерговому АПВ наведена на рисунку 1.5.

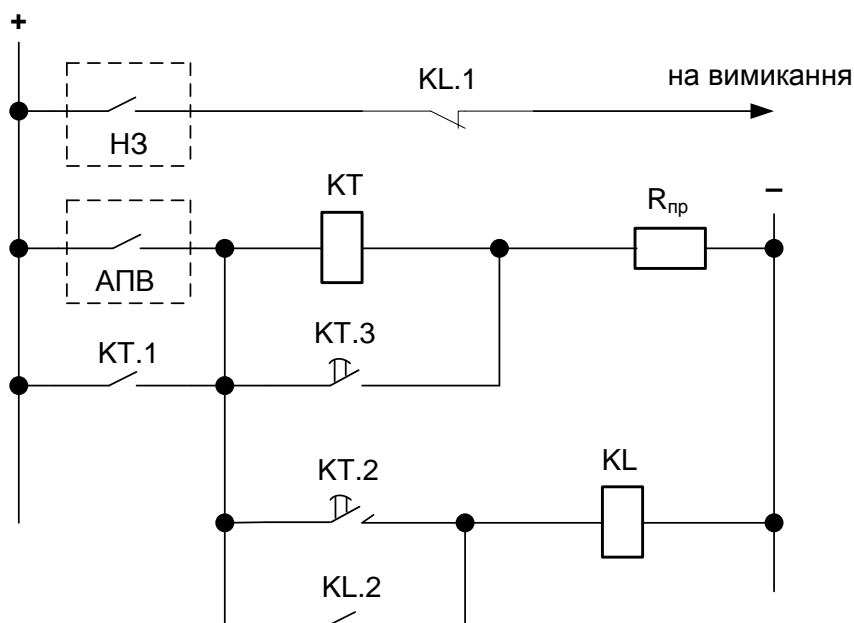


Рисунок 1.5 – Схема виведення-введення неселективного захисту при почерговому АПВ

Оскільки $t_{c,a}$ із віддаленням від джерела живлення суттєво збільшується, то почергове АПВ можна використовувати не більше, ніж на трьох послідовних ділянках. При обмежених зонах неселективної дії для скорочення часу попередніх ділянок в кола пуску їх АПВ додатково встановлюється реле максимальної напруги, яке фіксує наявність напруги на шинах. У цьому випадку необхідна черговість в роботі АПВ досягається контролем відновлення напруги на шинах підстанції, а час $t_{c,a}$ може вибиратися для різних ділянок лише за умовами (1.23)÷(1.27).

5. В умовах підрозділу 1.3 (п. 4) виправлення неселективної дії на радіальних лініях з одностороннім живленням та в кільцевих мережах може досягатися також встановленням на ділянці, яка розташована ближче до джерела, двократного АПВ, а на послідовній – однократного.

6. Неселективні захисти з прискоренням до АПВ використовуються тоді, коли селективні перші ступені мають малі зони (менше 10÷20% лінії),

а другі ступені – збільшені витримки часу (більше 1 с). За діаграмами часу, які аналогічні наведеним на рисунку 1.4, потрібно визначити час, на який мають бути виведені з роботи неселективні захисти. Можливі схеми виведення неселективних захистів для цього випадку наведені на рисунку 1.6 при використанні постійного оперативного струму; на рисунку 1.7, а, б – при використанні змінного оперативного струму з включенням захисту за схемою з дешунтуванням електромагніту вимикання.

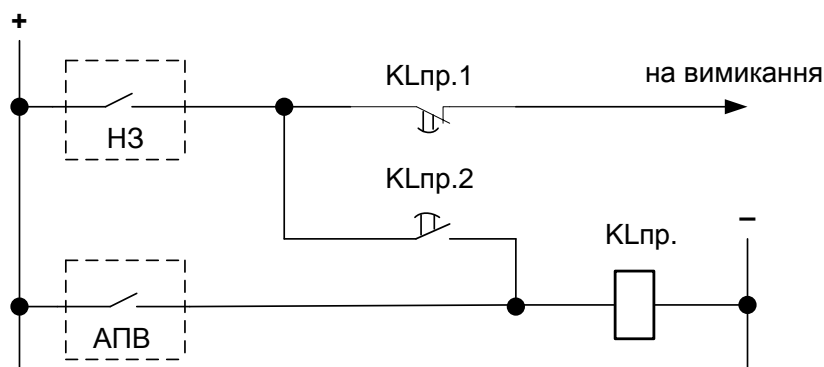
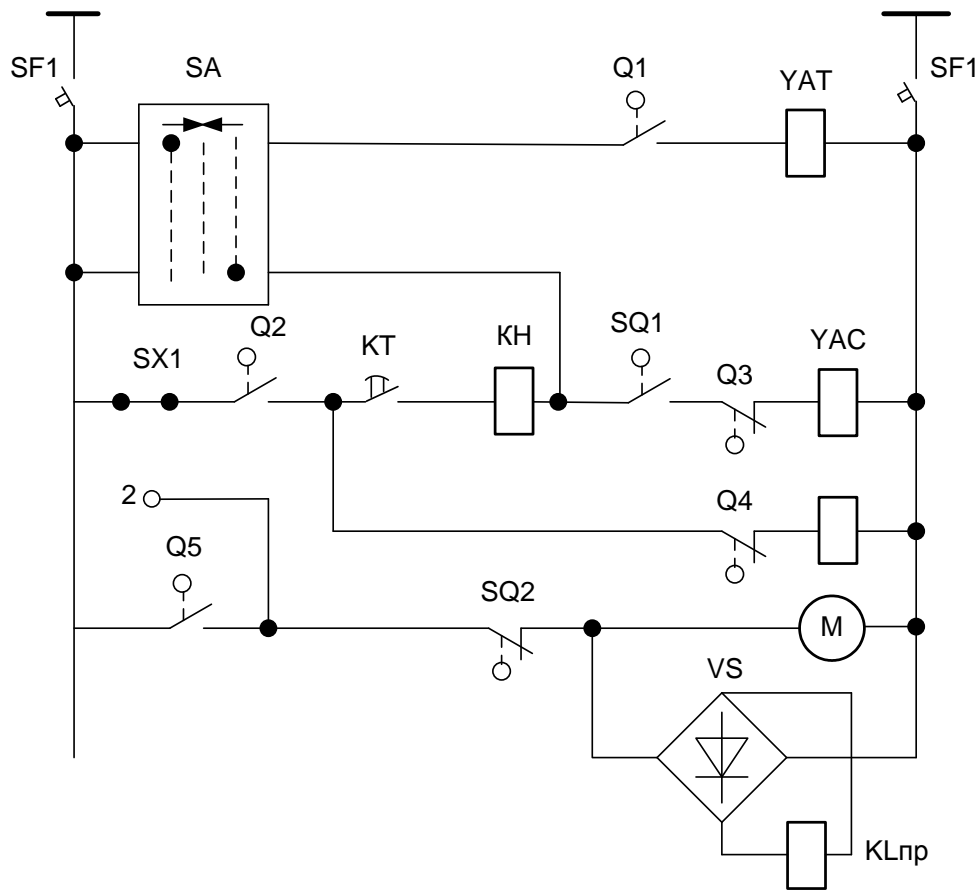


Рисунок 1.6 – Схема прискорення захисту до АПВ на постійному оперативному струмі

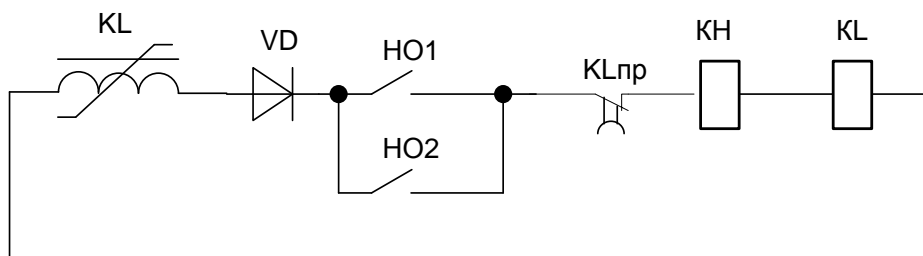
7. Обов'язково потрібно передбачити прискорення дії II та III ступенів захисту після АПВ. В схемі рисунку 1.8 наведено варіант прискорення другого ступеня (BO^{II}) струмового захисту. У ряді випадків використовується також прискорення при оперативному увімкненні вимикача (рисунок 1.9). При цьому уповільнення може бути отримане на реле – положення «відключено». При виконанні схеми на змінному оперативному струмі прискорення після АПВ може бути реалізовано за схемою рисунка 1.7, в.

8. На лініях з двостороннім живленням потрібно враховувати можливість несинхронних увімкнень при АПВ.

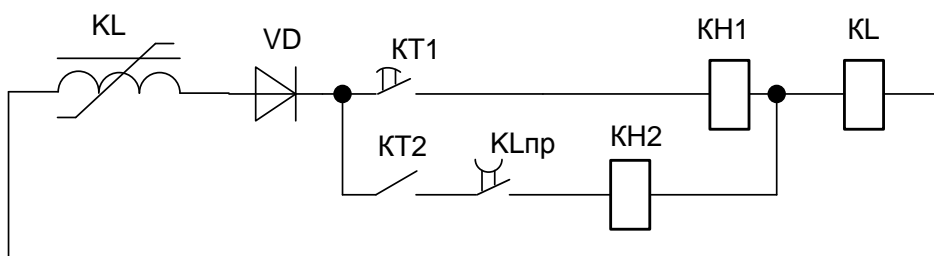
9. За відсутності вимикача на стороні ВН трансформатора підстанції КЗ в ньому вмикається вимикачем живильної лінії. Вихідне реле захисту трансформатора $KL_{вих.}$ (рисунок 1.10) при спрацьовуванні захисту дії на електромагніт увімкнення YAC короткозамикача QN . За наявності струму КЗ в колі QN спрацьовує реле KA . Штучне КЗ на лінії, яке створене увімкненням QN , вмикається вимикачем лінії. В безструмову паузу (поки вимикач лінії відключено) віддільник QR повинен бути відключений його електромагнітом YAT . Вимикання лінії фіксується за фактом увімкнення QN (замкнено $QN.3$) та відсутністю струму в його колі (замкнено KA). Після вимикання віддільника АПВ лінії вмикає її вимикач. При визначенні часу спрацьовування АПВ потрібно враховувати час спрацьовування QN та час вимикання QR .



а) схема АПВ



б) прискорення до АПВ



в) прискорення після АПВ

Рисунок 1.7 – Схема прискорення на змінному оперативному струмі

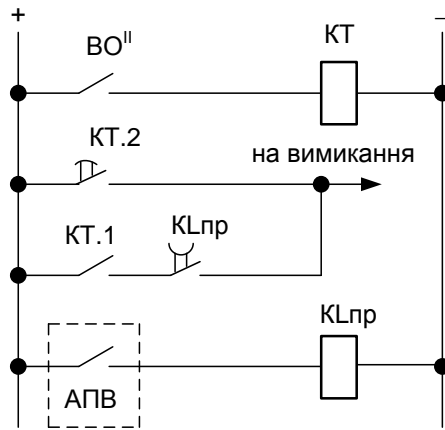


Рисунок 1.8 – Схема прискорення захисту після АПВ на постійному оперативному струмі

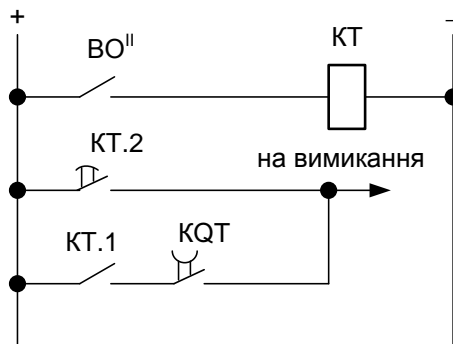


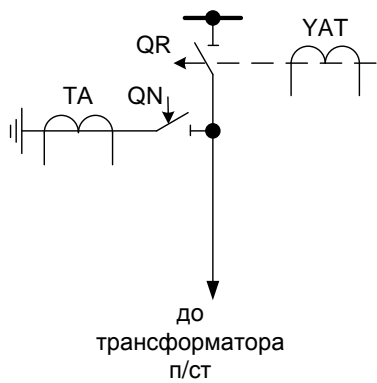
Рисунок 1.9 – Схема прискорення при оперативному увімкненні

10. При роздільній роботі трансформаторів на стороні НН підстанції повинно бути передбачено пристрій АВР на секційному вимикачі. При опрацюванні виконання АВР мають бути розглянуті такі питання.

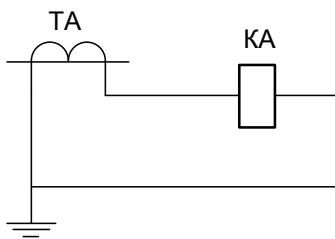
Визначається необхідність використання пускового органу мінімальної напруги (ПОН) в схемі АВР. В загальному випадку ПОН необхідний, якщо можливе зникнення напруги на шинах НН підстанції без вимикання вимикача цієї сторони та одночасною наявністю напруги на шинах ВН. Напруга спрацьовування ПОН вибирається за умовою відстроювання від мінімальної напруги самозапуску двигунів навантаження після вимикання КЗ та береться $U_{сп} = (0,15 \div 0,4)U_{ном}$. Час спрацьовування $t_{сп}$ вибирається більшим за максимальний час вимикання КЗ, при якому залишкова напруга менша $U_{сп}$. Цей час може бути взято більшим, ніж час II або III ступенів захисту живильних ліній. Другою умовою для вибору $t_{сп}$ є відстроювання від часу циклу успішного АПВ живильної лінії:

$$t_{сп} = t_{са} + t_{ув} + \Delta t.$$

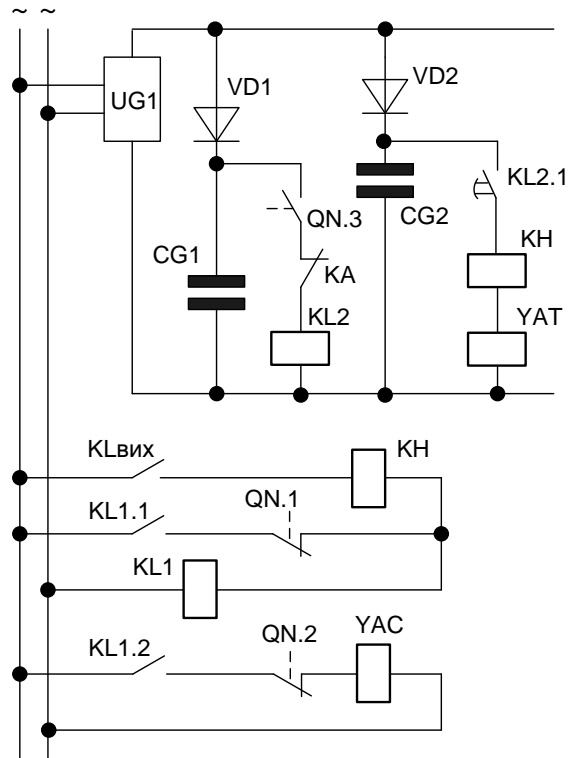
Пріоритет за наявності АПВ та АВР завжди віддається АПВ.



а) пояснювальна схема



б) кола струму



в) оперативні кола

Рисунок 1.10 – Схема автоматики при використанні віддільника та короткозамикача

1.4 Особливості виконання релейного захисту та автоматики одиничних радіальних ліній 35–110 кВ

1. Всі розрахунки та прийняті рішення повинні виконуватися з врахуванням рекомендацій, які викладені в підрозділах 1.2 та 1.3. При розрахунку захистів, які вмикаються на фазні струми, при КЗ в мережі струм в захисті I_z дорівнює струму в місці КЗ ($K_c = 1$). Якщо в мережі, яка проектується, є трансформатор з заземленою нейтраллю, то при розрахунках захистів, які вмикаються на складові нульової послідовності на ділянках, що йдуть за цим трансформатором, I_z відрізняється від струму в місці КЗ, і $K_c < 1$.

2. Як основний захист від міжфазних КЗ одиничної тупикової лінії, яка живить один або декілька трансформаторів без вимикачів на стороні ВН, у більшості випадків може бути використана селективна відсічка без витримки часу зі струмом спрацьовування, який більший максимального струму трифазного КЗ на шинах НН підстанції.

Використання вказаного захисту як основного допустимо, якщо в мінімальному режимі роботи системи при двофазному КЗ в кінці лінії його коефіцієнт чутливості $K_{\text{ч}} \geq 1,3 \div 1,5$.

При недостатній чутливості струмової відсічки без витримки часу рекомендується використовувати комбіновану відсічку за струмом та напру-

гою (див. підрозділ 1.2). При цьому її струм спрацьовування вибирається за умовою отримання необхідного $K_{\text{ч}}$ в кінці лінії при $K^{(2)}$ за виразом (1.12), а $U_{\text{сз}}$ – за (1.13) відстроюється від залишкової напруги в місці встановлення захисту при $K^{(3)}$ за трансформатором, і $I_{\text{к}}^{(3)} = I_{\text{сз}}^{\text{I}}$.

Можливість використання комбінованої відсічки оцінюється коефіцієнтом чутливості за (1.14).

Селективна струмова або комбінована відсічка на тупикових лініях використовується також, коли забезпечується вимикання усіх $K^{(3)}$, при яких на шинах головної підстанції $U_{\text{зал}}^{(3)} \leq 0,6U_{\text{ном}}$.

Як резервний використовується III ступінь – максимальний струмовий захист (МСЗ).

На тупиковій лінії 110 кВ, що розглядається, від КЗ на землю може бути встановлено один чутливий ступінь нульової послідовності без витримки часу зі струмом спрацьовування, який відстроюється від струму небалансу при $K^{(3)}$ за трансформатором У/Д за виразом (1.12), а також від кидка струму намагнічування, якщо нейтраль трансформатора заземлена, а її $K_{\text{ч}}$ перевіряється при $K^{(1)}$ та $K^{(1,1)}$ в кінці лінії. При значному $K_{\text{ч}}$ його доцільно обмежувати до значень, які не призводять до недопустимого загрублення захистів послідовних ділянок.

3. Розрахунок захистів послідовних ділянок мережі (нетупикових) виконується з врахуванням наступного. Якщо $U_{\text{зал}}^{(3)} \leq 0,6U_{\text{ном}}$ при КЗ на відстані всієї ділянки, то це є основою для встановлення неселективної відсічки без попереднього розрахунку селективної відсічки. Якщо $U_{\text{зал}}^{(3)} \leq 0,6U_{\text{ном}}$ при КЗ лише на частині ділянки або на даній ділянці потрібна неселективна відсічка для узгодження з нею неселективного захисту послідовної до джерела живлення ділянки, тоді може бути потрібним розрахунок селективного захисту та обґрунтування неможливості його використання.

4. При заземленій нейтралі трансформатора на проміжній підстанції струм спрацьовування I ступеня захисту послідовної ділянки у загальному випадку повинен бути вибраний більшим за максимальний струм в захисті $I_{\text{з}}$ при $K^{(1)}$ та $K^{(1,1)}$ на шинах підстанції, яка протилежна місцю встановлення захисту, на шинах підстанції в місці встановлення захисту (визначається струмом нульової послідовності заземленого трансформатора $3I_{0\text{т}}$), а також кидка струму намагнічування заземленого трансформатора. Якщо визначальною є друга умова, то I ступінь доцільно виконувати направленим для виключення цієї умови.

При витримці часу II ступеня $t_{\text{сз}}^{\text{II}} = 0,5 \div 0,6$ с його струм спрацьовування $I_{\text{сз}}^{\text{II}}$ відстроюється також від струму в захисті при $K^{(1)}$ та $K^{(1,1)}$ на шинах підстанції в місці встановлення захисту, відстроюється за (1.10) від I ступеня попередньої ділянки з врахуванням коефіцієнта струморозподілу $K_{\text{с}}$ в кінці захищеної ділянки, при мінімальному струмі в захисті при $K^{(1)}$ та $K^{(1,1)}$. Якщо $K_{\text{ч}}$ виявляється недостатнім, а визначальною при виборі $I_{\text{сз}}^{\text{II}}$ є друга умова, то потрібно збільшити витримку часу до $t_{\text{посл}}^{\text{II}} = t_{\text{попер}}^{\text{II}} + \Delta t$, а

$I_{сз}^{II}$ відстроїти від II ступеня захисту на попередній ділянці. При цьому може виявитися визначальною третя умова – відстроювання від струму небалансу. В цьому випадку захист є чутливим останнім ступенем та його $K_{ч}$ потрібно перевірити при КЗ в кінці своєї та попередньої ділянок.

5. При використанні селективних захистів час спрацьовування пристроїв АПВ, які встановлюються на кожній ділянці, вибирається згідно з (1.23) та (1.24). При використанні неселективних захистів повинен бути вибраний та обґрунтований спосіб виправлення неселективної дії захистів за допомогою АПВ. Додаткові умови щодо вибору часу спрацьовування АПВ, введення та виведення неселективних ступенів захистів повинні бути ілюстровані діаграмами часу.

6. Виконання релейного захисту та автоматики ліній 110 кВ з відгалуженнями до трансформаторів понижувальних підстанцій (без вимикачів на стороні ВН) має ряд особливостей.

Захист від міжфазних КЗ виконується, як правило, двоступеневим.

Струм спрацьовування I ступеня $I_{сз}^I$ відстроїти від $I_{к.мах}^{(3)}$ при КЗ за трансформаторами підстанцій, а також від результувального кидка струму намагнічування трансформаторів. При $K^{(2)}$ в кінці лінії необхідно мати $K_{ч} \geq 1,3 \div 1,5$. При недостатньому $K_{ч}$ струмові відсічки рекомендується використовувати, як описано в підрозділі 1.4, комбіновану відсічку за струмом та напругою. Якщо і в цьому випадку не забезпечується потрібне значення $K_{ч}$, то допустимість використання відсічок перевіряється за умовою вимикання усіх $K^{(3)}$, коли на шинах живильної підстанції $U_{зал}^{(3)} \leq 0,6U_{ном}$. За невиконання цієї умови може бути використаний I ступінь дистанційного захисту, який відстроюється від КЗ за трансформаторами підстанцій.

Як резервний використовується III ступінь – МСЗ. При недостатньому $K_{ч}$ при КЗ за трансформаторами підстанцій можливе виконання МСЗ з пуском мінімальної напруги або комбінованим пуском напруги.

Захист від КЗ на землю виконується одноступінчастим без витримки часу. З врахуванням заземлення нейтралі трансформатора проміжної підстанції її струм спрацьовування відстроюється від струму нульової послідовності в захисті при $K^{(1)}$ та $K^{(1,1)}$ на шинах підстанції в місці встановлення захисту (визначається струмом нульової послідовності заземленого трансформатора $3I_{0т}$), а також від кидка струму намагнічування заземленого трансформатора та струму небалансу при $K^{(3)}$ за трансформатором.

Для підвищення чутливості цього ступеня він може бути виконаний направленим, якщо визначальною при виборі $I_{сз}$ є перша умова. Для виключення другої умови в захист треба ввести уповільнення або виконати його на реле з насичувальними трансформаторами (в цьому випадку $I_{сз}$ вибирається більшим $I_{т.ном}$).

Використання чутливого ступеня доцільно, якщо при $K^{(1)}$ та $K^{(1,1)}$ в кінці лінії забезпечується $K_{ч} \geq 1,5$.

1.5 Особливості виконання релейного захисту та автоматики кільцевої мережі 35 кВ з одним джерелом живлення

1. Усі розрахунки та прийняті рішення повинні виконуватися з урахуванням рекомендацій підрозділів 1.2 та 1.3, а також додаткових, які наводяться нижче.

2. Попередньо всі захисти, крім встановлених на живильній стороні головних ділянок, передбачаються направленими і відповідно розділяються на дві групи.

Вибір струму спрацьовування, витримок часу та узгодження захистів за чутливістю виконуються незалежно для кожної групи, починаючи з захистів приймальних сторін головних ділянок.

3. Доцільно побудувати графіки струмів в кожному захисті з урахуванням направленості їх дії в режимі замкненого та розімкненого кільця $I_3 = f(I)$. Це дозволить в подальшому графічно визначити час вимикання КЗ на захищуваній ділянці, а також зони дії перших ступенів захистів. При виборі параметрів спрацьовування і перевірці коефіцієнтів чутливості потрібно враховувати, що максимальні струми в захисті проходять в режимі розімкненого, а мінімальні – в режимі замкненого кільця.

Допустима ліквідація КЗ на захищуваній ділянці при каскадній дії захистів. Однак каскадна дія захисту збільшує час ліквідації КЗ. З урахуванням викладеного доцільно визначити $K_{\text{ч}}$ в режимі замкненого, і лише при недостатньому його значенні для одного з захистів – в режимі розімкненого кільця (відключено вимикач з однієї сторони лінії). Значення залишкових напруг допустимо визначати в режимі розімкненого кільця.

В режимі розімкненого кільця струм в захисті $I_3 = I_{\text{к}}$ в місці КЗ ($K_{\text{т}} = 1$). В режимі замкненого кільця також зручніше використовувати безпосереднє значення I_3 , не визначаючи $K_{\text{т}}$.

4. На головних ділянках зі сторони приймальних підстанцій встановлюються тільки МСЗ без витримок часу зі струмом спрацьовування, який визначається за робочим струмом в режимі замкненого кільця. За відсутності на підстанціях кільця потужного синхронного навантаження коефіцієнт самозапуску береться рівним одиниці. Коефіцієнт чутливості захисту, який перевіряється при $K^{(2)}$ в кінці захищуваної ділянки та відключеному вимикачі зі сторони джерела живлення, повинен бути не меншим $1,5 \div 2,0$. В режимі замкненого кільця потрібно визначити зону каскадної дії цих захистів.

5. Селективні відсічки допустимо використовувати, якщо в режимі каскадного вимикання забезпечується вимикання всіх $K^{(3)}$, коли на шинах живильної підстанції $U_{\text{зал}}^{(3)} \leq 0,6U_{\text{ном}}$.

6. В кільцевій мережі в ряді випадків відсічки з витримкою часу (другі ступені) забезпечують необхідний $K_{\text{ч}}$ лише при виборі їх витримок часу різними на окремих ділянках.

7. Вибір струмів спрацьовування МСЗ (III ступінь) здійснюється з урахуванням (1.16) та (1.17). Коефіцієнт чутливості цього ступеня при КЗ за трансформаторами підстанцій хоча б з одної сторони повинен бути достатнім в режимі замкненого кільця (з врахуванням відмови вимикача трансформатора). При невиконанні цієї вимоги повинно бути передбачено ПРВВ.

8. В тих випадках, коли чутливість та швидкодія струмових захистів виявляються незадовільними, використовуються дистанційні захисти.

9. Можливість виключення органів направлення потужності та виконання окремих захистів або їх ступенів ненаправленими визначається такими умовами.

На кожній ділянці потрібно порівняти струми спрацьовування ступенів з однаковими витримками часу, які встановлено з обох сторін ділянки. Ненаправленим виконується ступінь з тієї сторони, струм спрацьовування якої більший. При однакових струмах спрацьовування ненаправленими виконуються ступені з обох сторін ділянки. В деяких випадках доцільно струми спрацьовування зрівняти, збільшивши менший з них. При цьому, однак, недопустимо суттєво зменшити зону дії або коефіцієнт чутливості відсічок без витримки часу та з витримкою часу, відповідно, і порушити умови узгодження захистів.

Якщо другі ступені захистів, які встановлено з обох сторін ділянки, мають різні витримки часу та струми спрацьовування, органи направлення потужності встановлюються з обох сторін або проводиться додатковий аналіз для виключення одного з органів направлення потужності.

МСЗ виконується направленим, якщо його витримка часу більша часу аналогічного захисту, який встановлено на протилежній стороні ділянки. При рівних витримках часу обидва захисти виконуються ненаправленими. В деяких випадках для виключення органу направлення потужності витримки часу допустимо зробити однаковими, збільшивши меншу з них, однак без порушення узгодження суміжних захистів.

10. При розрахунку пристроїв АПВ потрібно враховувати також додаткові умови (1.26)÷(1.28), а при використанні неселективних захистів і (1.29).

11. Після розрахунку усіх захистів та пристроїв автоматики необхідно проаналізувати, з якими витримками часу (якими ступенями) ліквідується КЗ на кожній ділянці.

1.6 Особливості виконання релейного захисту та автоматики паралельних ліній 35–110 кВ

1. Усі розрахунки та прийняті рішення повинні виконуватися з урахуванням рекомендацій підрозділів 1.2 та 1.3, а також додаткових, які наведено нижче.

2. Доцільно побудувати графіки струмів в кожній з паралельних ліній в режимі роботи як одної лінії, так і обох при різних видах КЗ.

На лініях 110 кВ при розрахунку струмів нульової послідовності в захистах слід користуватися вказівками [8].

При виборі параметрів спрацьовування та перевірці чутливості необхідно враховувати, що при увімкненні захисту на струм однієї лінії максимальний струм в захисті має місце в режимі однієї лінії, а при увімкненні на суму струмів – в режимі роботи обох ліній.

3. Для захисту паралельних ліній при їх сумісній роботі, як правило, може бути рекомендовано струмовий направлений поперечний диференційний захист (СНПДЗ). На цих же лініях повинні бути також встановлені захисти, які є основними в режимі роботи однієї лінії, а за відсутності спеціального захисту шин та при паралельній роботі ліній (вимикання КЗ на шинах) – резервними як при паралельній роботі лінії, так і в режимі однієї лінії.

На паралельних лініях з одностороннім живленням зі сторони приймальної підстанції встановлюється захист, який необхідний тільки при паралельній роботі лінії (наприклад, комплект СНПДЗ). На приймальній стороні паралельних ліній з одностороннім живленням замість струмового направлено диференційного захисту також може бути встановлено максимальний струмовий направлений захист (МСНЗ) без витримки часу.

Розрахунок СНПДЗ здійснюється згідно з вказівками [9].

4. Для дії при міжфазних КЗ СНПДЗ виконується двофазним.

Як пусковий орган захисту використовується реле струму, яке вмикається на різницю фазних струмів паралельних ліній, якщо коефіцієнти чутливості, які перевіряються в точці однакової чутливості та при каскадному вимиканні одної з паралельних ліній, становлять відповідно не менше 2 та 1,5.

Якщо струмові пускові пристрої не забезпечують необхідної чутливості, може бути використано комбінований пусковий орган струму та напруги.

В окремих випадках струм спрацьовування струмового пускового органу захисту, який встановлено на приймальній стороні паралельних ліній з одностороннім живленням, може бути відстроєний тільки від струму небалансу при зовнішніх КЗ, що знижує зону каскадної роботи захисту.

Для дії при КЗ на землю на лініях 110 кВ потрібно встановити окремий комплект СНПДЗ, який вмикається на складові нульової послідовності.

5. На паралельних лініях крім СНПДЗ у загальному випадку встановлюються як основні та резервні такі захисти [2]:

– на паралельних лініях з одностороннім живленням струмові захисти зі ступінчастими характеристиками витримок часу або рідко – спрощені дистанційні захисти;

– на паралельних лініях з двостороннім живленням струмові направлені захисти зі ступінчастими характеристиками витримок часу або дистанційні захисти.

Всі ступені, якщо це можливо, повинні виконуватися селективними.

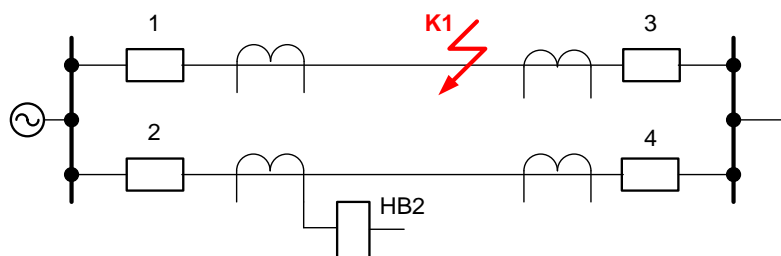
6. Струм спрацьовування селективної відсічки без витримки часу від міжфазних КЗ відстроюється від максимального струму зовнішнього КЗ в режимі роботи одної лінії. В цьому ж режимі оцінюється можливість її використання за критерієм $U_{зал}^{(3)}$ на шинах живильної підстанції, а також визначається необхідність встановлення на кожній лінії неселективних відсічок без витримок часу.

У випадку вибору неселективної відсічки згідно з вказівками підрозділу 1.2 необхідно оцінити можливість залишення її в роботі при паралельній роботі ліній. Якщо при КЗ⁽³⁾ в кінці лінії і струм в місці КЗ $I_K^{(3)}$, має місце:

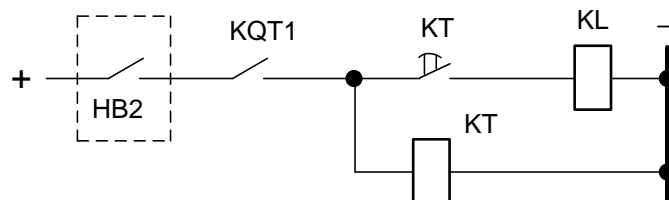
$$I_{сз.н} \leq 1,2 \cdot I_K^{(3)} / 2, \quad (1.30)$$

то відсічка залишається неселективною і при паралельній роботі ліній та повинна вводитися в роботу з витримкою часу після вимикання однієї з ліній.

Витримка часу необхідна для запобігання надмірного спрацьовування неселективного захисту, якщо першим спрацьовує АПВ на протилежному кінці лінії (рисунок 1.11). При стійкому КЗ в точці К1 реле струму неселективної відсічки НВ2 на вимикачі 2 замикає свій контакт при увімкненні від АПВ вимикача 3 (вимикач 1 ще не відключено, КQT1 – замкнено). Витримка часу реле КТ повинна бути більшою часу спрацьовування захисту 3 та часу вимикання вимикача 2. Якщо умова (1.30) не виконується, неселективна відсічка може бути в роботі постійно (і при обох увімкнених лініях).



а) схема мережі



б) схема неселективної відсічки

Рисунок 1.11 – Введення неселективної відсічки на паралельних лініях

7. Відсічка з витримкою часу від міжфазних КЗ встановлюється на кожній лінії. Її коефіцієнт чутливості перевіряється в режимі роботи обох ліній. При недостатній чутливості відсічка з витримкою часу вмикається на суму струмів обох ліній і перевіряється за чутливістю при роботі однієї з ліній. В окремих випадках можливе використання відсічки з різними струмами спрацьовування відповідно для режимів роботи одної та обох паралельних ліній.

8. Максимальний струмовий направлений або ненаправлений захист (III ступінь) повинен бути встановлений на кожній лінії, якщо він забезпечує $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ в режимі роботи обох ліній при КЗ в кінці попередньої ділянки та на шинах НН підстанції. При недостатньому $K_{\text{ч}}$ повинен бути розрахований МСЗ, який вмикається на суму струмів однойменних фаз обох ліній.

При недостатній чутливості варіантів МСЗ, які розглядаються, при КЗ на шинах НН протилежної підстанції допустимо використовувати для вимикання цих КЗ спрощені схеми пристрою резервування відмов вимикачів (ПРВВ).

При недостатній чутливості струмових ступінчастих захистів використовуються дистанційні захисти [9].

9. При розрахунку струмових ступінчастих захистів нульової послідовності потрібно користуватися вказівками [10]. Необхідно враховувати додаткові розрахункові режими, які обумовлені впливом взаємодукції двох паралельних ліній.

10. При розрахунку пристроїв АПВ потрібно враховувати і додаткові умови (1.26)÷(1.28), а при використанні неселективних захистів і (1.29). Вибір часу спрацьовування АПВ $t_{\text{са}}$ повинен бути ілюстрований діаграмами часу.

1.7 Особливості виконання захисту та автоматики ліній 110 кВ з двостороннім живленням

1. Всі розрахунки повинні виконуватися з урахуванням підрозділів 1.2 та 1.3, а також наведених нижче рекомендацій.

2. Доцільно побудувати графіки струмів в кожному захисті $I_{\text{з}} = f(l)$ в різних режимах з урахуванням направленості їх дії. Режими, точки та види КЗ вибираються так, щоб можна було визначити максимальні та мінімальні струми в захисті для розрахунку параметрів спрацьовування, захистоспроможності і коефіцієнтів чутливості захистів.

3. Направлені струмові ступінчасті захисти від міжфазних КЗ на лініях з двостороннім живленням в ряді випадків використовувати не вдається через недостатню захистоспроможність та низькі коефіцієнти чутливості. Однак, доцільно почати розрахунок саме з них, оскільки відсічка без витримки часу буде використана і в дистанційному захисті (забезпечить вимикання при КЗ в мертвій зоні реле опору), а III ступінь – направлений

МСЗ – може бути використаний при виконанні I та II ступенів дистанційними.

Струм спрацьовування селективної відсічки (I ступінь) вибирається за (1.1) та (1.2), а можливість її використання оцінюється згідно з підрозділом 1.2, п. 8.

Вибір струму спрацьовування відсічки з витримкою часу (II ступінь) та оцінювання її чутливості виконується згідно з підрозділом 1.2, п. 11.

Струм спрацьовування МСНЗ визначається за вказаними вище виразами, виходячи з перетоку потужності з однієї системи в іншу (задається в завданні).

4. Як основний та резервний захисти ліній 110 кВ з двостороннім живленням рекомендується використовувати від міжфазних КЗ дистанційний захист, а від КЗ на землю – направлений струмовий ступінчастий захист нульової послідовності, якщо захисти, які розраховано в попередньому пункті, не задовольняють вимоги [5].

5. Якщо при $K^{(3)}$ в кінці зони дії селективного ступеня дистанційного захисту без витримки часу залишкова напруга на шинах підстанцій живильних систем менша $0,6U_{ном}$, може використовуватися неселективний ступінь дистанційного захисту без витримки часу або дистанційний захист з високочастотним блокуванням.

6. Неселективний ступінь дистанційного захисту без витримки часу з наступним виправленням неселективної роботи за допомогою АПВ призведе до збільшення перерви зв'язку між системами. Тому рішення при використанні цього неселективного ступеня повинно прийматися з урахуванням використання відповідних типів АПВ.

Для обмеження зони дії неселективного ступеня дистанційного захисту без витримки часу його опір спрацьовування може бути вибрано рівним приблизно $1,1Z_w$, де Z_w – опір ділянки захищеної лінії. При цьому передбачається наявність другого селективного ступеня дистанційного захисту, який має коефіцієнт чутливості при КЗ в кінці захищеної ділянки не менший 1,25. Другий ступінь працює при виведенні з дії неселективного ступеня в циклі АПВ, а також при замиканнях через перехідний опір, коли чутливість неселективної відсічки може виявитися недостатньою.

Параметри спрацьовування селективних ступенів (II та III) у випадку використання неселективного I ступеня вибирається звичайними способами згідно з вказівками підрозділу 1.2, п. 12, 13.

7. На лініях з двостороннім живленням, як правило, більш доцільним є використання дистанційного захисту з високочастотним блокуванням.

8. Розрахунок направленої струмового захисту нульової послідовності виконується з урахуванням рекомендацій підрозділу 1.2 та вказівок [10]. При визначенні струмів в захисті потрібно враховувати заземлення нейтралі трансформатора підстанції, а також зміну струму в захисті при вимиканні вимикача на віддаленому кінці сусідньої лінії.

9. Вибір виду АПВ на лініях з двостороннім живленням повинен виконуватися з урахуванням можливості несинхронних увімкнень двох систем та використання неселективних захистів.

При виконанні неселективного ступеня рекомендується використовувати почергове АПВ.

10. Для замикання транзиту між двома системами потрібно вибрати один (або більше) вид АПВ з тих, що використовуються на лініях з двостороннім живленням [15]:

- несинхронне АПВ (НАПВ);
- швидкодійне АПВ (ШАПВ);
- АПВ з очікуванням синхронізму (АПВОС);
- АПВ з уловлюванням синхронізму (АПВУС).

Для вибору АПВ можна керуватися наведеними нижче положеннями [15].

11. НАПВ може бути використано, якщо при увімкненні одиничних ліній зв'язку з будь-яким кутом зсуву фаз напруг з обох сторін лінії струми несинхронного увімкнення систем, які проходять в генераторах, не перевищують допустимих $I_{н.вдоп}$. Розрахунок струму $I_{н.в}$ здійснюється за (1.2). НАПВ допустимо використовувати, якщо $I_{н.в} \leq I_{н.вдоп}$.

При несинхронному увімкненні можливе надмірне спрацьовування релейного захисту як на захищуваній ділянці, так і на сусідніх. Для виключення цього рекомендується введення швидкодійних ступенів на заданий час за допомогою блокування при коливаннях, почергове увімкнення вимикачів від НАПВ з двох сторін захищеної лінії.

Почергове увімкнення досягається встановленням в кола пуску АПВ реле напруги (рисунок 1.12), які контролюють відсутність KV1 або наявність KV2 напруг на лінії. Першим вмикається вимикач за фактом відсутності напруги, другим – за наявності напруги. Для виключення АПВ на другому вимикачі на стійке КЗ в його час спрацьовування t_{ca2} потрібно врахувати час повторного спрацьовування захисту першого вимикача $t_{з1}$ та час вимикання вимикача $t_{вв}$. Якщо швидкодійні ступені або захист після АПВ виведено з дії, необхідно передбачити прискорення других або третіх ступенів після АПВ.

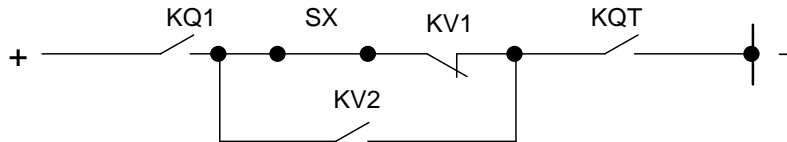
Визначення часу спрацьовування АПВ ілюструється побудовою діаграм часу з урахуванням виразу (1.3). Як приклад на рисунку 1.12 наведена діаграма часу при КЗ в точці К1, яке вимикається II ступенем захисту 1 та I ступенем захисту 2. Час t_{ca2} вибирається за (1.24). Оскільки пуск АПВ2 здійснюється лише при появі напруги на лінії, то t_{ca2} потрібно відстроїти від часу прискорення захисту 1 ($t_{пр.з.1}$) та $t_{вв1}$ для виключення АПВ на стійке КЗ.

Напруга спрацьовування реле мінімальної напруги, яка контролює відсутність напруги на лінії, вибирається приблизно $U_{cp} = (0,4 \div 0,5) \cdot U_{ном}$. Напруга спрацьовування реле максимальної напруги, яка контролює наявність напруги на лінії, вибирається приблизно $U_{cp} = (0,7 \div 0,8) \cdot U_{ном}$.

12. За неможливості використання НАПВ та за наявності шунтувальних зв'язків може використовуватися АПВОС (рисунок 1.13).



а) схема мережі



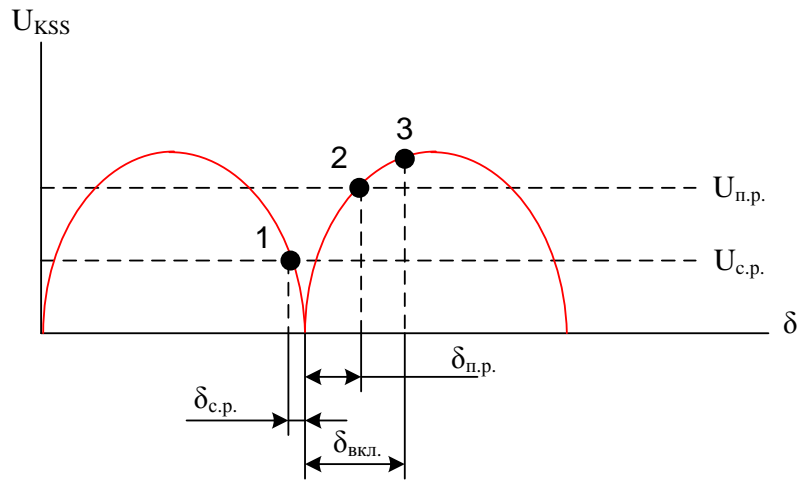
б) схема НАПВ

$t_{з1}$	$t_{вв1}$	$t_{са1}$	$t_{ув1}$	$t_{пр.з.1}$	$t_{вв1}$	$t_{зап}$
$t_{з2}$	$t_{вв2}$				$t_{са2}$	

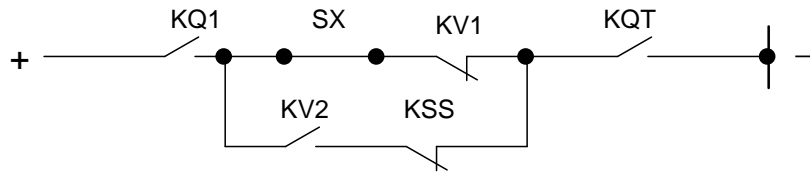
в) діаграма часу

Рисунок 1.12 – Виконання несинхронного АПВ

При АПВОС біля пуску АПВ обох кінців виконується однаково і включає як орган контролю відсутності напруги на лінії, так і орган контролю синхронізму напруг на лінії та на шинах. Режим роботи цих пристроїв встановлюється шляхом перемикання накладок (SK). Першим вмикається вимикач від пристрою АПВ з пуском за контролем відсутності напруги, а другим – за контролем наявності напруги і контролем синхронізму за допомогою реле KSS. Допустимість АПВОС за кутом $\delta_{вкл}$ включення звичайно не перевіряється, оскільки беруться порівняно невеликі кути $\delta_{вкл} = 45 \div 55^\circ$. Кут спрацьовування реле KSS $\delta_{ср}$ повинен бути відстроєний (вибраний меншим) від початкового кута $\delta_{поч}$, який визначається передаваною потужністю по шунтувальних зв'язках. В практичних розрахунках береться $\delta_{ср} \approx 0,8\delta_{поч}$. Шкала KSS за кутом спрацьовування становить $20 \div 40^\circ$. Значення $\delta_{поч}$ вказано в завданні. Якщо уставка $\delta_{ср}$ становить менше $30 \div 35^\circ$, то береться $\delta_{ср} = 35^\circ$. При менших $\delta_{ср}$ реле має значну кутову похибку при нерівності напруг, які синхронізуються.



а) діаграма роботи



б) схема АПВОС

Рисунок 1.13 – Виконання АПВ з очікуванням синхронізму

Для визначення максимальної допустимої кутової швидкості ковзання потрібно розглянути випадок, коли контакт реле часу АПВ замикається в точці 2 (рисунок 1.13). В цей момент буде подано сигнал на увімкнення. Після цього увімкнення здійснюється через час увімкнення $t_{\text{вкл}}$. З урахуванням цього: $\delta_{\text{вкл}} - \delta_{\text{п.р.}} = \omega_{\text{s,max}} \cdot t_{\text{вкл}}$.

З урахуванням коефіцієнта повернення реле KSS, який дорівнює 1,25, $\delta_{\text{п.р.}} = 1,25 \cdot \delta_{\text{ср}}$ і $\omega_{\text{s,max}} = (\delta_{\text{вкл}} - 1,25\delta_{\text{ср}}) / t_{\text{вкл}}$, а $t_{\text{вкл}} = t_{\text{KSS}} + t_{\text{KL}} + t_{\text{у.в.}}$, де t_{KSS} , t_{KL} , $t_{\text{у.в.}}$ – час роботи реле KSS (0,05 с), вихідного реле АПВ (0,03 с) та час увімкнення вимикача. Витримка часу t_{ca} з обох сторін лінії вибирається так само, як для НАПВ (див. рис. 1.11). Додатково потрібно перевірити мінімальний допустимий t_{ca2} , який визначається значенням $\omega_{\text{s,max}}$:

$$t_{\text{ca2}} = (\delta_{\text{ср}} + \delta_{\text{п.р.}}) / \omega_{\text{s,max}} = 2,25 \cdot \delta_{\text{ср}} \cdot t_{\text{вкл}} / (\delta_{\text{вкл}} - 1,25\delta_{\text{ср}}).$$

Якщо розрахований раніше t_{ca2} буде більшим отриманого за останнім виразом, тоді АПВ буде обмежене меншими значеннями ω_{s} , ніж розраховане $\omega_{\text{s,доп}}$.

13. За неможливості використання НАПВ і відсутності сильних шунтувальних зв'язків використовується АПВУС.

При здійсненні АПВУС черговість повторного увімкнення вимикачів забезпечується так само, як і при АПВОС. Як орган уловлювання синхронізму використовується пристрій, який діє аналогічно синхронізатору з постійним кутом випередження (рисунок 1.14). Першим вмикається вимикач

за фактом відсутності напруги на лінії (в схемі замкнена накладка SX): замикається контакт реле мінімальної напруги лінії KV і запускається реле часу КТ2. З розрахованим, як і в попередньому випадку, часом спрацьовування АПВ на цьому вимикачі замикається контакт КТ2, що призводить до спрацьовування АПВ. Другим вмикається вимикач з контролем синхронізму, для чого використовується два реле контролю синхронізму KSS1 та KSS2 з різними уставками. При $U_{KSS} = U_{KSSmax}$ замкнено KSS2.1 і розімкнено KSS1. При зниженні U_{KSS} в точці 1 замикається KSS1, яке запускає КТ1.

При цьому без витримки часу замикається КТ1.1 і готує коло спрацьовування вихідного реле АПВ – реле KL. При $\omega_s \leq \omega_{s,max}$ контакт КТ1.2 замикається раніше, ніж напруга U_{KSS} знизиться до точки 2. Тому, коли в точці 2 спрацює KSS2, то при розмиканні KSS2.1 коло пуску реле КТ1 буде утримуватися на контакті КТ1.2. Замикання контакту KSS2.2 призведе до спрацьовування KL та подання сигналу на увімкнення вимикача. Час спрацьовування АПВ на кінці лінії, яка розглядається, t_{ca} реалізовується на контакті КТ1.2. Цей час, на відміну від раніше розглянутого, вибирається за умовою забезпечення дії АПВ при максимально допустимому ковзанні $\omega_{s,max}$. Згідно з діаграмою рисунку 1.14, а:

$$\delta_{cp2} + \delta_{вкл} = \omega_{s,max} \cdot t_{y.v.}$$

$$\delta_{cp1} - \delta_{cp2} = \omega_{s,max} \cdot t_{c.a.}$$

Звідки

$$t_{c.a.} = (\delta_{cp1} - \delta_{cp2}) \cdot t_{y.v.} / (\delta_{вкл} + \delta_{cp2}), \quad (1.31)$$

а

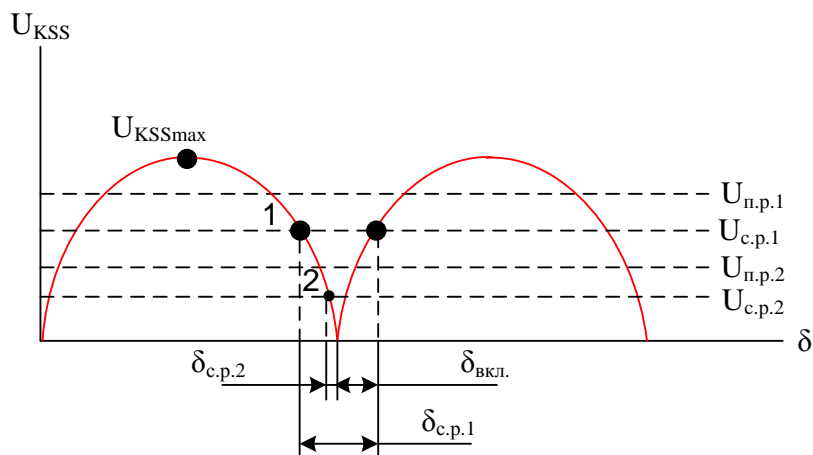
$$S_{max} = 100 \cdot (\delta_{вкл} + \delta_{cp2}) / 360 \cdot f_{ном} \cdot t_{y.v.}$$

Для виключення спрацьовування АПВ вимикача, який вмикається другим, у випадку неуспішного АПВ вимикача, який вмикається першим, потрібно визначити $t_{c.a.}$ за (1.28). З отриманих за умовами (1.31) та (1.28) значень вибираємо більше значення. Якщо визначальним буде (1.28), то АПВ буде здійснюватися при $\omega_s < \omega_{s,max}$. Для розрахунку АПВУС береться: $\delta_{cp1} = 80 \div 70^\circ$; $\delta_{cp2} = 30^\circ$.

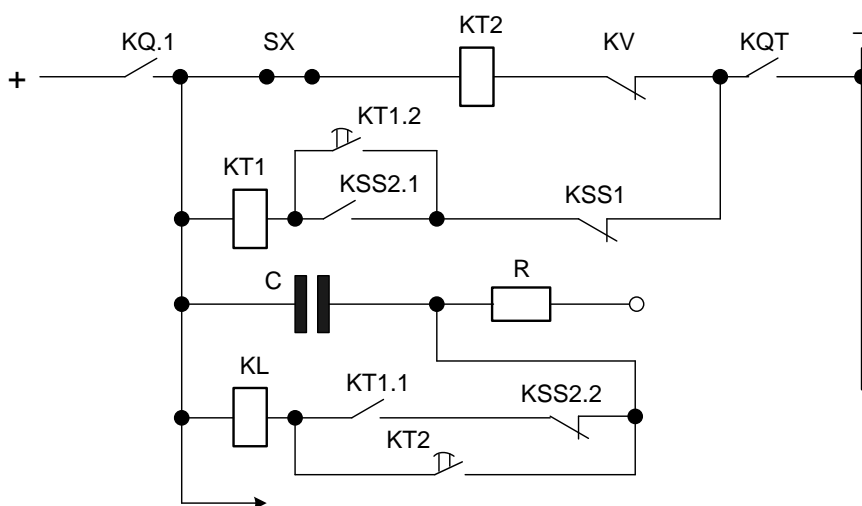
14. При використанні на лінії як основного швидкодійного захисту (захисти з високочастотним блокуванням) та швидкодійних вимикачів (повітряних та елегазових) можливе застосування ШАПВ.

Допустимість застосування ШАПВ перевіряється за двома умовами: за кутом увімкнення $\delta_{вкл} < \delta_{доп}$ і за струмом несинхронного увімкнення $I_{нв} \leq I_{доп}$. Виконання умови за кутом увімкнення обумовлює відсутність асинхронного режиму після ШАПВ. Отримане значення $\delta_{вкл,max}$ необхідно також порівняти з величиною максимально допустимого кута за умовою безпеки для електрообладнання увімкнень, які здійснює ШАПВ. Ця пере-

вірка проводиться тільки для електричних машин, у яких величина електромагнітного моменту досягає максимального значення при куті увімкнення $120 \div 135^\circ$.



а) діаграма роботи



б) схема АПВУС

Рисунок 1.14 – Виконання АПВУС

Розрахунковий вираз для визначення $\delta_{\text{вкл}}$ має вигляд:

$$\delta_{\text{вкл}} = \delta_{\text{поч}} + 9000 \cdot t_{\text{ШАПВ}} \cdot \frac{P_w}{P_{\text{нг1}} \cdot T_{\text{ін1}} + P_{\text{нг2}} \cdot T_{\text{ін2}}},$$

де $t_{\text{ШАПВ}} = t_3 + t_{\text{вв}} + t_{\text{ап}}$ – час циклу ШАПВ;

t_3 , $t_{\text{вв}}$, $t_{\text{ап}}$ – час спрацьовування швидкодійсного захисту, час вимикання вимикача, час безструмової паузи, відповідно;

$P_{нг1}, P_{нг2}, T_{ін1}, T_{ін2}$ – номінальні потужності генераторів в частинах енергосистеми, яка розділилася, і постійні інерції цих частин.

Струм несинхронного увімкнення в лінії $I_{нв}$ визначається за виразом (1.2). Заданий допустимий струм $I_{нв.доп}$ може бути збільшено, якщо $\delta_{вкл} < 125 \div 130^\circ$ в K_δ разів (рисунок 1.15).

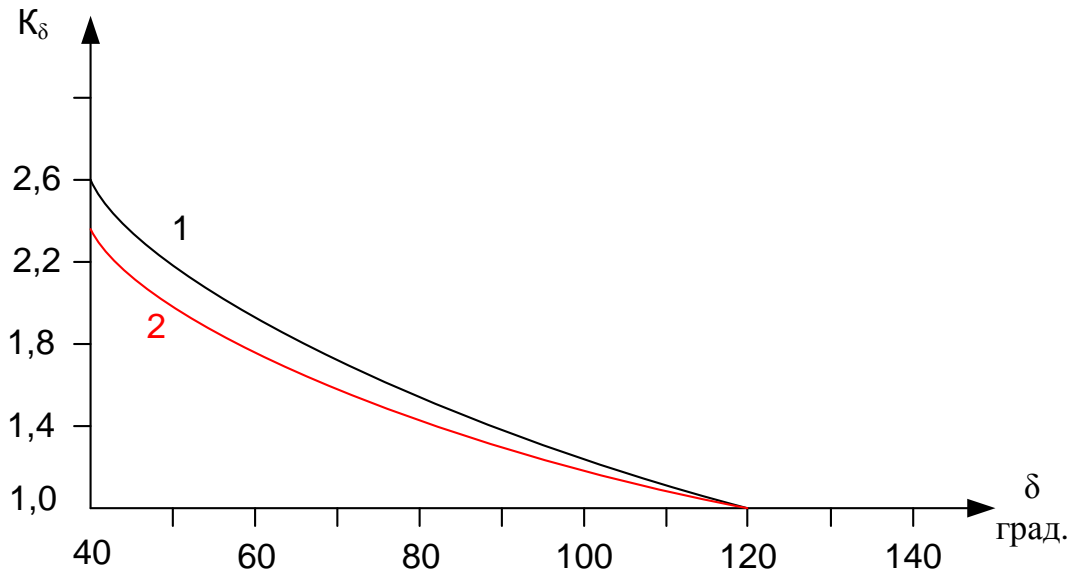


Рисунок 1.15 – Залежність $K_\delta = f(\delta)$

Оскільки швидкодійний захист може бути виведено, доцільно додатково до ШАПВ передбачити використання АПВОС або АПВУС.

2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ПОНИЖУВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

2.1 Загальні положення

1. Розглядаються питання РЗА понижувальної підстанції з двома трьохобмотковими трансформаторами 115/38,5/11 кВ, які працюють паралельно на стороні СН та роздільно на стороні НН (рисунок 2.1). Можуть розглядатися питання захисту та автоматики понижувальної підстанції з двома двохобмотковими трансформаторами, для розробки яких також повинні використовуватися вказівки цього розділу [15, 17].

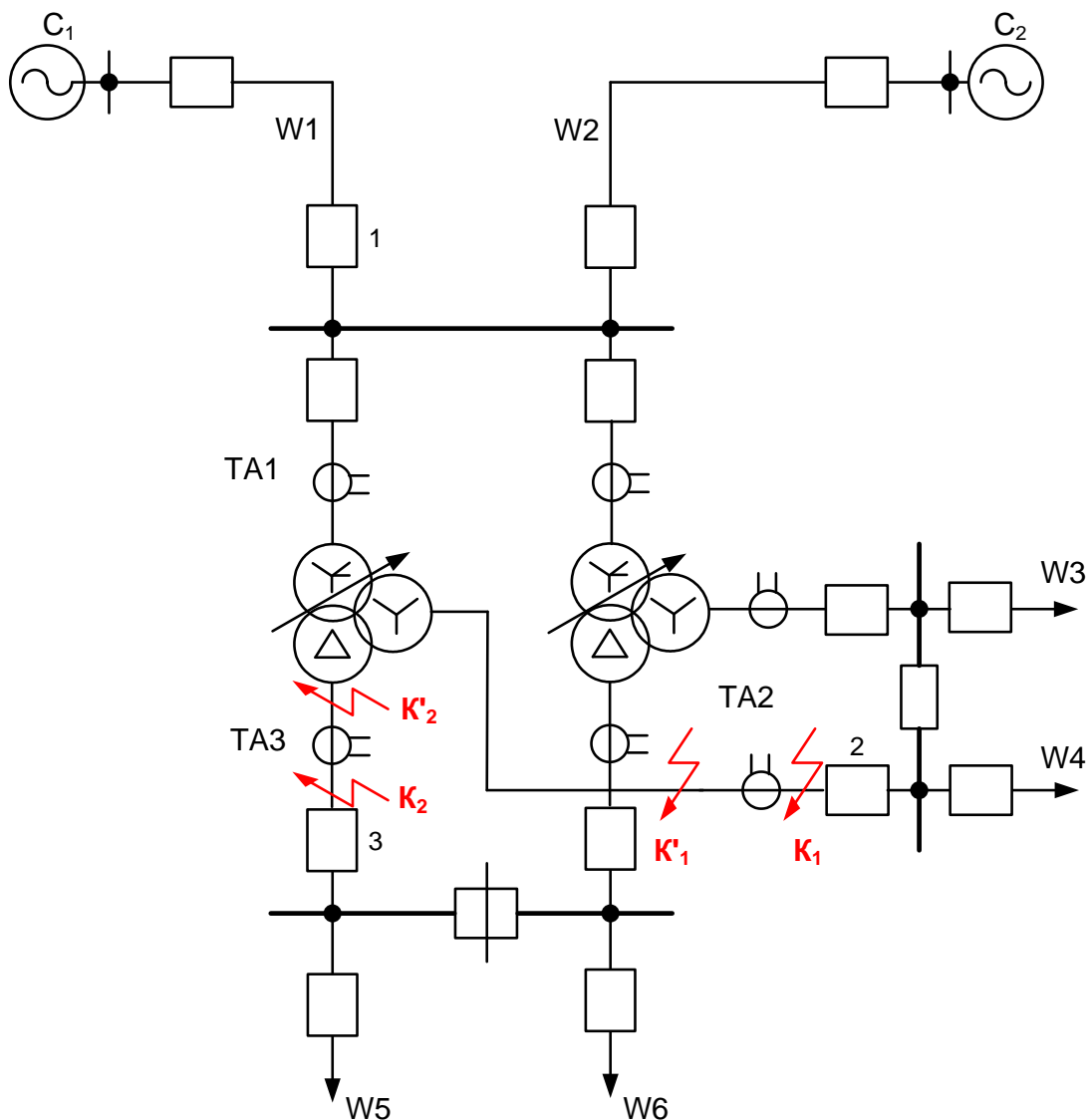


Рисунок 2.1 – Електрична схема підстанції

2. До питань захисту та автоматики підстанції з трьохобмотковими трансформаторами відносяться [15]:

- вибір принципів захисту живильних ліній 110 кВ;
- визначення основних захистів трансформатора і докладний розрахунок диференційного захисту;
- вибір місця встановлення резервних захистів та розрахунок усіх комплектів;
- вибір принципів та розрахунок захисту секційних вимикачів;
- розроблення схем та розрахунок витримок часу АПВ вимикачів трансформаторів та секційного вимикача на стороні СН;
- розроблення схеми АВР на стороні НН;
- розроблення рознесених схем кіл струму, напруги, оперативного струму всіх захистів трансформатора та секційних вимикачів, кіл вимикання та увімкнення вимикачів і кіл сигналізації;
- вибір апаратури захисту та автоматики і розрахунок перерізу з'єднувальних проводів струмових кіл захисту.

3. Вибір принципів захисту живильних ліній здійснюється на основі критерію залишкової напруги на шинах живильних підстанцій. Напруга $U_{зал}^{(3)}$ визначається при $K^{(3)}$ залежно від відстані до точки КЗ на лінії.

2.2 Розрахунок диференційного захисту трансформатора

1. Вибираються групи ТА для підключення диференційного захисту, схеми їх з'єднань, і на основі останніх з врахуванням $I_{ном}$ сторони кожної напруги визначаються коефіцієнти трансформації n_c . Для груп ТА, які з'єднано в трикутник, значення n_c визначається за первинним струмом, який дорівнює $\sqrt{3}I_{ном}$. Розраховуються значення номінальних струмів в колах циркуляції. Результати розрахунків оформляються у вигляді таблиці 2.1.

2. Розглядається диференційний захист з реле типу РНТ-560. Якщо чутливість захисту буде недостатньою, то розраховується захист з реле типу ДЗТ-11. Можна використовувати захист ДЗТ-20 [11,12].

3. В попередньому розрахунку струм спрацьовування захисту з реле РНТ-560 вибирається за умовою відстроювання від кидка струму намагнічування [3, 4]:

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{Т.НОМ} \approx 1,3 \cdot I_{Т.НОМ} \quad (2.1)$$

та від максимального струму небалансу при зовнішньому КЗ, який обумовлено повною похибкою ТА та регулюванням напруги трансформатора:

$$I_{сз} = K_H \cdot (I'_{нб} + I''_{нб}) = K_H \cdot (K_{апер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_K + \Delta U_* \cdot I'_K), \quad (2.2)$$

де $K_H = 1,3$ – коефіцієнт надійності;

$K_{одн} = 1$ – коефіцієнт однотипності ТА;

$K_{апер} = 1$ – коефіцієнт аперіодичності;

$\varepsilon = 0,1$ – повна похибка ТА;

I_k – струм КЗ, який проходить через ТА при зовнішньому розглядуваному КЗ;

I'_k – струм при цьому ж КЗ, який проходить в групі ТА на стороні, де здійснюється регулювання напруги;

ΔU_* – половина діапазону регулювання напруги трансформатора.

Таблиця 2.1 – Вибір схеми з'єднань та n_c для диференційного захисту

Найменування	115 кВ I	38,5 кВ II	11 кВ III
$I_{1\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т.НОМ}}}$			
Схема з'єднання ТА			
Прийнятий n_c			
$I_{2\text{НОМ}} = \frac{I_{1\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}^{(3)}}{n_c}$			

Для заданої підстанції (ПС) з одностороннім живленням (див. рис. 2.1) зовнішніми КЗ на сторонах СН та НН є К1 та К2, відповідно.

Оскільки можливі різні режими роботи, необхідно рядом розрахунків визначити режим, який обумовлює найбільше значення $I_{\text{сз}}$ за (2.2).

Розрахунки струмів КЗ виконуються з приведенням до однієї напруги (доцільно до сторони ВН). На стороні цієї напруги визначається $I_{\text{сз}}$ та струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{СХ}}^{(3)}}{n_c} \quad (2.3)$$

4. Можливість використання захисту з реле РНТ-560 оцінюється коефіцієнтом чутливості $K_{\text{ч}}^{(2)}$; при $K^{(2)}$ в зоні (точки К1 та К2) в режимі, який обумовлює найменше значення I_p та $K_{\text{ч}}$:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_p}{I_{\text{ср}}}, \quad (2.4)$$

де I_p – струм в реле.

Слід враховувати, що при паралельній роботі трансформаторів на стороні СН та КЗ в зоні захисту струм в реле визначається струмами груп ТА1

та ТА2. Визначення струму в реле повинно підтверджуватися струморозподілом в колах захищеного трансформатора.

З урахуванням (2.1) та (2.2) струм спрацьовування захисту з реле РНТ-560 не може бути меншим за $1,3 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Якщо $K_{\text{ч}} \geq 2$, а отриманий $I_{\text{сз}}$ близький до $1,3 \cdot I_{\text{НОМ}}$, потрібно продовжувати розрахунок захисту.

Якщо чутливість недостатня, а струм спрацьовування суттєво більший $1,3 \cdot I_{\text{НОМ}}$, тобто визначальним є (2.2), потрібно використовувати реле типу ДЗТ-11 з гальмуванням.

5. Кількість витків обмотки реле РНТ-560, яке включається на струм циркуляції сторони, до напруги якої приведено отриманий раніше $I_{\text{ср}}$, визначається за відомою МРС спрацьовування реле $F_{\text{ср}} = 100 \text{ А}$:

$$\omega_{\text{Iрозр}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср}}}. \quad (2.5)$$

Тип реле вибирається за [14] та береться найближче менше значення ω_{I} , яке може бути встановлене на реле.

Розрахункові значення кількості витків інших сторін визначаються з умови рівноваги МРС при наскрізному первинному струмі:

$$\omega_{\text{II}} = I_{2\text{НОМ I}} \cdot \omega_{\text{I}} / I_{2\text{НОМ II}}; \quad (2.6, \text{ а})$$

$$\omega_{\text{III}} = I_{2\text{НОМ I}} \cdot \omega_{\text{I}} / I_{2\text{НОМ III}}. \quad (2.6, \text{ б})$$

Беруться до установаження на реле близькі менші значення ω_{II} , ω_{III} . Визначається додаткова складова $I_{\text{нб}}'''$, яка обумовлена різницею взятих до установаження чисел витків ω від розрахункових значень:

$$I_{\text{нб}}''' = \frac{\omega_{\text{Iрозр}} - \omega_{\text{II}}}{\omega_{\text{Iрозр}}} \cdot I_{\text{к}}, \quad \text{або} \quad I_{\text{нб}}''' = \frac{\omega_{\text{Iрозр}} - \omega_{\text{III}}}{\omega_{\text{Iрозр}}} \cdot I_{\text{к}}, \quad (2.7)$$

після чого уточнюється значення $I_{\text{сз}}$ за (2.2):

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot (I_{\text{нб}}' + I_{\text{нб}}'' + I_{\text{нб}}''').$$

Якщо отримане значення $I_{\text{сз}}' > I_{\text{сз}}$, яке визначено за (2.1), то береться нове більше значення, визначається $I_{\text{сз}}$ за виразом (2.2) та повторно перевіряється:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sum I \cdot \omega}{F_{\text{ср}}}, \quad (2.8)$$

де $\sum I \cdot \omega$ – сума МРС при КЗ в захищеній зоні.

6. При виконанні захисту з гальмуванням група ТА, до яких доцільно підключити обмотку гальмування, вибирається з умов отримання найменшого значення $I_{сз\ min}$ та мінімально можливого гальмування при КЗ в захищуваній зоні. Для виконання першої з умов обмотку гальмування потрібно підключити до групи ТА тієї сторони, де при розрахунках $I_{сз}$ визначальною є умова (2.2).

Для виконання другої умови обмотку гальмування потрібно підключити до ТА тієї сторони, де при КЗ в захищуваній зоні проходять якомога менші струми в обмотці гальмування. Значення $I_{сз\ min}$ визначається більшим з розрахованих за (2.1) та (2.2). При цьому у вказаних виразах $K_n = 1,5$. При визначенні $I_{сз\ min}$ за (2.2) за розрахунковий вибирається режим та точка КЗ, коли гальмування відсутнє (струм в обмотці гальмування $I_{гал} = 0$). Далі за (2.2) визначається $I_{сз\ min}$, за (2.5) та (2.6) – кількість витків $\omega_I, \omega_{II}, \omega_{III}$, за (2.8) – $I_{нб}'''$ і уточнюється значення $I_{сз\ min}$. Число витків обмотки гальмування $\omega_{гал}$ вибирається за умовою відстроювання захисту від максимального струму небалансу при зовнішньому КЗ та наявності гальмування:

$$\omega_{гал} = \frac{K_n \cdot (I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб})}{\text{tg}\alpha \cdot I_{гал}}, \quad (2.9)$$

де α – кут нахилу спрямленої обмотки гальмування реле ДЗТ-11 (рис. 2.2); $I_{гал}$ – струм, який проходить через обмотку гальмування при розрахунковому зовнішньому КЗ.

Вибирається ближче більше значення $\omega_{гал}$.

Коефіцієнт чутливості захисту за відсутності гальмування перевіряється аналогічно розглянутому для РНТ-560 за (2.8). Коефіцієнт $K_{ч}$ за наявності гальмування визначається за характеристикою гальмування (рисунок 2.2).

При розрахунковому виді КЗ, який визначає найменше значення $K_{ч}$, розраховуються струми в робочих обмотках реле I_p та обмотці гальмування $I_{гал}$. Відрізок 0–1 дорівнює $\sum I_p \cdot \omega_p$, а відрізок 0–2 дорівнює $I_{гал} \cdot \omega_{гал}$. Визначається точка 3 та проводиться пряма 0–3, перетин якої з гальмівною характеристикою визначає значення $F'_{сп}$ за наявності гальмування. При цьому достатньо:

$$K_{ч} = \frac{\sum I_p \cdot \omega_p}{F'_{сп}} \geq 2. \quad (2.10)$$

2.3 Виконання резервних захистів трансформатора

1. На понижувальних трьохобмоткових трансформаторах встановлюються два і більше комплектів резервних захистів. Один комплект встано-

влюється завжди зі сторони ВН, другий – з тієї з приймальних сторін, де менше $K_{\text{ч}}$ I-го комплекту або менші витримки часу елементів, які відходять від шин.

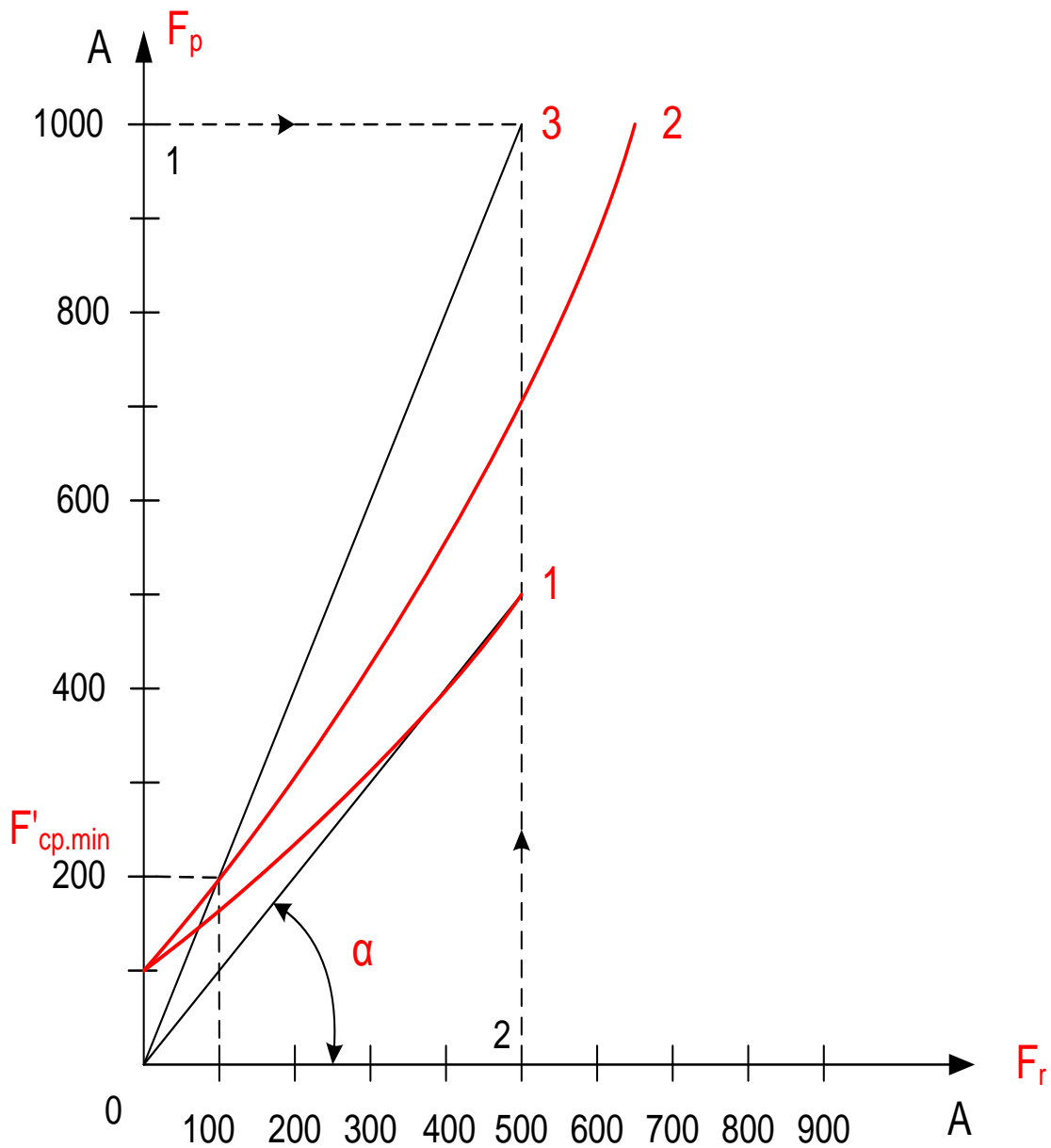


Рисунок 2.2 – Гальмівні характеристики реле ДЗТ-11:

1 – мінімальне гальмування для визначення $\omega_{\text{гал}}$;

2 – максимальне гальмування для визначення $K_{\text{ч}}$

Резервні захисти повинні діяти також на вимикання секційних вимикачів. Можливі різні варіанти виконання. На кожному секційному вимикачі може бути встановлено свій захист, який діє на його вимикання. Якщо встановлено резервний захист трансформатора на даній стороні, то з першою витримкою часу він може діяти на вимикання секційного вимикача, а

з другою – на вимикання вимикача трансформатора на цій стороні. Можливий варіант виконання сумарного захисту однієї з приймальних сторін.

2. Витримки часу окремих комплектів резервних захистів повинні бути вибрані за ступінчастим принципом та узгоджені між собою.

Найбільш простим є використання як резервного МСЗ, струм спрацьовування якого вибирається за (1.17), а струм спрацьовування реле: $I_{cp} = I_{cз} \cdot K_{cx}^{(3)} / n_c$. Для резервних захистів I_p , I_{cp} повинні бути приведені до напруги тієї сторони, де встановлено комплект захисту, що розглядається.

При розрахунку I_{cp} потрібно визначити доцільну схему з'єднань ТА і реле для заданого комплексу з урахуванням групи з'єднань захищеного трансформатора та заземлення його нейтралі.

Коефіцієнт чутливості кожного комплексу визначається в зоні його резервування та повинен бути не меншим $1,2 \div 1,5$. При визначенні $K_{ч}$ резервних захистів також необхідно визначити режими і точки КЗ, які забезпечують мінімальне значення $K_{ч}$:

$$K_{ч} = \frac{I_p}{I_{c.p.}} \quad (2.11)$$

Визначення I_p може бути ілюстровано схемами струморозподілу в колах захищеного трансформатора. У ряді випадків режими для визначення мінімального значення $K_{ч}$ диференційних та резервних захистів різні.

3. При недостатньому $K_{ч}$ може бути використаний МСЗ з пуском мінімальної напруги або комбінованим пуском напруги. При цьому необхідно розглянути, до яких трансформаторів напруги (ТВ) будуть підключені кола напруги захисту.

Напруга спрацьовування реле мінімальної напруги вибирається за [1, 7]:

$$U_{cp} = \frac{0,9 \cdot U_{ном}}{K_H \cdot K_{сзп} \cdot K_{пов} \cdot n_H}, \quad (2.12)$$

де $K_H = 1,2$; $K_{сзп} = 1,2$; $K_{пов} = 1,15$;

n_H – коефіцієнт трансформації ТВ.

Напруга спрацьовування фільтр-реле напруги оберненої послідовності:

$$U_{cp} = \frac{K_H \cdot U_{нб}}{n_H} \approx \frac{0,06 \cdot U_{ном}}{n_H}. \quad (2.13)$$

Коефіцієнти чутливості реле напруги перевіряються згідно з місцем встановлення трансформатора напруги.

2.4 Захист шин

1. На понижувальних підстанціях в ряді випадків не встановлюється спеціальний захист на шини НН та КЗ на шинах ліквідується резервними захистами трансформатора.

2. На понижувальних підстанціях, як правило, встановлюється основний швидкодійний захист шин ВН та СН.

2.5 Виконання автоматики на підстанції

1. Розробляється АВР на секційному вимикачі шин НН підстанції з урахуванням рекомендацій підрозділу 1.3, п. 8. Залежно від схеми на стороні ВН підстанції вирішується питання про необхідність пускового органу АВР. Вибирається тип пускового органу та проводиться вибір параметрів його спрацьовування.

2. Схеми АПВ розробляються на вимикачах трансформаторів і секційному вимикачі середньої напруги підстанції.

При КЗ на відхідній лінії 35 кВ та відмові її вимикача або КЗ на шинах вимикаються два вимикачі.

В схемі АПВ потрібно визначити послідовність увімкнення цих вимикачів, яка виключає можливість увімкнення двох вимикачів на стійке КЗ. Повинна бути передбачена робота АПВ як при паралельно увімкнених обох трансформаторах, так і при увімкненні одного з них.

3 РОЗРОБКА СХЕМ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ

1. Розробка схем здійснюється для певного елемента: ділянки лінії, трансформатора. Для цього ж елемента вибирається все обладнання.

2. Вибір вимикачів виконується спрощено за номінальною напругою $U_{\text{ном}}$ та струмом $I_{\text{ном}}$, за вимикальним струмом КЗ $I_{\text{вим.ном}}$. Рекомендується вибирати вакуумні та елегазові вимикачі з вбудованими ТА. Для напруги 35 кВ рекомендується вибирати вимикачі з пружинними приводами, які дозволяють використовувати схеми з дешунтуванням електромагнітів вимикання. Вибір ТА виконується згідно з рекомендаціями розділу 4.

3. Розробка схем здійснюється згідно з проведеними розрахунками релейного захисту та автоматики. Розробці підлягають:

- рознесені схеми кіл струму та напруги (якщо такі є);
- оперативні кола РЗА;
- кола керування вимикачем (коло увімкнення та вимикання);
- кола сигналізації.

4. В схемі керування вимикачем рекомендується використовувати малогабаритні ключі без фіксації положення. Для запам'ятовування командного імпульсу використовуються двопозиційні реле фіксації КQ. Ключем керування SA подається команда на реле КСС – реле команди «УВІМКНУТИ» та реле КСТ – реле команди «ВІДКЛЮЧИТИ». Ці реле керують перемиканням КQ. Для всіх типів приводів команда на вимикання впливає безпосередньо на електромагніт вимикання YAT. Для всіх типів приводів, крім електромагнітного, команда на увімкнення також безпосередньо впливає на електромагніт увімкнення YAC. В електромагнітному приводі через значну потужність, яку споживає YAC, команда на увімкнення подається через проміжний контактор КМ. Контакти з іскрогасінням КМ замикають коло YAC, яке підключається до окремих шин живлення (ШЖ).

Кола оперативних команд повинні автоматично розмикатися блок-контактами вимикача після завершення операції, оскільки обмотки електромагнітів увімкнення та вимикання розраховані на короткочасне проходження струму. Тривалість команд повинна бути достатньою для надійного завершення операції.

В схемі передбачається дистанційне ручне та автоматичне керування (від пристроїв захисту та автоматики).

В схемі або в приводі обов'язково повинно бути блокування від багатократного увімкнення вимикача на КЗ – блокування «від стрибків».

Кола керування захищаються запобіжниками або автоматами з контролем їх стану.

Схемою передбачається світлова сигналізація положення вимикача та сигналізація режиму роботи – ручного або автоматичного керування вимикачем.

В схему керування повинні бути увімкнені реле положення вимикача «ВКЛЮЧЕНО» KQC та «ВІДКЛЮЧЕНО» KQT. В схемі керування вимикачем з пружинним приводом на змінному оперативному струмі (рисунок 1.7, а) для фіксації неоперативного вимикання використовується контакт Q.2, який розмикається лише при оперативному вимиканні вимикача. Контакт SQ1 в колі увімкнення замкнено при повністю заведених пружинах (вимикач готовий до операції увімкнення), а контакт SQ2 розмикається при цьому, знімаючи живлення з двигуна М, який заводить пружину. Блок-контакт вимикача Q.3 в колі двигуна забезпечує заведення пружини лише у випадку, коли вимикач залишається увімкненим тривалий час. Це виключає багатократне АПВ при стійкому КЗ.

5. В колах сигналізації при виконанні захисту на постійному оперативному струмі повинні бути вказані шинки сигналізації (ШС), миготіння (ШМ) та звукової аварійної сигналізації (ШЗА). В цих колах підключені лампи НLG положення вимикача «ВІДКЛЮЧЕНО», НLR – «ВКЛЮЧЕНО», коло звукового сигналу аварійного вимикання та сигналу обриву кіл керування.

6. При розробці схеми релейного захисту рекомендується використовувати комплекти захистів, в яких реле, необхідні для здійснення тієї або іншої схеми захисту на постійному або змінному оперативному струмі, змонтовано в одному корпусі, що скорочує місце на панелі захисту та спрощує монтаж [5, 6, 14].

Реле струму повинні мати межі струмів спрацювання, які дозволяють встановити розрахункову уставку приблизно на середині шкали.

Проміжні реле струмових відсічок ліній без тросів повинні мати час спрацювання не менший 0,06 с, чим виключається спрацювання захисту при дії розрядників, які встановлено на лініях.

Пускові і вимірювальні органи дистанційного захисту за струмом точної роботи повинні відповідати мінімальним розрахунковим значенням струмів КЗ.

Для надійної роботи в обмотках вказівних реле повинні проходити струми, які перевищують їх струм спрацювання в 1,5 раза, а спад напруги в обмотках не допускається більшим 12% від номінальної напруги елементів, які вмикаються послідовно з цим реле (проміжні реле, електромагніти вимикання) для надійної роботи останніх.

Струм в колі вказівного реле, який відповідає умові його надійної роботи, потрібно визначати при найбільшій кількості паралельно увімкнених вказівних реле, коли одночасно спрацювують декілька захистів з однаковими витримками часу.

Максимальне значення спаду напруги в обмотці вказівного реле визначається за відсутності паралельних кіл. Розрахункові струми та напруги визначаються за відповідними заступними схемами, в яких вказуються опори обмоток вказівних та проміжних реле й відповідних електромагнітів вимикача.

У каталогах та довідниках наводяться опори котушок вказівних реле, а необхідні опори інших елементів визначаються позначенням номінальної споживаної потужності та номінальної напруги, які наводяться в каталогах та довідниках.

У випадку труднощів при виборі вказівних реле за струмом надійної роботи рекомендується підключати паралельно обмотці проміжного реле резистор для зниження результувального опору в його колі та збільшення струму.

На лініях без тросу обмотка вказівних реле ступенів захисту без витримки часу шунтується розмикальними контактами вихідного проміжного реле з уповільненням. Шунтування обмоток вказівних реле виключає їх спрацьовування при дії розрядників, а також дозволяє збільшити межу допустимого спаду напруги в обмотці вказівного реле з 12% до 40–50% внаслідок низького коефіцієнта повернення проміжних реле ($K_{пов} = 0,2 \div 0,3$).

7. Як приклад на рисунку 3.1 наведена схема двоступеневого струмового захисту з дешунтуванням УАТ пружинних приводів для мережі 35 кВ. На рисунку 3.1, а) зображена рознесена схема вторинних кіл ТА. Для захисту використовується схема неповної зірки:

а) КА1 та КА2 – реле струму I ступеня;

б) КА3÷КА5 – реле струму II ступеня (реле КА5 в зворотному проводі для підвищення коефіцієнта чутливості при КЗ за трансформатором Y/Δ);

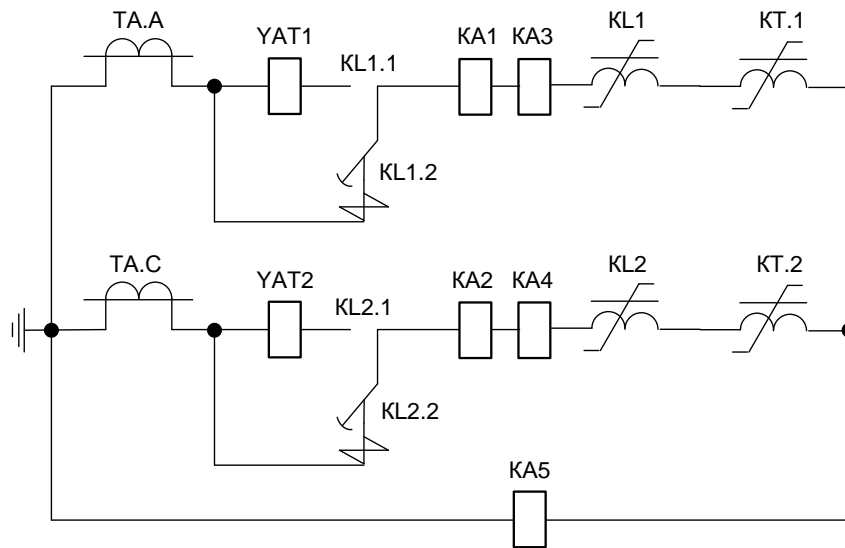
в) KL1 та KL2 – первинні обмотки трансформаторів вихідних реле KL1 та KL2, які дешунтують електромагніти вимикання УАТ1 та УАТ2;

г) КТ.1 та КТ.2 – первинні обмотки двох трансформаторів реле часу КТ.

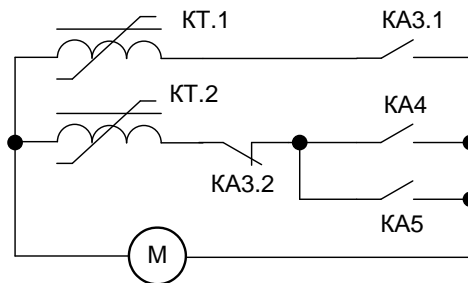
На рисунку 3.1, б) зображена рознесена схема вторинних кіл реле КТ, яке керується контактами реле КА3÷КА5. При $K^{(2)}$ між фазами А і С напруги на вторинних обмотках трансформаторів КТ.1 та КТ.2 однакові та протилежні. Для виключення в цьому випадку відмови реле КТ коло вторинної обмотки КТ.2 розривається контактом реле КА3.2.

На рисунку 3.1, в) зображена рознесена схема кіл напруги. Реле KL3, яке створює витримку часу для відстроювання від роботи розрядників, нормально знаходиться під напругою, його контакт в схемі рисунку 3.1, г) розімкнено. При спрацьовуванні КА1 та КА2 розмикаються контакти цих реле в колі KL3 і останнє з витримкою часу замикає свій контакт.

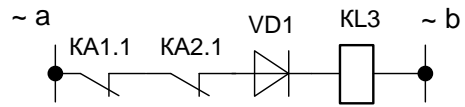
На рисунку 3.1, г) зображена рознесена схема вторинних кіл вихідних реле KL1 та KL2. При КЗ в I ступені контакти КА1 (КА2) підключають до вторинної обмотки трансформатора KL1 проміжне реле KL1 і послідовно з ним увімкнене реле КН1. Контакт KL1.1 в схемі рисунку 3.1, а) підключає УАТ1, а KL1.2 – його дешунтує. На контакті KL1.3 самоутримується реле KL1, яке має низький $K_{пов}$ (реле КА з високим $K_{пов}$ можуть повернутися при зниженні струму в їх колі при підключенні УАТ). При КЗ в II ступені коло реле KL1 замикається контактом КТ. Кола реле KL2 виконано аналогічно.



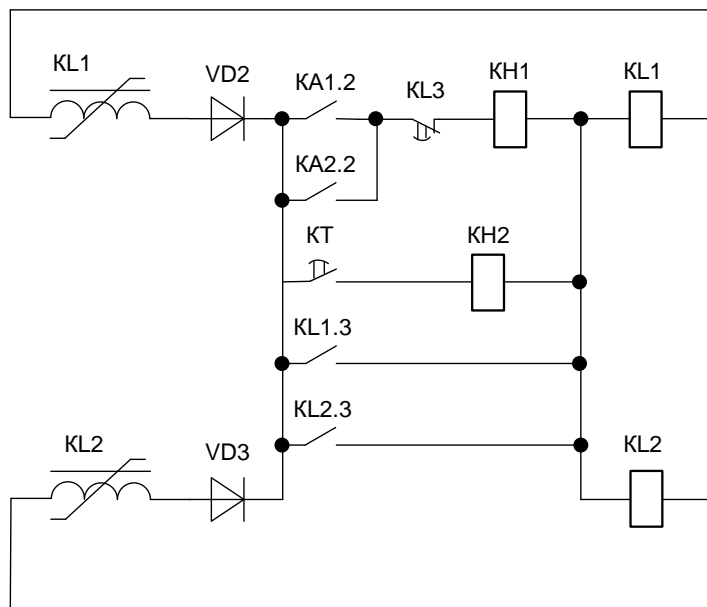
а) вторинні кола ТА



б) вторинні кола КТ



в) кола уповільнення I ступеня



г) вторинні кола вихідних проміжних реле

Рисунок 3.1 – Схема двоступеневого струмового захисту з дешунтуванням електромагнітів вимикання

4 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ТА РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ В ЇХНІХ ВТОРИННИХ КОЛАХ

4.1 Загальні положення

1. Вибір ТА та розрахунки здійснюються для того елемента, для якого далі розробляються схеми. При розробленні захисту трьохобмоткового трансформатора ТА потрібно вибрати для всіх сторін.

2. При виборі вимикачів з вбудованими у втулки ТА необхідно використовувати останні.

3. За відповідними каталогами визначається кількість осердь вибраних ТА. Слід вибрати ті, у колах яких використовується обмотка кожного осердя.

4. За каталогом вибирається ТА з номінальним первинним струмом, який є найближчим більшим максимального робочого струму кола, в яке він вмикається. Вторинний номінальний струм ТА 5 А. При з'єднанні ТА в трикутник, наприклад для диференційного захисту трансформатора, номінальний первинний струм ТА вибирається в $\sqrt{3}$ разів більшим максимального робочого (або номінального). Для кіл захисту потрібно використовувати ТА з первинним номінальним струмом не меншим 100÷150 А.

4.2 Розрахунок при виконанні захисту на постійному оперативному струмі

1. Метою розрахунку є визначення опору та перерізу проводів вторинних кіл струму за умовою, яка забезпечує роботу ТА з повною похибкою, не більшою 10%: $R_{пр} = Z_{н.доп} - Z_{н.розр}$.

Розрахункове навантаження $Z_{н.розр}$ визначається з урахуванням опорів усіх реле, схеми з'єднань ТА і реле струму. Допустиме навантаження $Z_{н.доп}$ визначається для розрахункової кратності по кривій граничної кратності K_{10} .

2. Опір реле визначається за наведеними в довідниках споживанням S та струмом I :

$$Z_p = \frac{S}{I_p^2}.$$

Розрахункове навантаження $Z_{н.розр}$ визначається з урахуванням $K^{(3)}$ та $K^{(2)}$, а в мережі з глухозаземленою нейтраллю і при $K^{(1)}$, оскільки при цьому навантаження зростає за рахунок реле в нульовому проводі [13].

3. Розрахункова кратність $K = I_{розр}/I_{ном}$ визначається у випадку струмових ступінчастих захистів для $I_{розр} = (1,1 \div 1,3) \cdot I_{сз}^I$ (при струмі спрацьовування найбільш грубого ступеня). Для поздовжнього диференційного захи-

сту $I_{розр} = (1,1 \div 1,3) \cdot I_{к.зовн.мах}$; для поперечного диференційного захисту $I_{розр} = 0,5 \cdot I_{к.зовн.мах}$, а для дистанційного захисту $I_{розр} = 1,1 \cdot I_{к}^{(3)}$ в кінці I ступеня ($I_{1ном}$ – первинний номінальний струм ТА).

4. Допустиме значення навантаження $Z_{н.доп}$ визначається за кривими граничної потужності K_{10} , які наведено на рисунках 4.1÷4.8.

5. Переріз з'єднувальних проводів

$$q = \rho \cdot K \cdot L / R_{пр},$$

де K – коефіцієнт, який визначається схемою з'єднань ТА і обмоток струму реле, а також видом і місцем КЗ;

L – відстань від ВРУ до релейного щита.

За умовою механічної міцності необхідно використовувати проводи з $q \geq 2,5 \div 4 \text{ мм}^2$. Для збільшення допустимого навантаження при використанні вбудованих ТА і наявності вільних осердь рекомендується обмотки двох осердь в кожній фазі з'єднати послідовно. За відсутності вільних осердь можна збільшити первинний номінальний струм ТА (тобто збільшити n_c). Для диференційного захисту рекомендується використовувати ТА з $n_c \geq 150/5$.

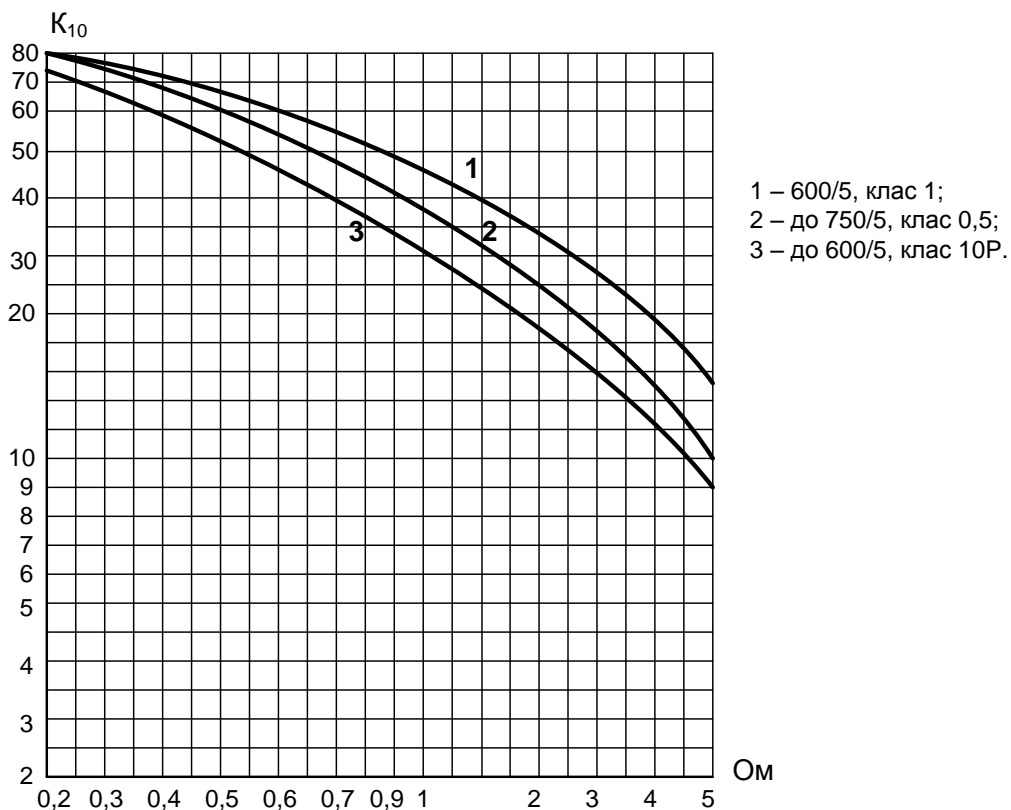


Рисунок 4.1 – Криві граничної кратності трансформаторів струму ТФЗМ-35

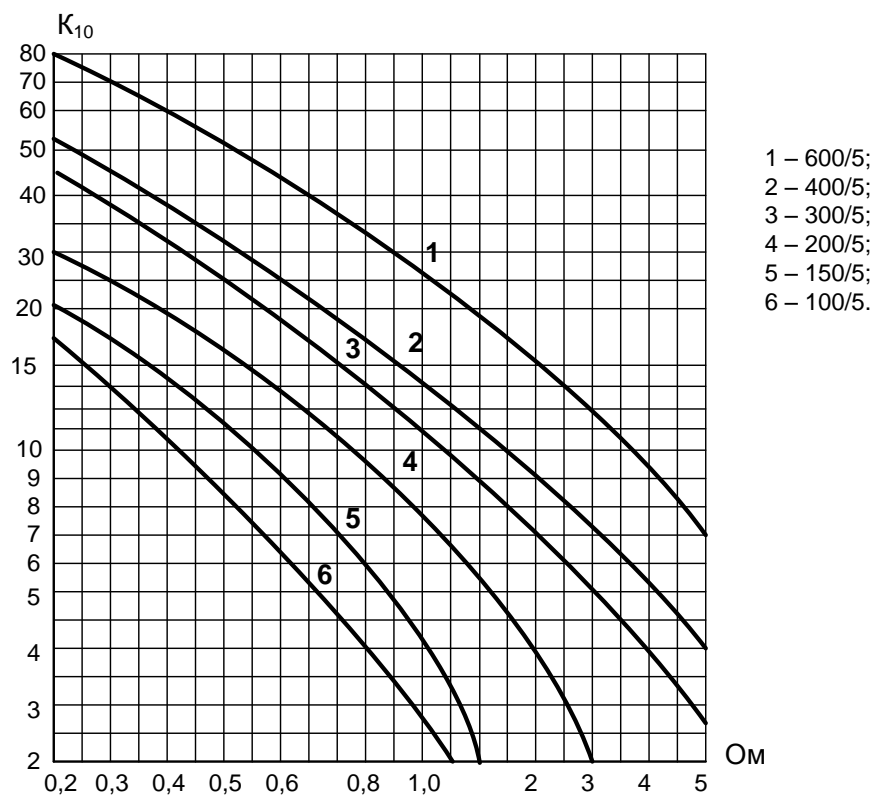


Рисунок 4.2 – Криві граничної кратності трансформаторів струму ТВД-35

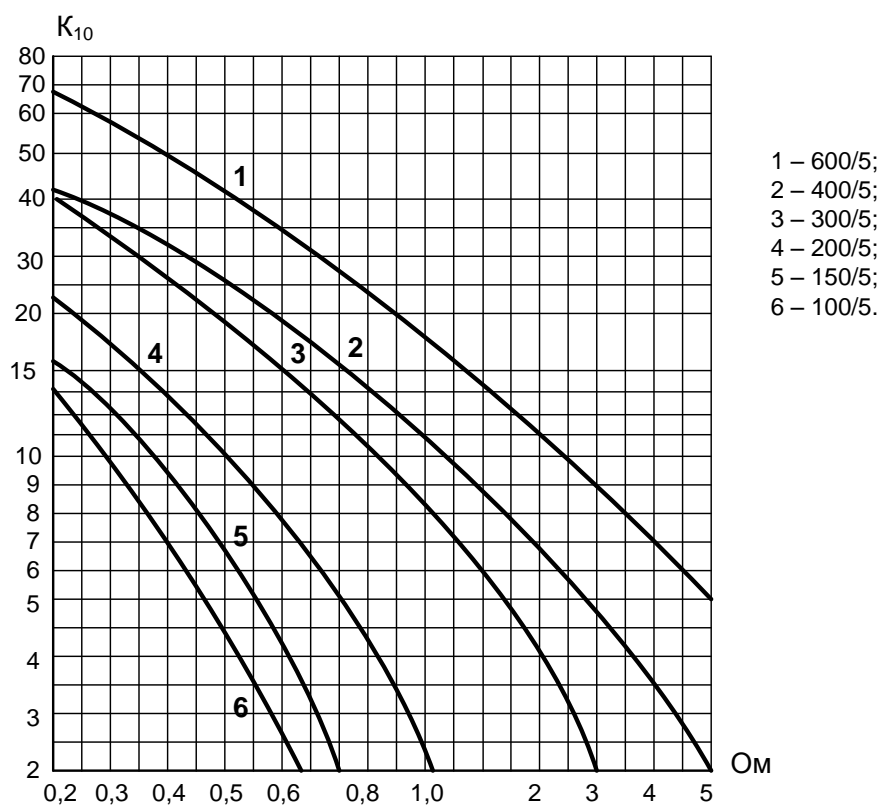


Рисунок 4.3 – Криві граничної кратності трансформаторів струму типу ТВ-35

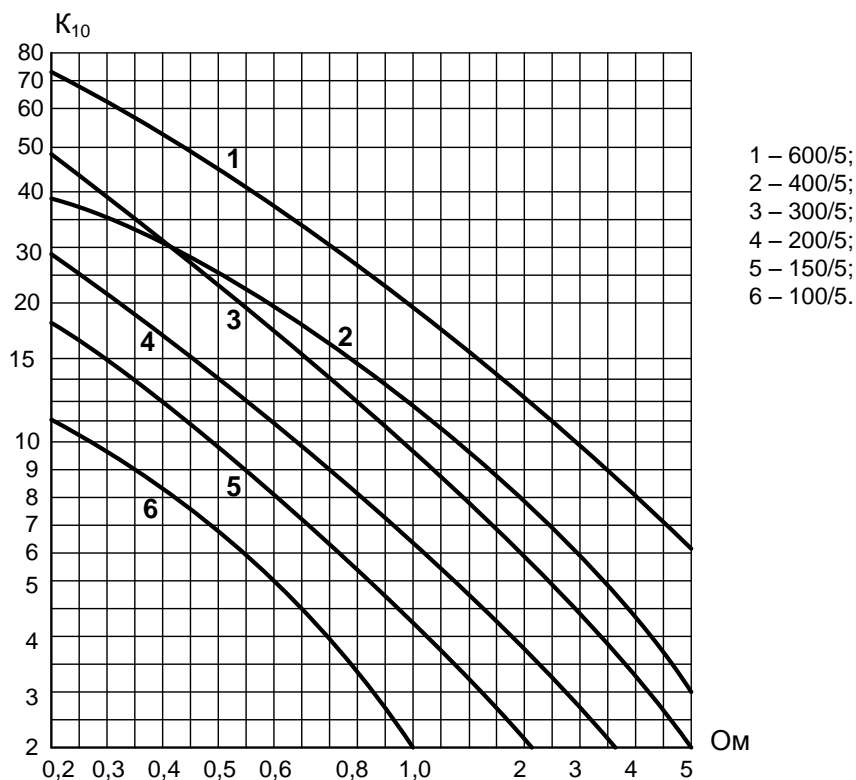


Рисунок 4.4 – Криві граничної кратності трансформаторів струму типу ТВД-35 та ТВ-35, які вбудовано в масляні вимикачі

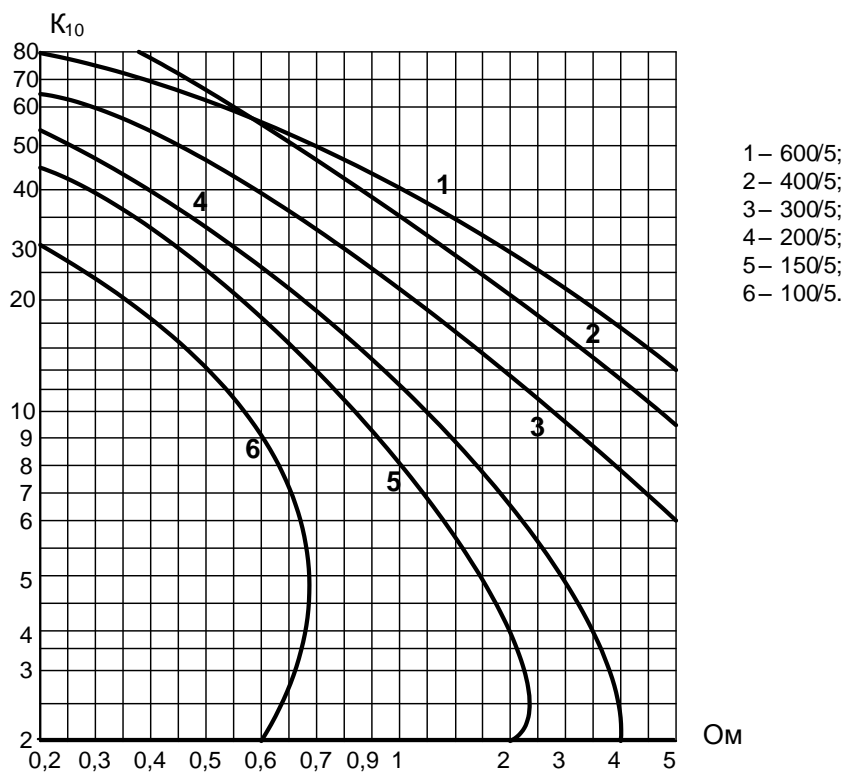


Рисунок 4.5 – Криві граничної кратності трансформаторів струму типу ТФЗМ-110

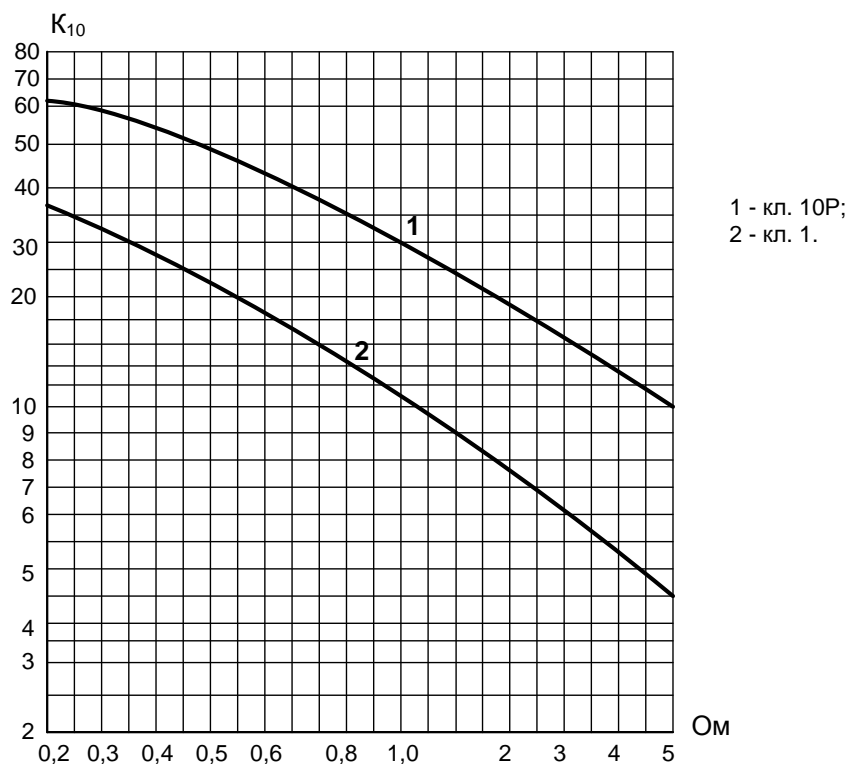


Рисунок 4.6 – Криві граничної кратності трансформаторів струму типів ТВД-110 та ТВ-110

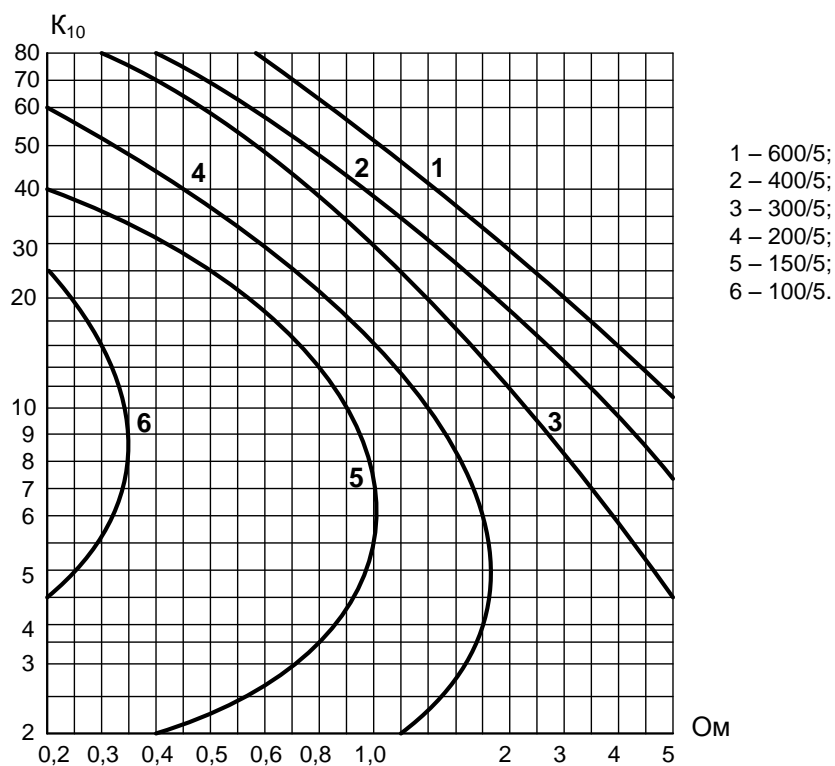


Рисунок 4.7 – Криві граничної кратності трансформаторів струму типу ТФЗМ-110

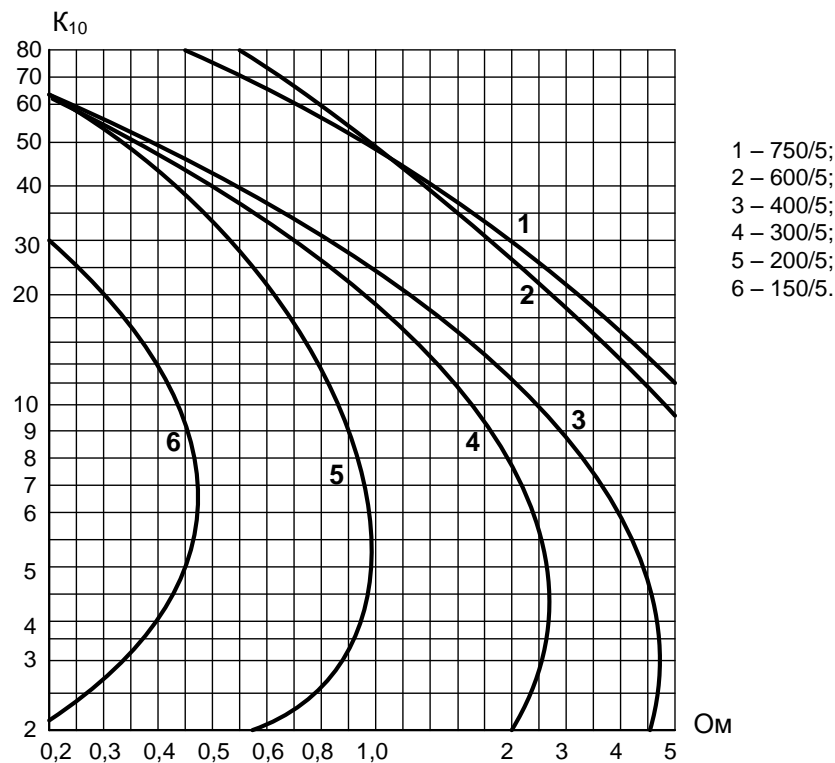


Рисунок 4.8 – Криві граничної кратності трансформаторів струму типу ТН-110

4.3 Особливості розрахунків при виконанні захисту на змінному оперативному струмі з дешунтуванням електромагнітів вимикання

1. Підсилені перемикальні контакти реле РП-341 комутують кола зі струмами, які не перевищують 150 А. Вибір ТА потрібно здійснювати з врахуванням цієї умови. В деяких випадках при струмі, більшому 150 А необхідно уточнити значення вторинного струму з врахуванням діючих похибок [1, 4].

2. При виконанні захисту на змінному оперативному струмі з живленням електромагнітів вимикання від ТА метою розрахунку є визначення похибок і вторинних струмів ТА. При виконанні розрахунку потрібно задатися перерізом проводів вторинних кіл в діапазоні $2,5 \div 4,0 \text{ мм}^2$, який зазвичай використовується.

3. При виконанні захисту на змінному оперативному струмі навантаження ТА після підключення до них електромагнітів вимикання різко зростає, що може призвести до значного зниження вторинного струму. Тому необхідно визначити вторинний струм та переконатися, що його значення достатнє для надійної дії електромагнітів вимикання.

Навантаження на ТА перевіряється для двох випадків: до дешунтування електромагнітів вимикання та після їх дешунтування.

Для правильної роботи захисту повна похибка ТА до дешунтування електромагнітів вимикання (УАТ) не повинна перевищувати 10% в умовах спрацьовування захисту.

Після дешунтування УАТ допустима робота ТА з підвищеними похибками. Однак зниження в цьому випадку значення вторинного струму повинно бути достатнім для надійної роботи УАТ.

4. Надійність дії УАТ в схемах з дешунтуванням перевіряється при значеннях первинних струмів, які відповідають струму спрацьовування найбільш чутливого захисту з врахуванням схем увімкнення реле та УАТ.

У випадку, наприклад, двофазної трирелейної схеми з увімкненням УАТ на струми фаз А та С при двофазних КЗ за трансформатором зі з'єднанням обмоток Y/Δ-11 струм в електромагніті вимикання може бути у два рази меншим, ніж струм в реле. Тому струм надійної дії УАТ $I_{с.УАТ}$ визначається співвідношенням:

$$I_{с.УАТ} = K_n \cdot 0,5 \cdot I_{с.р.},$$

де $K_n = 0,8$.

При з'єднанні ТС, які встановлені на стороні ВН трансформаторів підстанції, в трикутник та використанні трьох реле та двох УАТ наведено співвідношення також справедливе.

Якщо захист має чутливість, яка більша мінімально допустимої, то допускається дія УАТ при струмах, які відповідають мінімально допустимій чутливості захисту з врахуванням K_n . Так, наприклад, при струмі спрацьовування реле захисту у вказаній вище схемі $I_{ср} = 5$ А та коефіцієнті чутливості $K_{ч} = 3$ струм надійної дії електромагніту може бути взято при допустимому за ПУЕ $K_{ч.доп.} = 2$:

$$I_{с.УАТ} = K_n \cdot K_{ч.доп.} \cdot 0,5 \cdot I_{с.р.}$$

5. Розрахункове навантаження $Z_{н.розн.}$ визначається, як в підрозділі 4.2, п. 2 до дешунтування УАТ, а також після дешунтування – враховується додатково опір котушки вимикання. Доцільно визначити максимальне значення $Z_{н.розн.}$ з врахуванням опору котушки вимикання. Далі згідно з підрозділом 4.2, п. 3 та 4 визначається кратність K та значення $Z_{н.доп.}$. Якщо максимальне значення $Z_{н.розн.} \leq Z_{н.доп.}$, то ніяких додаткових розрахунків проводити не потрібно.

6. Якщо $Z_{н.розн.} > Z_{н.доп.}$ навіть при послідовному з'єднанні двох осердь ТА, то необхідні додаткові розрахунки. Спочатку потрібно переконатися, що до дешунтування $Z_{н.розн.} < Z_{н.доп.}$. Після дешунтування при підвищених похибках ТА розраховується значення вторинного струму в такій послідовності.

При розрахунковому струмі $I_{розн.}$, який отримано в підрозділі 4.2, п. 3, і орієнтовно взятій похибці $\varepsilon = 20 \div 30\%$ розраховується струм намагнічуван-

ня $I_{\text{нам}} = \varepsilon \cdot I_{\text{розр}}/100$, вторинний струм $I_2 = (I_{\text{розр}} - I_{\text{ном}})/n_c$ та ЕРС вторинної обмотки $E_2 = I_2 \cdot (Z_2 + Z_{\text{н.розр}})$, де Z_2 – опір вторинної обмотки ТА. Відповідно E_2 значення індукції в магнітопроводі ТА $B_m = 4 \cdot f \cdot E_2 / Q \cdot \omega_2$, Тл. Необхідні значення опору вторинної обмотки Z_2 , перерізу магнітопровода Q , числа витків ω_2 , а також крива намагнічування $B_m (F_{\text{нам}})$ наведено на рисунку 4.9 та в таблиці 4.1 [7].

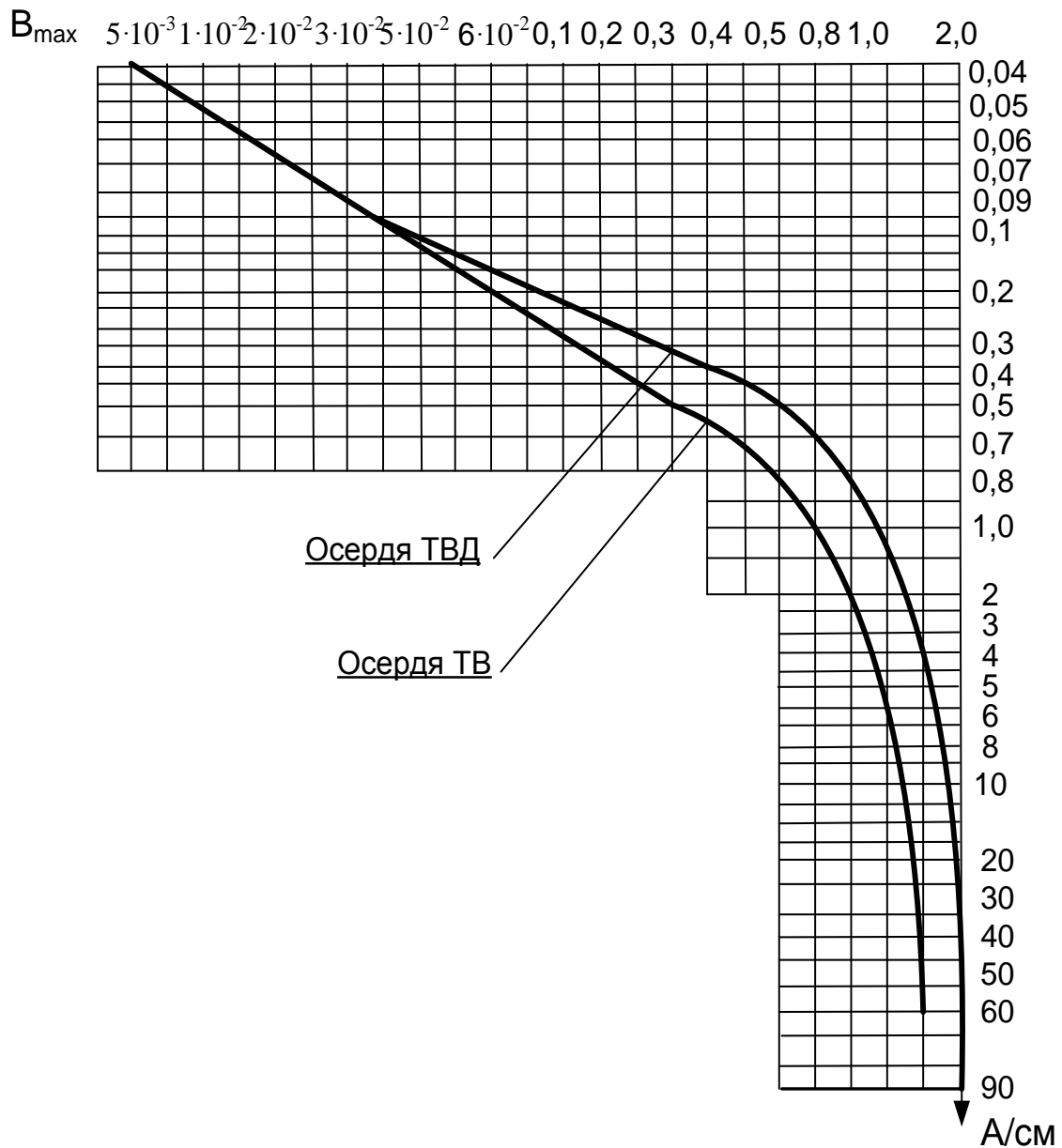


Рисунок 4.9 – Крива намагнічування трансформаторів струму ТВ-35 та ТВД-35

Таблиця 4.1 – Параметри вторинних обмоток та осердь трансформаторів струму

Тип ТС	n_c	100/5	150/5	200/5	300/5	400/5	600/5
ТВ-35, ТВД-35	ω_2	19	29	39	59	79	120
	$Z_2, \text{ Ом}$	0,15	0,14– 0,18	0,18– 0,22	0,17– 0,24	0,28	0,27–0,4
	$Q, \text{ см}^2$			32–34			
	$l, \text{ см}$			41–50			
ТФЗМ- 35	ω_2	238	238	238	239	319	359
	$Z_2, \text{ Ом}$	0,47	0,47	0,47	0,67	0,74	0,85
	$Q, \text{ см}^2$			25–287			
	$l, \text{ см}$			53–55			

За залежністю B_m ($F_{\text{нам}}$) визначається $I'_{\text{нам}} = F_{\text{нам}} \cdot l \cdot n_c / \omega_2$. Якщо $I'_{\text{нам}}$ відрізняється від $I_{\text{нам}}$, яке визначено на початку розрахунку, більше ніж на 5–10%, необхідно задатися новим значенням ϵ і виконати розрахунок другого наближення.

7. Після дешунтування УАТ допустимі похибки ТА, при яких значення вторинного струму: $I_2 \geq 1,2 \cdot I_{c.\text{УАТ}}$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Беркович М. А. Основы техники релейной защиты / Беркович М. А., Молчанов В. В., Семенов В. А. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 376 с.
2. Задачник по релейной защите / под ред. В. Л. Фабриканта. – М. : Высш. школа, 1971. – 608 с.
3. Авербух А. М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами / Авербух А. М. – Л. : Энергия, 1975. – 416 с.
4. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / Шабад М. А. – Л. : Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.
5. Устройства дистанционной и токовой защит типов ШДЭ2801, ШДЭ2802 / [А. Н. Барг, Г. С. Нудельман, Э. К. Федорова и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 144 с.
6. Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ / Беляев А. В. – Л. : Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
7. Выполнение автоматики и релейной защиты в распределительных сетях / под ред. В. Г. Дорогунцева. – М. : Моск. энерг. ин-т, 1987. – 68 с.
8. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчет токов короткого замыкания в сетях 110–750 кВ. – М. : Энергия, 1979. – 152 с.
9. Руководящие указания по релейной защите. Поперечная дифференциальная направленная защита линий 35–220 кВ. – М. : Энергия, 1970. – 56 с.
10. Руководящие указания по релейной защите. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110–500 кВ. – М. : Энергия, 1980. – 85 с.
11. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ: Схемы. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 112 с.
12. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ: Расчеты. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.
13. Королев Е. П. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты / Е. П. Королев, Э. М. Либерзон. – М. : Энергия, 1980. – 189 с.
14. Реле защиты / [Алексеев В. С., Варганов Г. П., Панфилов Б. И., Розенблюм Р. З.]. – М. : Энергия, 1976. – 463 с.
15. Беркович М. А. Основы автоматики энергосистемы / Беркович М. А., Комаров А. Н., Семенов В. А. – М. : Энергоиздат, 1981. – 432 с.

16. Авербух А. М. Примеры расчетов неполнофазных режимов и коротких замыканий / Авербух А. М. – Л. : Энергия, 1979. – 184 с.

17. Рубаненко О. Є. Релейний захист та автоматика двотрансформаторної підстанції : [навчальний посібник] / О. Є. Рубаненко, В. М. Лагутін. – Вінниця : ВНТУ, 2005. – 124 с.

18. Лагутін В. М. Захист трансформаторів 10 кВ : навчальний посібник / Лагутін В. М., Рубаненко О. Є., Тептя В. В. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 76 с.

Додаток А

Розрахунок струмів КЗ

Розрахунки струмів КЗ виконуються згідно з загальними методами [6, 8] в обсязі, необхідному для вибору принципів та основних параметрів захисту.

1. Розрахунки рекомендується виконувати в іменованих одиницях. Значення усіх величин допустимо визначати для початкового моменту КЗ.

2. Живильна система задається потужністю КЗ на її шинах, за якою визначається опір системи:

$$Z_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_k^{(3)}}.$$

Вектори ЕРС системи вибираються збіжними за фазою. Для всіх елементів схеми вибирається $Z_1 = Z_2$ (і дорівнює реактивній складовій).

Питомий опір нульової послідовності лінії вибирається: $X_{0.\text{пит.}} = 3,5 \cdot X_{1.\text{пит.}}$, а опір взаємодукції: $X_{0.\text{м.пит.}} = 2 \cdot X_{1.\text{пит.}}$.

Опір трансформатора визначається за напругою КЗ U_k , % та потужністю $S_{\text{т.ном.}}$:

$$Z_t = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_{\text{т.ном.}}}.$$

Розрахунки виконуються без урахування опору навантаження та перехідних опорів в місці КЗ.

Усі розрахунки струмів КЗ здійснюються при приведенні опорів схеми до однієї напруги.

3. В мережах 35 кВ достатньо розрахувати струми при трифазних $K^{(3)}$ та двофазних $K^{(2)}$ коротких замиканнях. Струми при подвійних КЗ допустимо не визначати.

В мережах 110 кВ необхідно визначити струми при $K^{(3)}$, $K^{(2)}$, двофазних $K^{(1,1)}$ та однофазних $K^{(1)}$ на землю. При розрахунку $K^{(1,1)}$ достатньо визначити струм нульової послідовності.

4. Для розрахунку струму в місці КЗ складаються комплексні заступні схеми та визначається результувальний опір Z_Σ між точкою КЗ і загальною точкою в схемі кожної послідовності [16].

Для визначення струму в захисті необхідно провести розподіл струму I_k в місці КЗ по опорах в схемі кожної послідовності. Фазні струми в місці встановлення захисту (в захисті) визначаються додаванням відповідних симетричних складових.

На рисунку А.1 наведено як приклад розподіл фазних струмів в захисті 1 та 2 при $K^{(3)}$ на лініях W1 та W3.

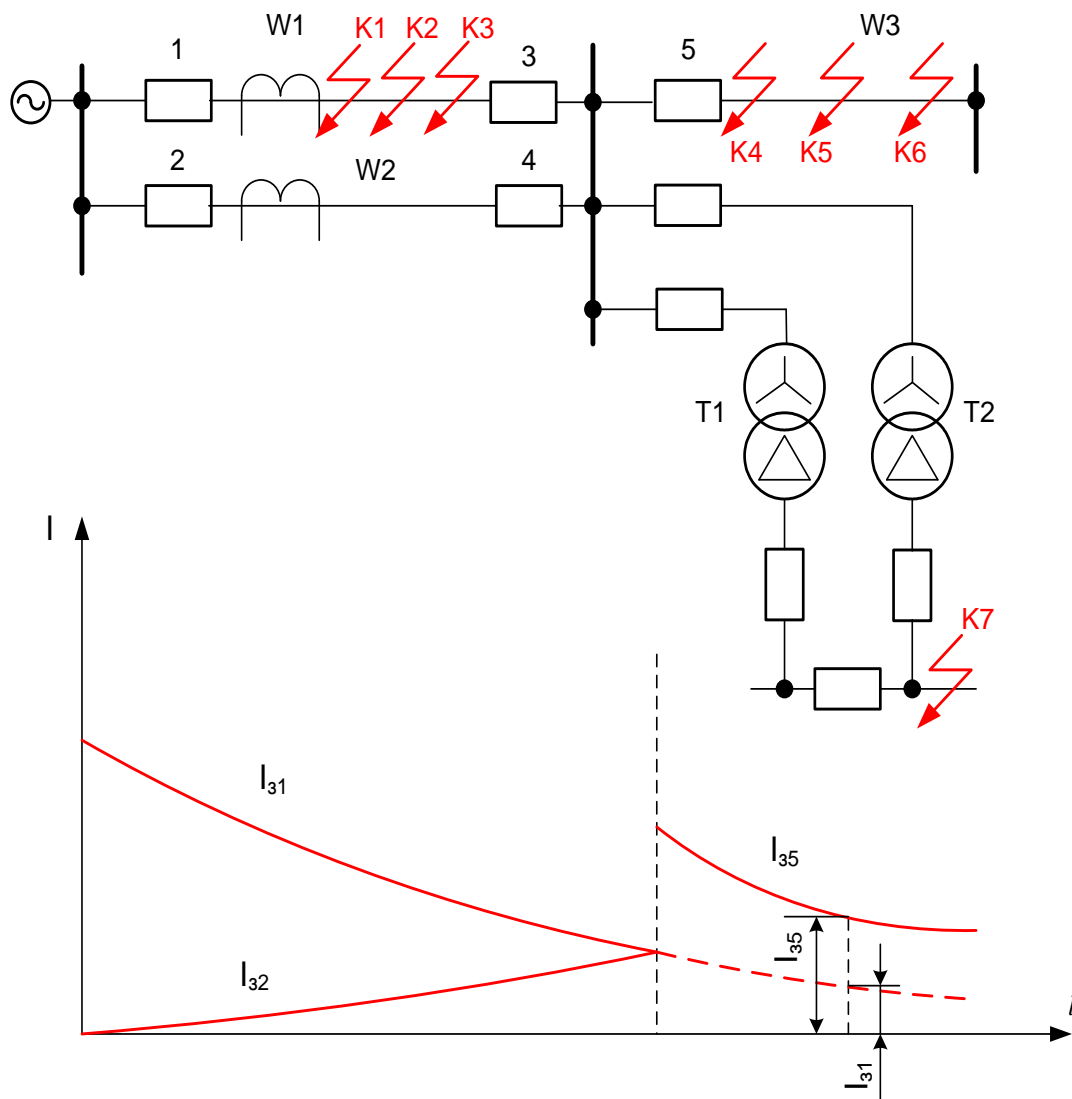


Рисунок А.1 – Струмозподіл при двох паралельних лініях

За наявності в мережі трансформатора з заземленою нейтраллю розподіл струмів нульової послідовності та визначення струмів в захистах необхідно здійснювати з урахуванням контурів, які створено заземленими нейтралями.

На рисунку А.2 наведено як приклад розподіл струмів $3I_0$ при $K^{(1)}$ в точках K1 та K2.

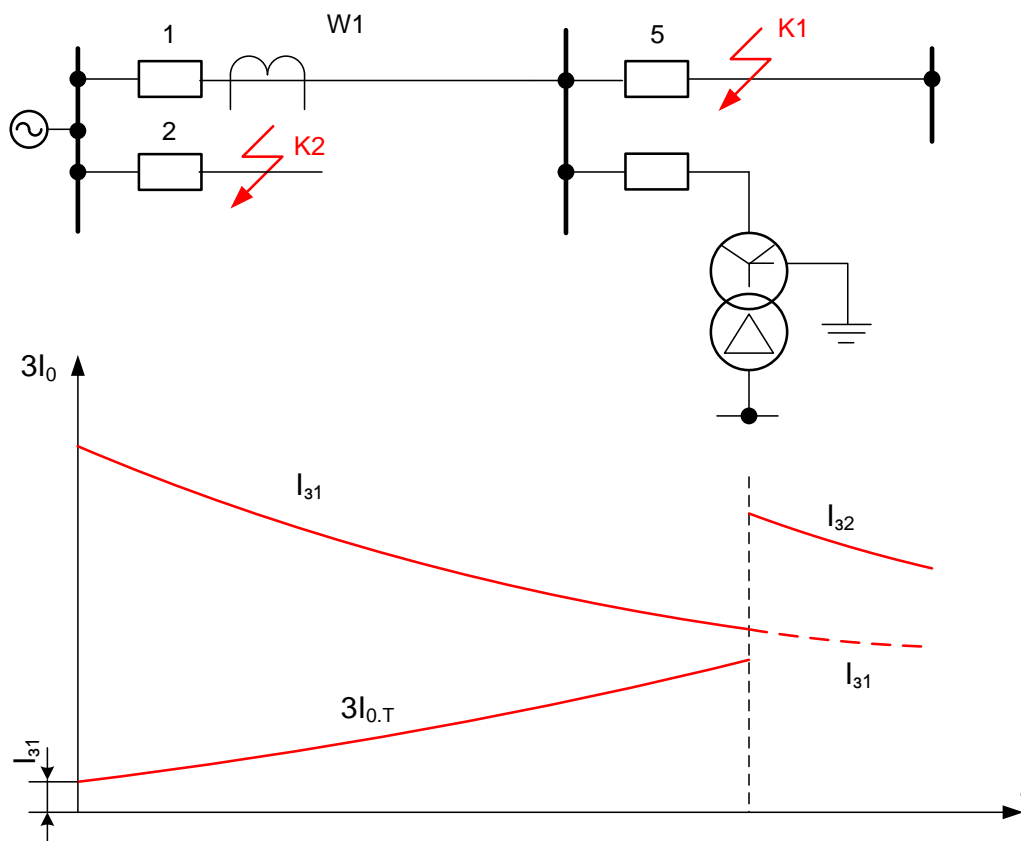


Рисунок А.2 – Струмозподіл при заземленій нейтралі трансформатора

В ряді випадків зручно користуватися значенням коефіцієнта струмозподілу K_T , який дорівнює відношенню струму в розглядуваному захисті до струму в іншому елементі системи або в місці КЗ. Так, в розглянутому вище прикладі (див. рис. А.2) при КЗ в К1:

$$K_T = \frac{I_{3.1}}{I_{3.2}} = \frac{Z_T}{Z_{c.o} + Z_{w0} + Z_T}.$$

Таким чином, значення K_T визначається за відношенням опорів. Для точки К1 значення

$$I_{3.1} = K_T \cdot I_{0.K1}.$$

5. За результатами розрахунків будуються графіки струмів в захисті в функції відстані $I_3 = f(l)$, а також залишкових напруг при $K^{(3)}$ на шинах живильної системи. Значення $U_{\text{çàå}}^{(3)}$ зручно будувати у відносних одиницях $U_{\text{çàå}}^{(3)} / U_{\text{нoм}} = Z'_{\Sigma} / (Z'_{\Sigma} + Z_c)$, де Z'_{Σ} – сумарний опір елементів від шин системи до точки КЗ.

6. Для вибору параметрів спрацьовування струмових захистів повинні бути розраховані, як правило, максимальні струми в захисті, а для оцінки

чутливості – мінімальні. Ці режими необхідно визначати з урахуванням заданої конфігурації мережі, режиму заземлення нейтралей тощо.

Для мережі на рисунку А.1 максимальні струми в захисті 5 будуть при роботі обох паралельних ліній, а мінімальні – при роботі однієї з них. При увімкненні захисту 1 на фазний струм W1 максимальний струм $I_{3,1}$ буде в режимі роботи однієї лінії. При зовнішньому КЗ в точці К7 (за трансформаторами підстанції) максимальний струм $I_{3,1}$ буде в режимі роботи однієї лінії та обох трансформаторів, а мінімальний $I_{3,1}$ – в режимі обох ліній і одного трансформатора.

При розрахунках струмів КЗ в кільцевій мережі максимальні струми в захисті проходять в режимі розімкненого кільця, а мінімальні – замкненого. При побудові графіків $I_3 = f(l)$ для кільцевої мережі потрібно враховувати напрям дії захистів.

При розрахунках струмів при КЗ на землю на паралельних лініях з урахуванням опору взаємоіндукції потрібно враховувати режими відключення і заземлення однієї з ліній та каскадне відключення з однієї сторони паралельних ліній.

Додаток Б

Принципові схеми захистів ліній

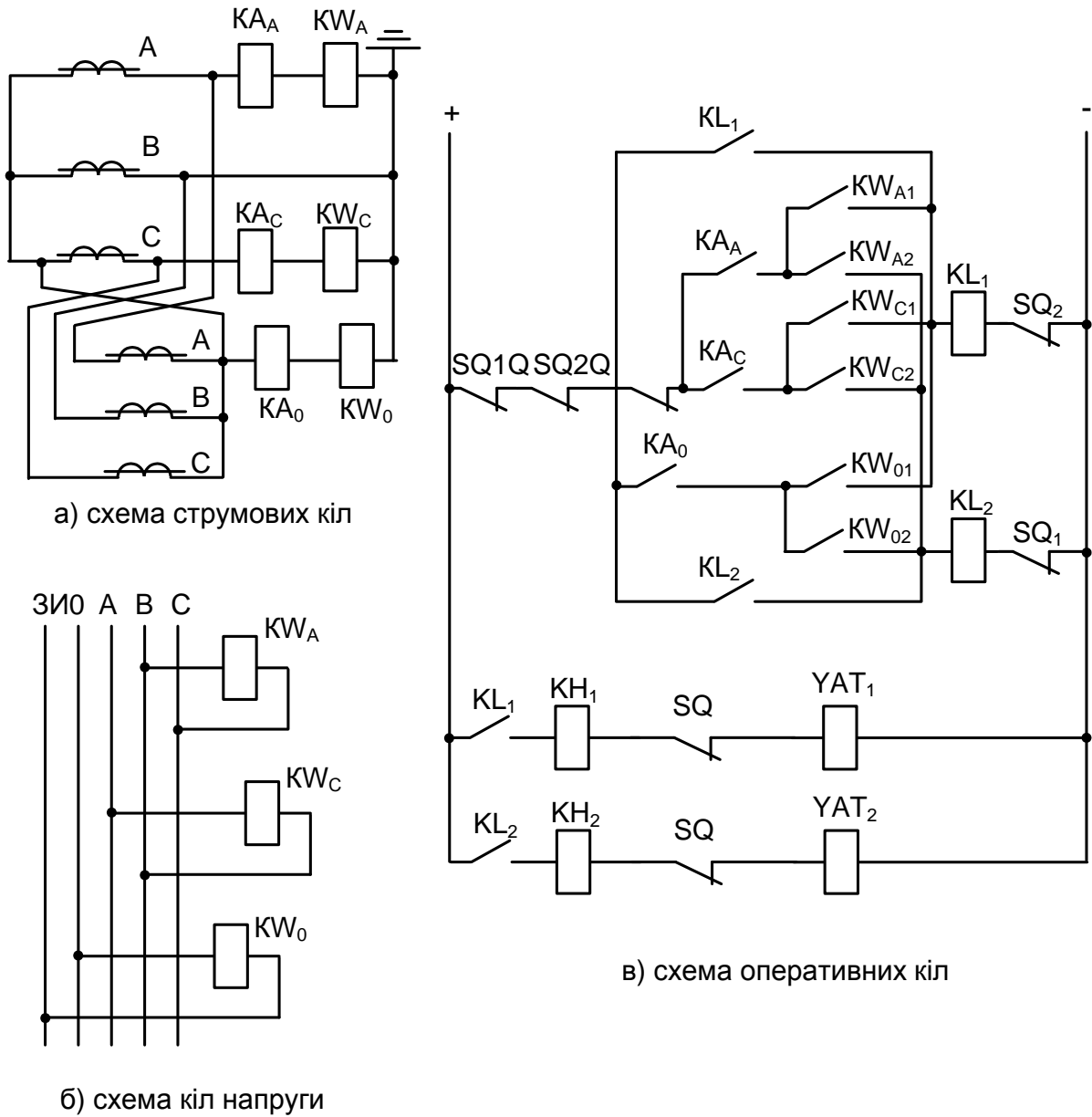
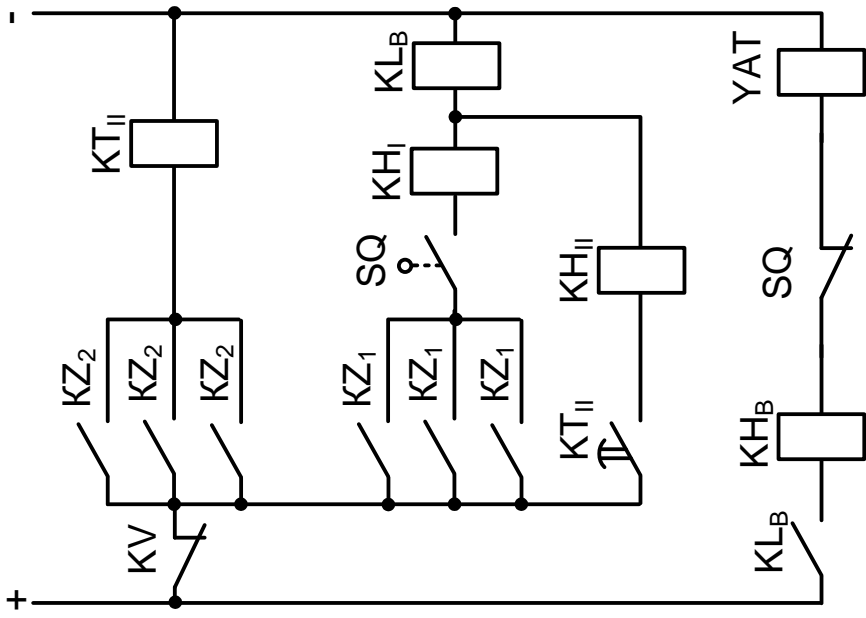
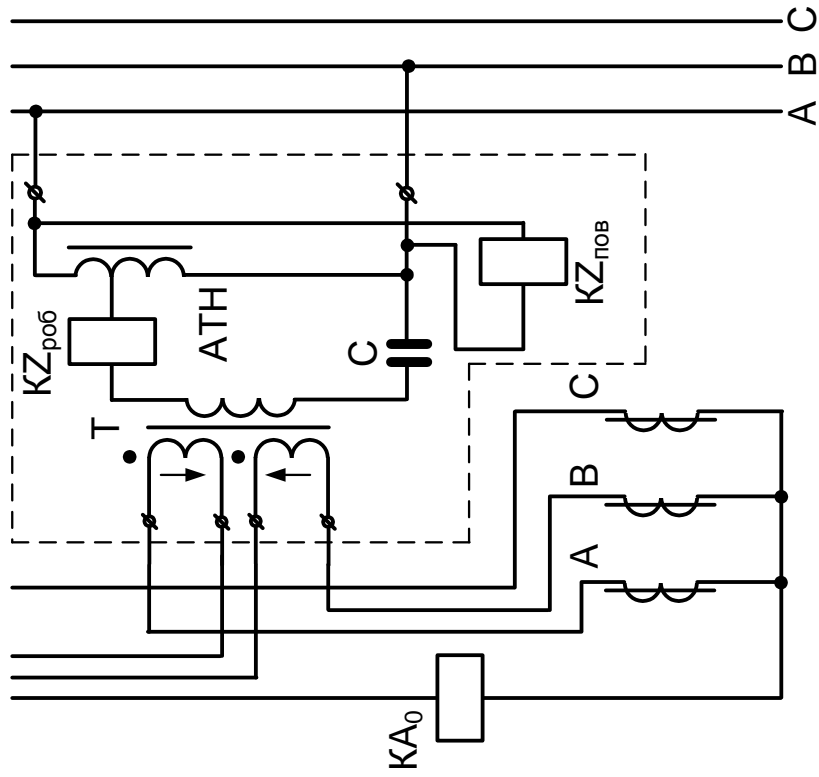


Рисунок Б.1 – Схема направленного поперечного диференційного захисту лінії



а) оперативні кола



б) схема кіл змінного струму одного реле

Рисунок Б.2 – Трисистемний двоступеневий дистанційний захист ліній

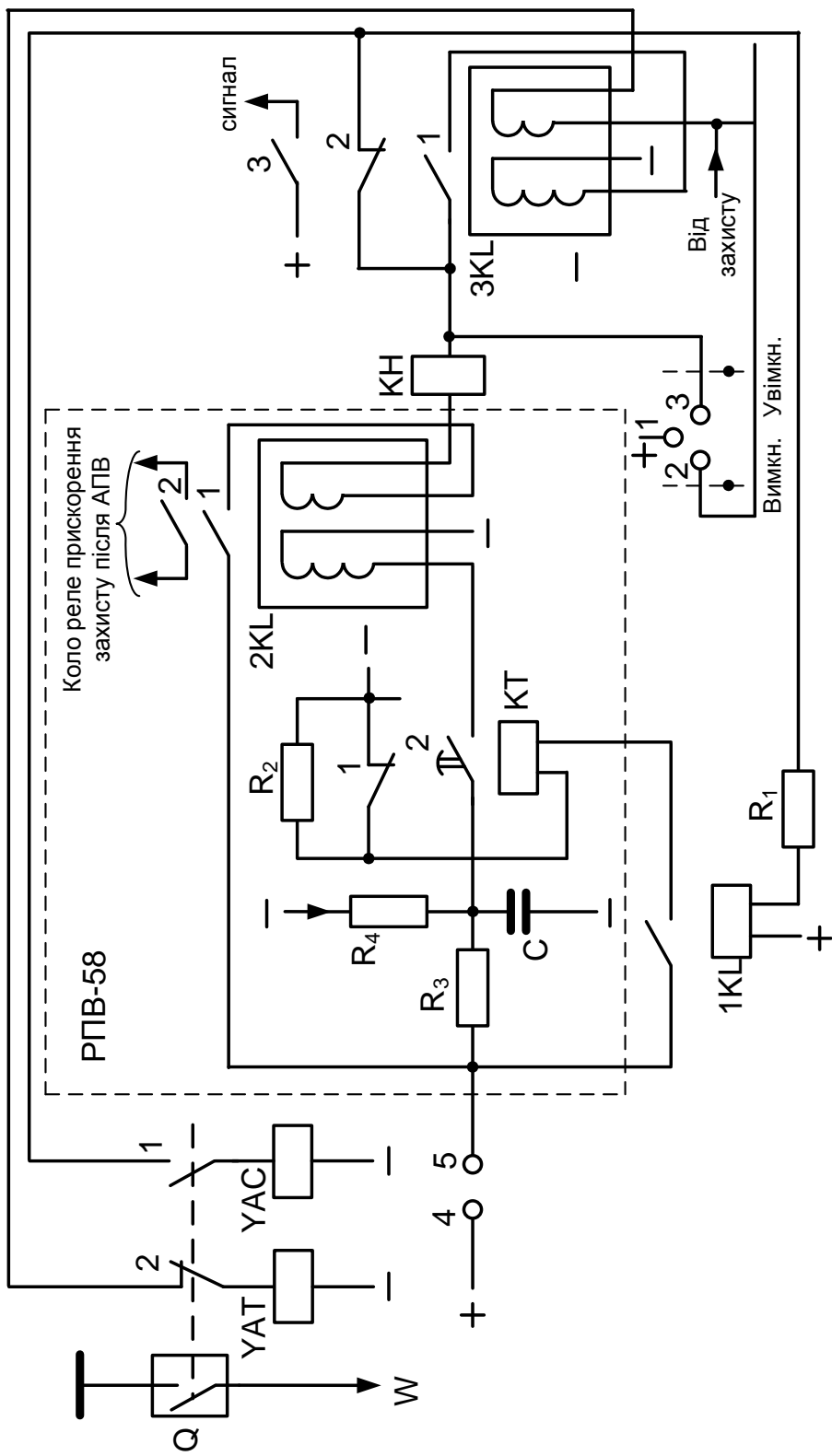


Рисунок Б.3 – Схема АПВ лінії з пуском від невідповідності положень ключа управління та вимикача типу РПВ-58

Навчальне видання

**Лагутін Валерій Михайлович
Тептя Віра Володимирівна
Видмиш Володимир Андрійович**

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

Навчальний посібник

Редактор Т. Старічек
Оригінал-макет підготовлено В. Тептя

Підписано до друку 17.05.2017

Формат 29,7×42 ¼. Папір офсетний.

Гарнітура Times New Roman.

Друк різнографічний. Ум. друк. арк. 4,04

Наклад. 50 (1-й запуск 1-21) пр.

Зам. № 2017-137

Видавець та виготовлювач

Вінницький національний технічний університет
інформаційний редакційно-видавничий центр.

ВНТУ, ГНК, к. 114.

Хмельницьке шосе, 95,

м. Вінниця, 21021.

Тел. (0432) 59-85-32, 59-87-38.

press.vntu.edu.ua;

E-mail: kivc.vntu@gmail.com.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.