

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ



РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ
МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ
щодо виконання лабораторних робіт
(частина 2)

СУМИ – 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ
щодо виконання лабораторних робіт
(частина 2)

для здобувачів 4 та 2 с.т. курсів освітньої програми
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної та заочної форм здобуття освіти
ступеня вищої освіти «Бакалавр»

СУМИ 2025

Укладачі: **Кравченко В.О.**, к.ф.-м.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Юрченко О.Ю., ст. викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем
Сіренко Ю.В., PhD, доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Тимошенко Г.А., завідувач лабораторіями кафедри енергетики та електротехнічних систем

Р37 Науково-методичне забезпечення навчального процесу: Релейний захист. Методичні вказівки щодо виконання лабораторних робіт (частина 2) / укл.: Кравченко В.О., Юрченко О.Ю., Сіренко Ю.В., Тимошенко Г.А.- Суми, 2025. - 145 с.

Методичні рекомендації складаються з 6 робіт, починаючи з першої «Захист трансформаторів» до заключної «Автоматичне вмикання резервного живлення». В кінці кожній теми наведені питання для самоконтролю та література.

Рецензенти:

Чепіжний А.В. – к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ;

Шуляк М.Л. – д.т.н., професор, зав. кафедри агроінжинірингу СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А.В. к.т.н., доцент, зав. кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету СНАУ.
Протокол № 4 від „28” січня 2025 року.

ЗМІСТ

1. Лабораторна робота № 1. Визначення параметрів струмової відсички трансформатора.	6
2. Лабораторна робота № 2. Визначення параметрів максимального струмового захисту трансформатора.	11
3. Лабораторна робота №3. Визначення параметрів диференційного захисту силового трансформатора	18
4. Лабораторна робота №4. Визначення параметрів спрацювання пристроїв АПВ.	26
5. Лабораторна робота № 5 . Визначення параметрів автоматичного керування технічними засобами секціонування та резервування.	35
6. Лабораторна робота № 6. Визначення параметрів спрацювання АВР мережі.	42
Список використаних джерел.	49

Лабораторна робота 1:

ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ СТРУМОВОЇ ВІДСІЧКИ ТРАНСФОРМАТОРА

Мета заняття: набуття здобувачами навичок визначення основних параметрів релейного захисту трансформаторів.

1. Теоретичні положення

1.1 Захист трансформаторів. Загальні вимоги

Захист силових трансформаторів прийнято розподіляти на дві основні групи:

- захист від внутрішніх пошкоджень:

- а) газовий захист;
- б) диференціальний захист;
- в) струмова відсічка.

- захист від надструмів, які обумовлені зовнішніми до. з.:

- а) максимальний струмовий захист;
- б) струмовий захист з урахуванням складових нульової і зворотної послідовності;
- в) максимальний струмовий захист з комбінованим пуском по напрузі.

2. Струмова відсічка трансформатора

Захист виконується в двофазному виконанні за схемою неповної зірки. Струм спрацьовування відсічки вибирається з наступних умов:

- з умови відстроювання від максимального струму до. з. за трансформатором:

$$I_{с.в.} = k_n \cdot I_{к.з.мах}^{(3)} \quad (1.1)$$

де $I_{к.з.мах}^{(3)}$ - струм трифазний до. з., який приведений до сторони

живлення, А.

- з умови відстроювання від кидків струму намагнічення трансформатора:

$$I_{c.в.} = (3 - 5) \cdot I_{нтр} \quad (1.2)$$

Уставка реле відсічки визначається по найбільшому із значень (1.1) і (4.2):

$$I_y = \frac{I_{c.в.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{k_{m.c}} \quad (1.3)$$

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається за струмом мінімального до. з. у місці установки пристрою захисту за виразом:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{k.min}^{(2)}}{I_y \cdot k_{m.c}} \quad (1.4)$$

Завдання 1.1

Виконати розрахунки струмової відсічки силового трансформатора ТМН-2500-35/10, який встановлений на РТП 02-35/10 кВ.

Розрахунок струмової відсічки трансформатора.

Струм спрацьовування відсічки вибираємо з умов:

- відстроювання від максимального струму до. з. за трансформатором (вираз 4.1):

$$I_{c.в.} = 1,15 \cdot \sqrt{3} \cdot 2720 \cdot \frac{10}{35} = 1546,1 \text{ А}$$

- з умови відстроювання від кидків струму намагнічення трансформатора

$$I_{c.в.} = 5 \cdot 202,3 = 1011,5 \text{ А}$$

Кратність спрацьовування відсічки прибудую УЗИ-АТ визначаємо по найбільшому значенню $I_{c.в.} = 1546,1 \text{ А}$

$$k_{відс} = \frac{I_{с.в.}}{I_{с.з.}} = \frac{1546,1}{306,7} = 5,0$$

Приймаємо кратність спрацьовування відсічки $k_{відс} = 5$.

Коефіцієнт чутливості відсічки визначуваний за струмом мінімального до з. у місці установки пристрою захисту за виразом (1.4):

$$k_{ч} = \frac{2250}{1546,1} = 1,46$$

Оскільки чутливість відсічки не відповідає нормативним значенням $k_{ч} = 1,46 < k_{ч.норм.} = 2$ а час спрацьовування МСЗ перевищує 0,5 з, необхідно застосувати захист від перевантаження і диференціальний захист трансформатора

Приклад розв'язання типового завдання.

Для заданого фрагменту електричної мережі:

- розрахувати струм спрацювання відсічки за струмом;
- розробити принципову схему (суміщену, постійного та змінного струму) відсічки за струмом з дією на вимикач у відповідності до заданої схеми з'єднання трансформаторів струму.

Вихідні дані: $I_{кз.макс} = 475$ А; $k_{відс} = 1.2$

Схема з'єднань трансформаторів струму – неповна зірка., $n_1 = 200/5$;

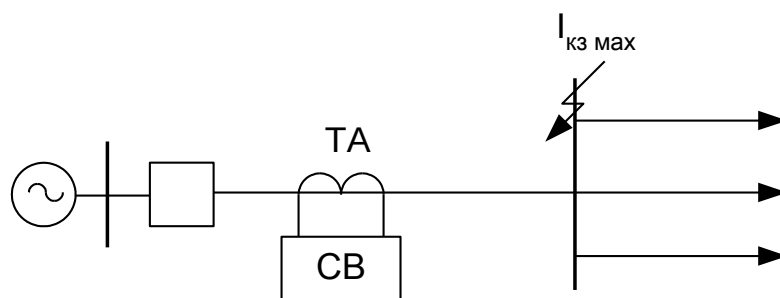


Рисунок 1.1. - Фрагмент електричної мережі

Розв'язок.

- 1) Визначення первинного струму спрацювання відсічки за струмом.
Згідно (1.1):

$$I_{сз} = k_{відс} \cdot I_{кз..макс} = 1,2 \cdot 475 = 570 \text{ A}$$

- 2) Визначення вторинного струму спрацювання реле відсічки за струмом.
Коефіцієнт схем для з'єднання трансформаторів струму „повна зірка”, „неповна зірка” дорівнює 1, для з'єднання трансформаторів струму „трикутник”, „різниця струмів” дорівнює $\sqrt{3}$. Згідно (1.2):

$$I_{ср} = \frac{K_{сх}}{n_i} \cdot I_{сз} = \frac{1 \cdot 5}{200} \cdot 570 = 14,25 \text{ A}$$

- 3) Розробка суміщеної принципової схеми відсічки за струмом з дією на вимикач.

Схема з'єднання трансформаторів струму – неповна зірка. Тому кола змінного струму реле відсічки Та, Тс розміщуються в двох фазах – А і С. Контакти реле відсічки знаходяться в ланцюгах постійного струму проміжного реле KL, яке одним своїм контактом замикає ланцюг живлення катушки вимикання YAT, другим – ланцюг вказівного реле КН (див. рис. 1.2.)

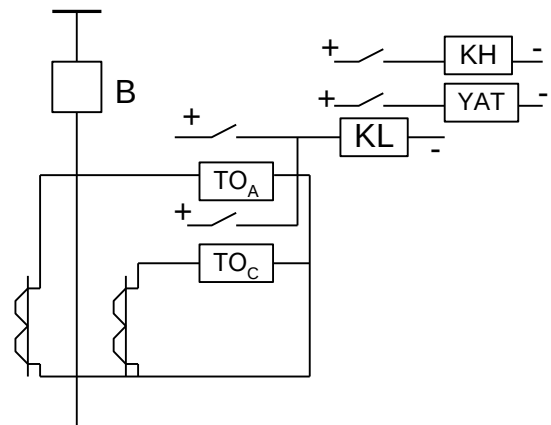


Рисунок. 1.2. - Суміщена схема відсічки за струмом

- 4) Розробка схем постійного та змінного струму відсічки за струмом з дією на вимикач.

Схеми постійного та змінного струму відповідають суміщеним, приведеним на рис. 1.2, з тією різницею, що кола змінного та постійного

струму розглядаються окремо. На рис. 1.3а приведена схема змінного струму, на рис. 1.3б - схема постійного струму.

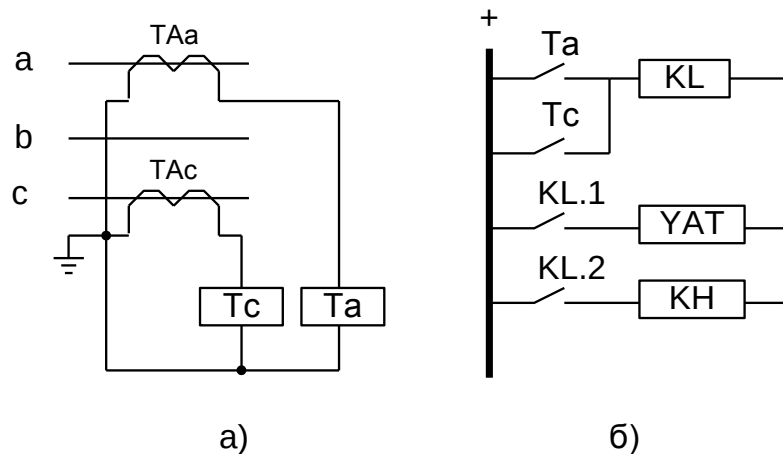


Рисунок. 1.3. Схема відсічки за струмом а) змінного струму;
б) постійного струму

Індивідуальне завдання

Для заданого фрагменту електричної мережі (рис. 1.1):

- розрахувати струм спрацювання відсічки за струмом, параметри електричної мережі і реле відсічки приведені в табл. 1.1;
- розробити принципову схему (суміщену, постійного та змінного струму) відсічки за струмом з дією на вимикач у відповідності до заданої в табл. 1.1. схеми з'єднання трансформаторів струму.

Таблиця. 1.1

Варіанти параметрів електричної мережі та реле відсічки

№ вар.	$I_{кз.макс},$ А	n_i	$k_{відс}$	Схема з'єднань тр- рів струму	№ вар.	$I_{кз.макс},$ А	n_i	$k_{відс}$	Схема з'єднань тр- рів струму
1	500	100/5	1,20	різн. струмів	16	1250	500/5	1,25	неп. зірка
2	550	100/5	1,22	різн. струмів	17	1300	500/5	1,25	неп. зірка
3	600	100/5	1,22	різн. струмів	18	1350	500/5	1,25	неп. зірка
4	650	100/5	1,22	різн. струмів	19	1400	500/5	1,25	неп. зірка
5	700	100/5	1,22	різн. струмів	20	1450	500/5	1,26	неп. зірка
6	750	200/5	1,22	різн. струмів	21	1500	500/5	1,26	неп. зірка

7	800	200/5	1,23	різн. струмів	22	1600	800/5	1,26	неп. зірка
8	850	200/5	1,23	різн. струмів	23	1700	800/5	1,26	повна зірка
9	900	200/5	1,23	різн. струмів	24	1800	800/5	1,26	повна зірка
10	950	200/5	1,23	різн. струмів	25	1900	800/5	1,28	повна зірка
11	1000	400/5	1,24	різн. струмів	26	2000	1000/5	1,28	повна зірка
12	1050	400/5	1,24	неп. зірка	27	2100	1000/5	1,28	повна зірка
13	1100	400/5	1,24	неп. зірка	28	2200	1000/5	1,30	повна зірка
14	1150	400/5	1,24	неп. зірка	29	2300	1000/5	1,30	повна зірка
15	1200	400/5	1,25	неп. зірка	30	2400	1000/5	1,30	повна зірка

Контрольні питання

1. Що називається струмовою відсічкою?
2. Чим відрізняється максимальний струмовий захист від струмової відсічки?
3. Які види релейного захисту передбачені для силових трансформаторів?.
4. Від яких видів пошкоджень трансформаторів застосовується струмовий захист?
5. Який захист називається основним, резервним і допоміжним?

Лабораторна робота 2:

ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ МАКСИМАЛЬНОГО СТРУМОВОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

Мета заняття: набуття здобувачами навичок визначення основних параметрів релейного захисту трансформаторів.

2.1. Теоретичні положення

Захист трансформаторів. Загальні вимоги

Захист силових трансформаторів прийнято розподіляти на дві основні групи:

- захист від внутрішніх ушкоджень:

а) газовий захист;

б) диференційний захист;

в) струмова відсічка.

- захист від надструмів, які обумовлені зовнішніми к. з.:

а) максимальний струмовий захист;

б) струмовий захист з урахуванням складових нульової і зворотної послідовності;

в) максимальний струмовий захист з комбінованим пуском по напрузі.

Відповідно до вимог для силових трансформаторів повинні бути передбачені наступні види захисту:

- **газовий захист** на трансформаторах потужністю 6,3 МВ·А і вище та пристроях РПН – для захисту від ушкоджень всередині кожуху бака, які супроводжуються виділенням газів і від зниження рівня масла. Можливо також встановлювати захист на трансформаторах потужністю 1...4 МВ·А;

- **диференційний захист** на трансформаторах потужністю 6,3 МВ·А, а також потужністю 4 МВ·А, якщо вони працюють паралельно – для захисту від ушкоджень на виводах і від внутрішніх ушкоджень; на трансформаторах потужністю 1000 кВ·А і вище, якщо відсічка за струмом не забезпечує необхідної чутливості при к. з. на виводах вищої напруги ($k_n < 2$), а максимальний струмовий захист за струмом має витримку часу більше $t > 0,5$ с;

- **струмова відсічка** без витримки часу, що встановлюється з боку живлення та охоплює частину обмотки трансформатора, якщо не передбачений диференційний захист;

- **максимальний струмовий захист** на трансформаторах потужністю до 1 МВ·А - для захисту від зовнішніх багатофазних к. з.;

- **струмовий захист зворотної послідовності** від несиметричних к. з. і **максимальний струмовий захист з мінімальним пуском по напрузі** від симетричних к. з. для підвищуючих трансформаторів з двобічним живленням;

- максимальний струмовий захист з комбінованим пуском по напрузі - для знижувальних трансформаторів.

При проектуванні захисту необхідно враховувати питому пошкоджуваність елемента, який захищається та середню періодичність роботи окремих видів захисту.

В процесі експлуатації можуть відбуватися порушення нормальних режимів роботи трансформаторів: проходження через трансформатор надструмів при ушкодженні інших, пов'язаних із ним елементів, перевантаження, виділення з трансформаторного масла пальних газів, зниження рівня масла, підвищення його температури. В залежності від небезпеки ушкодження для порушення нормального режиму трансформатора, захист, який фіксує порушення, діє на сигнал, розвантаження або відключення трансформатора.

З метою спрощення захистів не рекомендується враховувати рідкі види ушкоджень роботи схеми і накладення одночасно декількох ушкоджень. Захист повинен виконуватись також з урахуванням економічних факторів.

Загальними рекомендаціями для всіх видів релейного захисту силових трансформаторів є вимоги максимальної простоти і надійності пристроїв.

1.2. Максимальний струмовий захист

Максимальний струмовий захист є резервним захистом трансформатора і суміжних захистів. Струмові реле підключаються до трансформаторів струму з боку вищої напруги, що дозволяє ввести в зону дії максимального захисту силовий трансформатор. Максимальний струмовий захист виконується із двох комплектів з двома витримками часу. З меншою витримкою він відключає к. з. на шинах нижчої напруги і резервує відмови захистів приєднань, які відходять від них. З більшою витримкою часу він працює при к. з. у трансформаторі, резервуючи його відсічку.

МСЗ трансформатора на стороні живлення вибирається за умови:

- умови узгодження по чутливості з захистом вводу 10...35 кВ:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I'_{с.з.(B)}, \quad (2.1)$$

де k_n - коефіцієнт надійності, приймається

$k_n = 1,45$ для МСЗ трансформаторів 35/10 кВ із РПН,

$k_n = 1,55$ трансформаторів 110/10 кВ із РПН;

$I'_{с.з.(B)}$ - струм спрацьовування МСЗ вводу, приведений до сторони живлення, А.

- з умови узгодження основних реле захисту і електромагніта (YAT) для схеми з дешунтуванням:

$$I_{с.з.} = \left(k_n I_{с.(YAT)} + I_{нам.} \right) \frac{k_{m.c}}{k_{cx}^{(3)}}, \quad (2.2)$$

де k_n - коефіцієнт надійності, $k_n = 1,2 \dots 1,4$;

$I_{с.(YAT)}$ - струм спрацьовування електромагніта відключення (включення),

$$I_{с.(YAT)} = 5 \text{ A};$$

$I_{нам.}$ - струм намагнічування трансформатора струму, $I_{нам} = 0,6 \text{ A}$.

Струм спрацьовування реле

$$I_{с.p} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{k_{m.c}} \quad (2.3)$$

Коефіцієнт чутливості визначається за вторинними струмами к. з. за виразом:

$$k_q = \frac{I_{p.min}}{I_y} > 1,5 \quad (2.4)$$

Розрахунковий струм мінімального короткого замикання за

трансформатором визначається в залежності від схеми з'єднання.

Час спрацьовування МСЗ трансформатора визначається за виразом:

$$t_{с.з.}(МСЗ) = t_{с.з.}(В) + \Delta t \quad (2.5)$$

Завдання 2.1

Виконати розрахунки релейного захисту силового трансформатора ТМН-2500-35/10, який встановлений на РТП₀₂-35/10 кВ.

Рішення. *Розрахунок максимального струмового захисту* трансформатора виконуємо з використанням мікроелектронного пристрою максимального струмового захисту трансформаторів УЗА-АТ (додаток Е2). Схема та необхідні данні наведені на рисунку 1.3. МСЗ для трансформатора 35/10 кВ виконаний по схемі трикутника.

МСЗ діє з двома витримками часу. З меншою витримкою часу він відключає струми короткого замикання на шинах низької напруги і резервує відмови захистів ліній 10 кВ. З більшою витримкою часу він спрацьовує при короткому замиканні в трансформаторі і діє на включення короткозамикача.

Пристрій УЗА-АТ забезпечує: двофазний максимальний струмовий захист; двофазну струмову відсічку з витримкою часу 50 мс; роботу в схемі з шунтуванням - дешунтуванням кола управління до 150 А; індикацію роботи пристрою.

Розраховуємо струм спрацьовування захисту на стороні живлення за виразом (2.1) із умови узгодження по чутливості з захистом вводу 10 кВ:

$$I_{с.з.} = 1,45 \cdot 740,4 \cdot \frac{10}{35} = 306,7 \text{ А}$$

- з умови узгодження основних реле захисту і електромагніта (УАТ) для схеми з дешунтуванням:

$$I_{с.з.} = (1,4 \cdot 5 + 0,6) \cdot \frac{300 / 5}{\sqrt{3}} = 263,6 \text{ А}$$

Струм спрацьовування реле

$$I_{c.p} = \frac{306,7 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 8,8 A$$

Приймаємо уставку $I_y = 8,8 A$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ. за трансформатором визначаємо за виразом (2.4) з урахуванням розрахункового струму короткого замикання і групи з'єднання обмоток силового трансформатора:

$$k_u = \frac{1,5 \cdot 2370 \cdot \frac{10}{35}}{\frac{300}{5} \cdot 8,8} = 1,9 > 1,5$$

Час спрацьовування МСЗ трансформатора на відключення вимикача вводу 10 кВ дорівнює:

$$t_{c.z.(MC3)} = 1,3 + 0,5 = 1,8 c$$

Час спрацьовування захисту на включення короткозамикача дорівнює:

$$t_{c.z.(QN)} = 1,8 + 0,5 = 2,3 c$$

Перевіряємо можливість застосування схеми з дешунтуванням електромагніту YAT:

- за умовою узгодження чутливості в основних реле захисту з YAT короткозамикача (при двох YAT у приводі):

$$U_{2m} = \frac{k_n \cdot I_{c.YAT}}{k_{(2)cxxYA}} (Z_{н.розр.} + Z_{2T}) \quad (2.6)$$

де k_n - коефіцієнт надійності, $k_n = 1,2 \dots 1,5$;

$k_{(2)cxxYAT}$ - коефіцієнт схеми, $k_{(2)cxxYA} = 1,5$;

$Z_{н.розр.}$ - розрахункове навантаження, Ом.

$$U_{2m} = \frac{1,4 \cdot 5}{1,5} (8 + 2 \cdot 0,35) = 40 \text{ В}$$

Перевіряємо умову для трансформаторів ТВТ-35-/Р-300У2, обмотки яких з'єднані послідовно при $I_n = 0,5 \text{ А}$ за виразом:

$$I_{c.з} \geq \frac{k_{cx.p}^{(2)}}{k_{cx.p}^{(3)}} \left(k_n \cdot \frac{I_{c.YAT}}{k_{cx.YAT}^{(2)}} + I_{ном} \right) k_{T.c.} \quad (2.7)$$

де k_n - коефіцієнт надійності, що враховує неточність роботи реле YAT.

$$k_n = 1,2 - 1,4;$$

$k_{cx.p}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми при симетричному режимі, $k_{cx.p}^{(3)} = \sqrt{3}$;

$k_{cx.p}^{(2)}$ - коефіцієнт схеми для реле при розрахунковому двохфазному к. з.,

$$k_{cx.p}^{(2)} = 1,5;$$

$I_{pmax}^{(2)}$ - найбільший струм, що проходить по реле при аналізованому

виді к. з., $I_{pmax}^{(2)} = 2590 \text{ А}$;

$k_{cx.YAT}^{(2)}$ - коефіцієнт схеми для YAT при цьому ж виді к. з., $k_{cx.YAT}^{(2)}$;

$$I_{c.з.} = 306,7 > \frac{1,5}{\sqrt{3}} \left(1,2 \cdot \frac{5}{1,5} + 0,5 \right) \frac{300}{5} = 234,1 \text{ А}$$

Надійність роботи електромагніта після його дешунтування забезпечується

Контрольні питання

1. Від яких пошкоджень трансформаторів застосовується максимальний струмовий захист?
2. В яких випадках застосовується газовий захист?
3. Які види релейного захисту передбачені для трансформаторів?.

4. Область застосування диференційного захисту трансформаторів?
5. Який захист називається основним, резервним і допоміжним?

Лабораторна робота 3:

ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ДИФЕРЕНЦІЙНОГО ЗАХИСТУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Мета заняття: набуття здобувачами навичок визначення основних параметрів релейного захисту трансформаторів.

3.1. Теоретичні положення

Диференційний захист

Диференційний захист, який виконується на принципі порівняння струмів на вході і виходах, застосовується в якості основного швидкодіючого захисту трансформаторів. Захист абсолютно селективний і діє на відключення трансформатора з усіх боків без витримки часу.

Зона дії диференційного захисту трансформатора (ДЗТ) обмежується місцем установки трансформаторів струму, і містить у собі ошиновку ВН (СН), НН.

При паралельній роботі трансформаторів диференційний захист забезпечує швидке і селективне відключення ушкодженого трансформатора.

Для виконання диференційного захисту силового трансформатора (ТВ) встановлюються трансформатори струму (ТА) із усіх боків його обмоток. Вторинні обмотки ТА з'єднуються в диференційну схему і паралельно до них підключається реле струму (КА). Схеми включення реле струмів виконують, як правило, двохрелейні.

Розрахунок диференційного захисту виконується в наступній послідовності:

– розраховуються первинні струми трансформатора для високої і низької напруги за виразом:

$$I_{1н.і} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{1н.і}} \quad (3.1)$$

– розраховуються вторинні струми трансформатора за виразом:

$$I_{2н.і} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1н.і}}{k_{т.с}} \quad (3.2)$$

Задаються основною стороною трансформатора. Як правило, за основну сторону приймається сторона основного живлення.

– розраховується струм спрацьовування диференційного захисту за умовами:

а) по відстроюванню від кидка струму намагнічування при вмиканні ненавантаженого трансформатора під напругу за виразом:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I'_н, \quad (3.3)$$

де k_n - коефіцієнт настроювання, $k_n = 1,3 \dots 1,5$ [4];

$I'_н$ - номінальний струм трансформатора для основної сторони при крайньому негативному положенні пристрою РПН.

$$I'_н = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n (1 - \Delta U_{РПН\ розр}^*)} \quad (3.4)$$

б) за умовою відстроювання від розрахункового максимального струму небалансу $I_{нб.розр.}$ при перехідних режимах зовнішніх к. з. з урахуванням впливу НТС:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{нб.розр.}, \quad (3.5)$$

де k_n - коефіцієнт надійності, $k_n = 1,3$.

Струм спрацьовування диференційного захисту повинен бути більше струму небалансу. Для зниження струму небалансу, викликаного нерівністю

вторинних струмів трансформаторів струму диференційного захисту, виконуються вирівнювання цих струмів шляхом включення спеціальних проміжних автотрансформаторів струму, або шляхом використання додаткових обмоток диференційних реле, що вирівнюють. У цифрових реле таке вирівнювання виконується математичним шляхом.

Сучасні цифрові захисти (фірм ABB, SIEMENS, ALSTOM, GE) одержують різницю фазних струмів математичним шляхом. У таких захистів трансформатори струму з усіх боків з'єднуються в зірку, а група з'єднань трансформатора і полярність трансформаторів струму вводиться в реле в виді уставки. Відстроювання виконується за формулою (3.5).

Розрахунковий струм небалансу, який обумовлений похибками трансформаторів струму, розраховується за виразом:

$$I_{1нб.розр} = k_a \cdot k_{одн} \cdot f \cdot I_{к.з.мах}, \quad (3.6)$$

де k_a - коефіцієнт, що враховує вплив на швидкодіючі захисти перехідних процесів при к. з. Приймається: $k_a = 1$ для реле, що мають БНТ із короткозамкнутими обмотками і мікропроцесорного захисту; $k_a = 2$ для реле без таких засобів;

$k_{одн}$ - коефіцієнт однотипності умов роботи трансформаторів струму.

Приймається: $k_{одн} = 0,5$ у тих випадках, коли через трансформатори струму проходять близькі за величинами значення струмів; $k_{одн} = 1$ в інших випадках.

f - похибка трансформаторів струму, що задовольняє 10 % кратності,
 $f = 0,1$;

$I_{к.з.мах}$ - найбільший струм при наскрізному к. з., А.

Друга складова струму небалансу визначається зміною коефіцієнта трансформації трансформатора, який захищається, при регулюванні напруги.

Її розраховують за виразами:

– при регулюванні на одній стороні трансформатора:

$$I_{2 \text{ нб розр}} = \Delta N \cdot I_{\text{к.з.мах}} \quad (3.7)$$

– при регулюванні з обох сторін трансформатора:

$$I_{2 \text{ нб розр}} = \Delta N_{\text{ВН}} \cdot I_{\text{к.з.макс}} + \Delta N_{\text{НН}} \cdot I_{\text{к.з.макс}}, \quad (3.8)$$

де ΔN - половина діапазону регулювання, для якого виконується вирівнювання вторинних струмів.

Третя складова розрахункового струму небалансу обумовлена неточністю вирівнювання вторинних струмів і розраховується за виразом:

$$I_{3 \text{ нб розр}} = \frac{w_{I \text{ розр}} - w_I}{w_{I \text{ розр}}} \cdot I_{I \text{ к.з.мах}} + \frac{w_{II \text{ розр}} - w_{II}}{w_{II \text{ розр}}} \cdot I_{II \text{ к.з.мах}}, \quad (3.9)$$

де $w_{I \text{ розр}}, w_{II \text{ розр}}$ - розрахункове число витків обмоток трансформаторів реле, що вирівнюють, для неосновних сторін (сторін із меншим вторинним струмом);

$w_{I \text{ розр}}, w_{II \text{ розр}}$ - прийняте число витків обмоток;

$I_{\text{к.з.мах}}$ - найбільші струми к. з. відповідних сторін, А.

Для двохобмоточного трансформатора вираз має вид:

$$I_{3 \text{ нб розр}} = \frac{w_{II \text{ розр}} - w_{II}}{w_{II \text{ розр}}} \cdot I_{II \text{ к.з.мах}} \quad (3.10)$$

Сумарний розрахунковий струм небалансу складається з цих трьох складових:

$$I_{\text{нб розр}} = I_{1 \text{ нб розр}} + I_{2 \text{ нб розр}} + I_{3 \text{ нб розр}} \quad (3.11)$$

При розрахунках диференційного захисту трансформаторів у першу чергу визначається струм небалансу, як сума перших двох складових:

$$I_{\text{нб розр}} = I_{1 \text{ нб розр}} + I_{2 \text{ нб розр}} \quad (3.12)$$

Після вибору струму спрацювання і визначення розрахункової кількості витків трансформаторів струму визначається додатково сумарний струм небалансу за виразом (3.11) і виконується уточнення раніше обраного струму спрацювання за виразом (3.5).

У залежності від вимог чутливості і прийнятого способу відстроювання від струмів небалансу використовується три основних варіанта диференційного захисту:

- диференційна відсічка, яка відстроюється від небалансів за струмом;
- диференційний захист із трансформаторами, які швидко насичуються;
- диференційний захист в якому використовуються реле, які мають гальмування.

У мікропроцесорних пристроях диференційного захисту (ДЗТ-21, R3IPT, MiCOM P630), є спеціальний елемент – відсічка, яка не має додаткової затримки і спеціальних засобів відстроювання від кидка струму намагнічування. Така відсічка не має затримок у порівнянні з основний захистом, є більш ефективним диференційним захистом, який забезпечує дуже швидке відключення великого струму короткого замикання.

Диференційний захист трансформатора, як правило, повинен виконуватися в трифазному трьохрелейному виконанні. Для двохобмоточних трансформаторів припускається виконання диференційного захисту в дворелейному виконанні.

Чутливість диференційного захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мін}}}{I_{\text{с.з.}}} > 2,0, \quad (3.13)$$

де $I_{\text{к.з.мін}}$ - мінімальний струм при к. з. у зоні захисту, А;

$I_{\text{с.з.}}$ - струм спрацювання захисту, А.

Завдання 3.1

Виконати розрахунки диференційного захисту силового трансформатора ТМН -2500-35/10, який встановлений на РТП₀₂-35/10 кВ.

Рішення. Приймаємо дворелейну схему диференційного захисту. Для компенсації кутового здвигу для сторони трансформатора, де його обмотки з'єднані в трикутник, вибираємо схему з'єднання трансформаторів струму в зірку, тоді коефіцієнт схеми $k_{cx} = 1$. Для сторони, де обмотки трансформатора з'єднані в зірку, вибираємо схему з'єднання трансформаторів струму в трикутник, тоді коефіцієнт схеми $k_{cx} = \sqrt{3}$.

Визначаємо первинні і вторинні номінальні струми для всіх сторін трансформатора, який захищається. Результати розрахунків наводимо у таблицю 6.1

Приймаємо плече з більшим вторинним струмом за основне і підключаємо до робочої обмотки реле.

Визначаємо номінальний струм трансформатора для високої сторони при крайньому негативному положенні пристрою РПН

$$I'_H = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot (1 - 0,09)} = 45,4 \text{ A}$$

Розраховуємо струм спрацьовування диференційного захисту:

- за умови відстроюванню від кидка струму намагнічування при вмиканні ненавантаженого трансформатора під напругу

$$I_{с.з.} = 1,5 \cdot 45,4 = 68,1 \text{ A},$$

- за умовою відстроювання від розрахункового максимального струму небалансу $I_{нб.розр.}$ при перехідних режимах зовнішніх к. з. з урахуванням впливу НТС. Спочатку розраховуємо струм спрацьовування без урахування складового струму небалансу від неточного вирівнювання на комутаторі реле

$$I_{с.з.(35кВ)} = 1,3 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09) \cdot 2720 \cdot \frac{10}{35} = 192,0 \text{ A}$$

$$I_{с.з.(105кВ)} = 192,0 \cdot \frac{35}{10} = 672,0 \text{ A}$$

Струм спрацьовування реле основної сторони (10 кВ) складає

$$I_{ср.розр.} = \frac{I_{сз(10кВ)} \cdot k_{сх}^{(3)}}{k_{т.с.}} = \frac{672,0 \cdot 1}{300 / 5} = 11,2 \text{ A}$$

Приймаємо реле диференційного захисту типу РСТ-15. Реле виконано на інтегральних мікросхемах і отримує живлення від джерела постійного оперативного струму.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків номінальних струмів трансформатора

Найменування величини	Чисельні значення для сторін	
	35 кВ	10 кВ
Первинний номінальний струм $I_{1н}, \text{A}$	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,3$	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144,5$
Коефіцієнт трансформації ТС	$\frac{300}{5}$	$\frac{300}{5}$
Схема з'єднання ТС	Δ	Y
Вторинні струми у плечах захисту, $I_2, \text{ A}$	$\frac{41,3 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 1,2$	$\frac{144,5 \cdot 1}{300 / 5} = 2,4$

Визначаємо розрахункове число витків основної сторони

$$\omega_{осн.розр.} = \omega_{роб.розр10кВ} = \frac{F_{с.р.}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{11,2} = 8,9$$

Приймаємо найближче значення $\omega_{осн.уст.} = 9$ витків.

Трансформатори струму 35 кВ неосновної сторони підключаємо до першої зрівнювальної і до робочої обмотки реле.

Загальне число витків неосновної сторони

$$\omega_{\text{неосн.розр}} = \omega_{\text{осн.уст.}} \cdot \frac{I_{2\text{осн}}}{I_{2\text{неосн}}} = 9 \cdot \frac{2,41}{1,2} = 18,07$$

Приймаємо $\omega_{\text{неосн.уст.}} = 18$ витків

Складова первинного струму небалансу, обумовлена округленням розрахункового числа витків неосновної сторони для випадків ушкодження на стороні 10 кВ

$$I'''_{\text{нб.розр.}} = \frac{\omega_{\text{неосн.розр.}} - \omega_{\text{неосн.уст.}}}{\omega_{\text{неосн.розр.}}} = \frac{18,07 - 18}{18,7} \cdot 2720 \cdot \frac{10}{35} = 3,01 \text{ A}$$

Первинний струм небалансу з урахуванням складової $I'''_{\text{нб.розр.}}$

$$I_{\text{нб.розр}} = (I'_{\text{нб.розр}} + I'_{\text{нб.розр.}}) + I'''_{\text{нб.розр.}} = 192 + 3,01 = 195,01 \text{ A}$$

Уточнене значення струму спрацьовування захисту

$$I_{\text{с.з.}} = 1,3 \cdot 195,01 = 253,5 \text{ A}$$

Уточнений струм спрацьовування реле диференційного захисту РСТ-15

$$I_{\text{сп.р.}} = \frac{253,5 \cdot \frac{35}{10}}{300 / 5} = 14,78 \text{ A}$$

Уточнене значення витків основної сторони

$$\omega_{\text{осн}(10\text{кВ})} = \frac{100}{14,78} = 6,75$$

Приймаємо $\omega_{\text{осн}(10\text{кВ})} = 6$ витків.

Уточнене значення витків неосновної сторони

$$\omega_{\text{неосн}(35\text{кВ})} = 6 \cdot \frac{2,41}{1,2} = 12,05$$

Приймаємо $\omega_{\text{неосн}(35\text{кВ})} = 12$ витків.

Уточнюємо струм спрацьовування реле захисту

$$I_{cp.p(10kV)} = \frac{100}{6} = 16,6 A$$

$$I_{cp.p(35kV)} = \frac{100}{12} = 8,3 A$$

Уточнюємо струм спрацьовування захисту

$$I_{c.з.(10kV)} = \frac{16,6 \cdot 60}{1} = 966 A$$

$$I_{c.з.(35kV)} = \frac{8,3 \cdot 60}{\sqrt{3}} = 287,9 A$$

Уточнюємо мінімальний коефіцієнт чутливості

$$k_{ч.min} = \frac{I_{k.min}^{(2)} \cdot k_{m.u}}{I_{c.з.}} = \frac{2370 \cdot \frac{10}{35}}{287,9} = 2,35$$

Чутливість захисту забезпечується.

Контрольні питання

1. Від яких пошкоджень трансформаторів застосовується диференційний захист?
2. В яких випадках застосовується газовий захист?
3. Які види релейного захисту передбачені для трансформаторів?
4. Область застосування диференційного захисту трансформаторів?
5. Яким чином встановлюють трансформатори струму при виконанні диференційного захисту трансформатора?
6. Послідовність виконання розрахунку диференційного захисту силового трансформатора?

Лабораторна робота 4: ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ СПРАЦЬОВАННЯ ПРИСТРОЇВ АПВ

Мета заняття: набуття здобувачами навичок визначення основних параметрів систем автоматичного повторного вмикання в електричних мережах

4.1. Теоретичні положення

Автоматичне повторне включення

Автоматичне повторне включення призначено для швидкого відновлення живлення споживачів шляхом автоматичного включення вимикачів, які відключені приладами релейного захисту.

Автоматика повторного включення відключених АПРЗ вимикачів у більшості випадків ліквідовує дію струмів к. з., відновлює схему і нормальний режим роботи електропостачання в цілому. Залежно від напруги 10...110 кВ вона складає 0,2-0,5 с для пристроїв мікропроцесорної техніки.

Автоматика повторного включення, як правило, є трифазною (ТАПВ). Сучасна автоматика повторного включення представляється мікросхемними реле повторного включення РПВ-01 і РПВ-02, панелями комплексних безконтактних автоматичних пристроїв ПДЭ 2004.01 і ПДЭ 2004.02, розробленими мікропроцесорними програмними пристроями повторного включення пристроїв АПВ, УЗА-10 [4].

Вимоги до пристроїв АПВ При розробці схем АПВ, виборі їх параметрів спрацьовування і при наладці повинні виконуватися загальні вимоги:

- АПВ повинно спрацьовувати у всіх випадках аварійного відключення вимикача, за винятком випадків, коли це відключення відбулося відразу ж після його оперативного включення;

- АПВ не повинно спрацьовувати при оперативному відключенні вимикача (ключем або кнопкою управління або за допомогою телеуправління);

- АПВ повинно спрацьовувати з наперед вибраною витримкою часу; тривалість імпульсу включення від пристрою АПВ повинна бути достатньою

для надійного включення вимикача.

- пристрої АПВ повинні мати автоматичне повернення в стан готовності до нової дії.

- АПВ повинно спрацьовувати із заданою кратністю:

- а) для одноразових АПВ - один раз після першого аварійного відключення;

- б) для двократних АПВ - двічі, після першого відключення і повторно удруге при невдалій дії АПВ;

- пристрої АПВ повинні передбачати можливість блокування їх дії в необхідних випадках;

- для обліку дій пристроїв АПВ повинні бути передбачені сигнальні пристрої або лічильник спрацьовувань.

Види пристроїв АПВ:

- по числу циклів включення:

- а) АПВ одноразової дії

- б) АПВ двократної дії;

- в) АПВ триразової дії.

- по вигляду устаткування, на яке подається напруга:

- а) АПВ ліній;

- б) АПВ шин;

- в) АПВ трансформаторів;

- г) АПВ електродвигунів.

- по числу фаз вимикача, які відключаються при к. з., а потім включаються повторно:

- а) трифазні АПВ (ТАПВ);

- б) однофазні АПВ (ОАПВ).

- за способом дії на привід вимикача:

- а) механічні пристрої АПВ;

- б) електричні пристрої АПВ.

4.2. Розрахунок параметрів спрацьовування пристроїв АПВ

Визначення часу спрацьовування пристрою АПВ одноразової дії виконується за умовами:

$$t_{АПВ1} = t_{г.н.} + t_{зан.} \quad (4.1)$$

де $t_{г.н.}$ - час готовності приводу, с;

$t_{зан.}$ - час запасу спрацьовування пристрою захисту; $t_{зан.} = 0,3...0,4$ с.

$$t_{АПВ1} = t_{д.} + t_{зан.} \quad (4.2)$$

де $t_{д.}$ - час деіонізації середовища в місці к. з., с.

З умови (4.1) і (4.2) вибирається більше значення. Досвід експлуатації показує, що найбільш раціональним часом спрацьовування є $t_{АПВ1} = 2...3$ с.

Пристрій АПВ не повинен спрацьовувати на короткі замикання, які не усунулися. Час спрацьовування при цьому вибирається з умови:

$$t_{АПВ2} \geq t_{АПВ1} + t_{в.в} + t_{р.з.мах} + t_{від.в} + t_{зан.} \quad (4.3)$$

де $t_{в.в}$; $t_{від.в}$ - час включення і виключення вимикача, с;

$t_{р.з.мах}$ - максимальний час спрацьовування захисту, с;

$t_{зан.}$ - час запасу, рівний часу ступеня селективності захисту лінії, с.

Час спрацьовування за даними експлуатації електричних мереж складає 15...20 с.

Завдання 4.1

Вивчити та описати принцип дії системи автоматичного повторного вмикання

Рішення.

У сільських мережах АПВ використовують для повторного вмикання повітряних ліній. Найбільш поширеним є трифазне електричне АПВ однократної дії. АПВ однократної дії найпростіше як за конструкцією самого

пристрою, так і за готовністю до повторного вмикання. Проміжки часу між вмиканнями вибирають такі: перший імпульс на АПВ після вимикання кола подається через 0,3-2 с., другий – через 10-15 с., а третій – через 1-5 хв.

Пристрій АПВ може запускатися або від релейного захисту, або у разі появи невідповідності між положеннями ключа і вимикача, або за всякого вимикання вимикача. В останньому випадку передбачається блокування під час вимикання вимикача обслуговуючим персоналом (дистанційно чи за допомогою пристрою телемеханіки), а також під час дії певного захисту (наприклад, диференціального).

У розподільних мережах найширше використовують привод ПП-67 (привод пружинний), який здійснює вимикання вимикача під дією натягнутих пружин. Натяг пружин здійснюється автоматично двигуном типу МУН після спрацювання привода на вимикання вимикача. На схемі однократного АПВ з електричним пуском, показаний на рис. 4.1, він позначений М – автоматичний моторний редуктор.

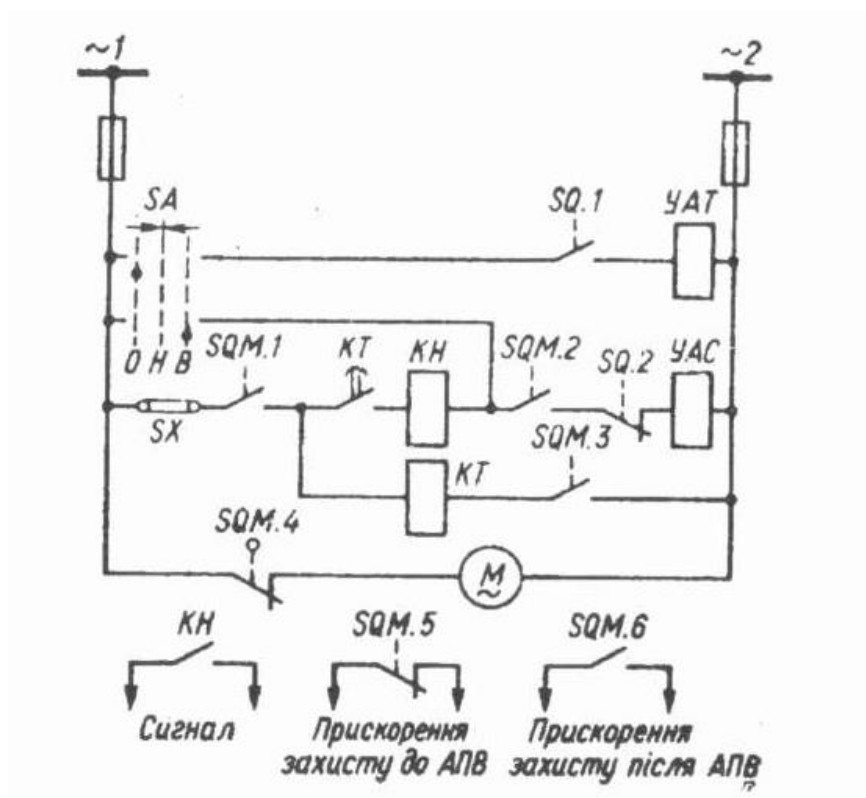


Рисунок 4.1 – Схема однократного АПВ

У нормальному режимі за ввімкненого вимикача пружини мають бути завжди натягнутими. Тому після вмикання вимикача (коли пружини розслаблені) через замкнуті блок-контакти SQM.4 кінцевого вимикача електродвигун М живиться від шин керування.

У нормальному режимі за ввімкнутого вимикача пружини мають бути завжди натягнутими. Тому після вмикання вимикача (коли пружини розслаблені) через замкнуті блок-контакти SQM.4 кінцевого вимикача електродвигун М живиться від шин керування 1, 2 і заводять пружини. Після натягнення пружин кінцевий вимикач механізму заведення пружини привода спрацьовує, розмикаються контакти SQM.4 і двигун М вимикається. Пристрій АПВ підготовлений до дії. Контакти SQM.2 замикається після підготовки привода до вмикання. Пуск АПВ здійснюється від контактів привода SQM.1 SQM.3, які замикаються після вимикання вимикача Q захистом від окремого електромагніту (коло не показано). При цьому спрацює реле часу КТ, яке у безструмовій паузі з відержкою часу замкне свої контакти КТ. Катушка УАС одержить живлення, спрацьовуючи, вивельнить заціпку вмикального механізму. Під дією пружини привоу вимикач Q вмикається. Після вмикання вимикача Q його блок-контакти SQ.2 розімкнуться і розірветься коло живлення катушки УАС. Коло обмотки реле часу КТ за успішного АПВ також розімкнеться, бо контакти SQM.1 і SQM.3 після спрацювання привода розімкнуться. У разі неуспішного АПВ реле КТ залишається спрацьованим, а його імпульсний контакт – розімкнутим, поки вимикач Q не буде ввімкнутий перимикачем SA. Це забезпечує однократність АПВ. Пружини привода автоматично зводяться після успішного і неуспішного АПВ.

Контрольні питання

1. Які технологічні процеси на підстанціях переводять на автоматичний контроль та управління?
2. Як працює схема АПВ?

3. Чим відрізняється схема однократного АПВ від схеми АПВ двократної дії?
4. Область застосування АПВ?
5. Яким чином визначаються параметри спрацьовування АПВ?

Лабораторна робота 5: ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ТЕХНІЧНИМИ ЗАСОБАМИ СЕКЦІОНУВАННЯ ТА РЕЗЕРВУВАННЯ.

Мета заняття: набуття здобувачами навичок визначення основних параметрів систем автоматичного повторного вмикання в електричних мережах та вибору засобів секціонування та резервування

5.1. Теоретичні положення

Шляхи і засоби забезпечення надійності СЕП

Вибір шляхів та засобів підвищення надійності електропостачання залежить від категорійності споживачів, наявності джерел резервування, схеми електричної мережі і проводиться у кожному конкретному випадку на підставі техніко-економічних розрахунків.

До основних способів та засобів забезпечення необхідної надійності СЕП відносяться (рисунок 5.1):

- вибір відповідної „*конструкції*” (*структури*) системи електропостачання (вибір конфігурації мереж: магістральні, радіальні, кільцеві, петльові, двопромінні, двох- або одноланцюгові та інші; застосування центральних та проміжних розподільчих пристроїв та прохідних ТП-10/0,4 кВ з метою скорочення довжини розподільчих ліній; визначення оптимального радіусу мереж 10 кВ; розширення підстанцій 35 – 110 кВ);

- підвищення надійності та *технічних показників* електрообладнання, яке застосовується у схемі електропостачання: вибір обладнання відповідного ступеню захисту, кліматичного виконання та категорії

розміщення; застосування нового обладнання з високим ступенем надійності та малими витратами на обслуговування;

- **резервування** системи, яке забезпечує можливість передачі електричної енергії від інших джерел: живлення по двом взаєморезервованим повітряним лініям 10 (6) кВ; використання кабелю в якості однієї із резервних ліній; живлення по ПЛ і від ДЕС; двостороннє живлення підстанцій 35/10 (6); 110/35/10 (6) кВ; установка двох трансформаторів на РТП 35 – 110 кВ; кільцювання мереж 10 кВ;

- **секціонування** мереж, що дозволяє скоротити кількість споживачів, які втрачають електропостачання при пошкодженнях; скорочує час для пошуку місць пошкоджень із-за зменшення довжини ділянок лінії, які відключаються; дозволяє скоротити основну зону дії захисту ліній на головних ділянках, тим самим підвищити її чутливість та інше;

- застосування **засобів автоматичного контролю та управління** : використання АПВ і АВР у схемах електропостачання; застосування систем телеуправління, телесигналізації, телеконтролю та телевимірювання; застосування пристроїв визначення відстані до місця к. з., нових пристроїв релейного захисту і автоматики;

- **організація експлуатації систем електропостачання**, до чого можна віднести: вибір раціональної кількості ОВБ; вибір оптимальних строків випробування електрообладнання СЕП; вибір оптимальних режимів роботи мереж; оптимізація процесу відновлення електропостачання.

Автоматичне секціонування і резервування електричних мереж. Одним із ефективних способів підвищення надійності розподільчих мереж є автоматичне секціонування, мережеве або місцеве резервування, а також сумісне їх використання. При цьому, вибір способів забезпечення норм надійності залежить від довжини ділянки живлячої лінії, яка відключається, $I_{\text{вд}}$, а також від її загальної довжини (тобто з урахуванням довжини усіх відгалужень). Максимально допустима довжина цих ділянок, при якій може бути забезпечена норма надійності, визначається за виразом:

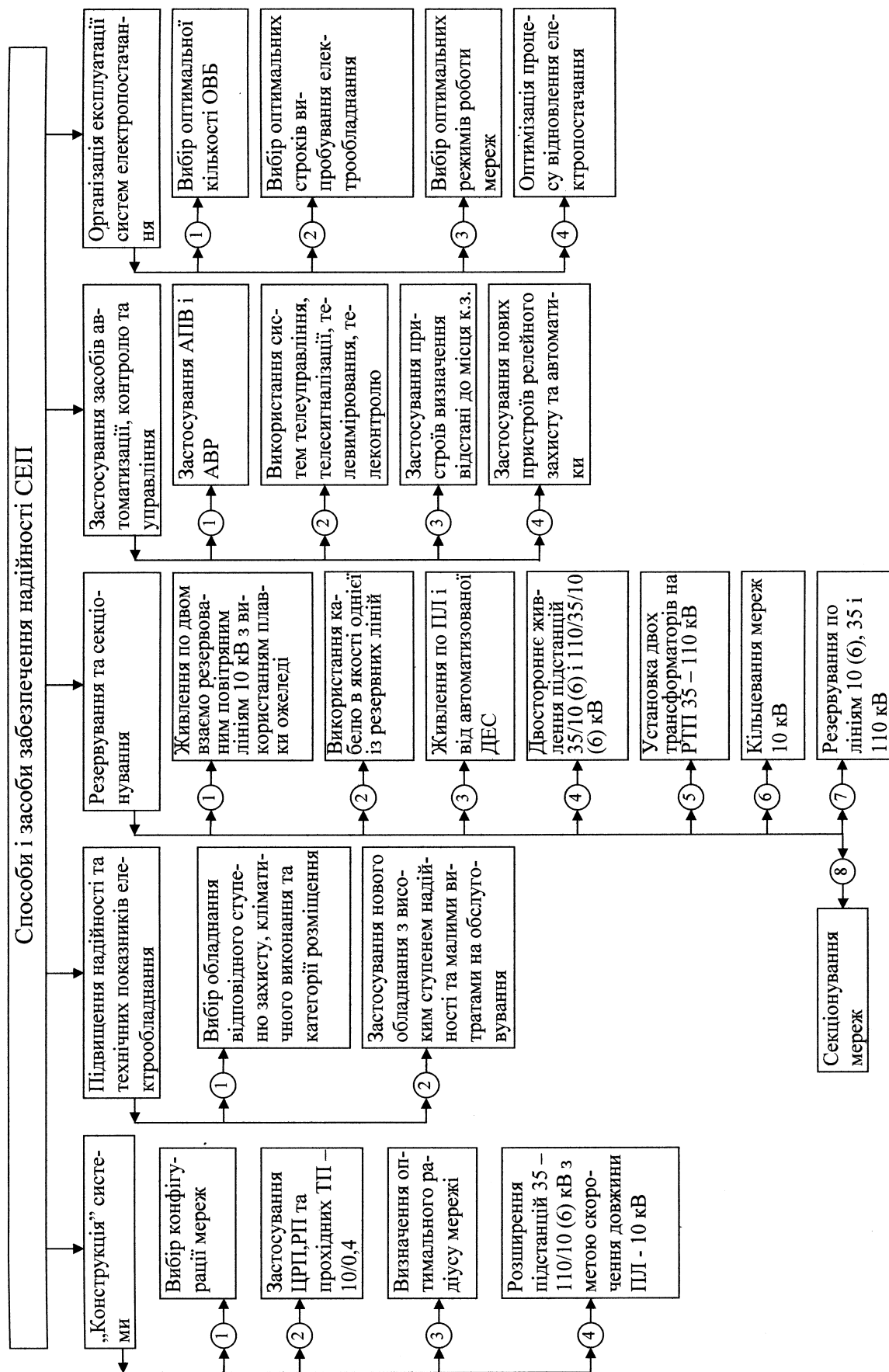


Рисунок 5.1– Способи та засоби забезпечення надійності СЕП

$$l_{\text{вд}} = \frac{\theta_{\text{евн}}}{\alpha_{\text{жсі}}}, \quad (5.1)$$

де $\theta_{\text{евн}}$ - нормована еквівалентна тривалість відключення, год/рік;

$\alpha_{\text{жсі}}$ - питома еквівалентна тривалість відключення, год/(рік·км).

Нормовані значення максимальних допустимих довжин ділянок ліній різного класу напруги та конфігурації наведені у таблиці 5.1 (при живленні від шин двохтрансформаторних підстанцій).

Таблиця 5.1 – Значення довжин ліній, при яких забезпечується норма надійності

Клас напруги та конфігурація	Максимально допустима довжина лінії $l_{\text{вд}}$, км
1. Одноланцюгова живляча лінія 110 кВ	37,5
2. Дволанцюгова живляча лінія 110 кВ	93,8
3. Одноланцюгова живляча лінія 35 кВ	21,5
4. Дволанцюгова живляча лінія 35 кВ	53,6
5. Розподільча повітряна лінія 10 кВ	16,7
6. Повітряна лінія 0,38 кВ	3,5

Автоматичне секціонування дозволяє значно підвищити надійність розподільчих мереж за рахунок автоматичного обмеження зони відключення, завдяки чому зберігається подача енергії споживачам на непошкоджених ділянках. При секціонуванні підвищується надійність споживачів, які розташовані до точки встановлення секціонуючого апарату.

Відрізняють **паралельне**, **послідовне** та **змішане** секціонування. Засобами секціонування можуть бути високовольтні вимикачі, відокремлювачі (в тому числі елегазові) в мережах 35 і 110 кВ, роз'єднувачі (для неавтоматичного секціонування), чарунки К-37, КРЗ, КППЗ.

При вирішенні питань секціонування електричних мереж може виникнути три випадки:

- 1) довжина розподільчої лінії з урахуванням усіх відгалужень $l_{\text{рз}}$

уміщується по величині еквівалентної тривалості відключення $\theta_{ев}$ в норму, тобто $l_{p\Sigma} \leq l_{\omega\delta}$;

2) довжина розподільчої лінії з урахуванням усіх відгалужень $l_{p\Sigma}$ (при $\theta_{жс} = 0$ та $\theta_{РТП} = 0$) більше допустимої $l_{p\Sigma} > l_{\omega\delta}$, а відстань від центру живлення до найбільш віддалених точок радіальних ліній не перевищує нормативну довжину $l_{\omega\delta}$;

3) загальна протяжність розподільчої лінії (тобто з урахуванням усіх відгалужень) більше допустимої $l_{p\Sigma} > l_{\omega\delta}$, і відстань по магістралі від центру живлення до найбільш віддалених точок радіальних ліній також перевищує допустиму довжину $l_{\omega\delta}$.

У першому випадку норма надійності у споживачів забезпечується без будь-яких додаткових заходів по підвищенню надійності у споживачів.

У другому випадку норма надійності може бути забезпечена автоматичним секціонуванням як великих відгалужень, так і магістральної ділянки. Секціонування повинно бути здійснено апаратом, який відповідає технічним вимогам та має мінімальні витрати.

У третьому випадку для забезпечення норм надійності необхідно застосування автоматичного секціонування у складі з мережевим або місцевим резервуванням. Вид резервування вибирають на підставі техніко-економічних розрахунків.

Вибір секціонуючих апаратів здійснюється по порівнянню *ефекту секціонування* E_c і витрат на секціонуючу установку $З_c$. У зв'язку з тим, що при проектуванні лінії відсутні докладні дані про характер споживачів, кількість та тривалість аварій, але відомі потужності трансформаторів і довжини ділянок, ефект секціонування визначається за формулою:

$$E_c = S_{pi} \cdot \frac{T_{max}}{8760} \cdot \alpha_{PM} \cdot l_{p\Sigma} \cdot y_o \cdot \cos \varphi_c, \quad (5.2)$$

де S_{pi} - розрахункова потужність трансформаторів до i -тої точки секціонування, кВА;

T_{max} - число годин використання максимальної потужності навантаження, год;

α_{PM} - питома еквівалентна тривалість відключення розподільчих мереж, год/(рік·км); таблиця 7.16;

$l_{p\Sigma}$ - сумарна довжина лінії за точкою секціонування (з урахуванням відгалужень), км;

y_o - питомий збиток від перерв в електропостачанні, грн/кВт·год;

$\cos \varphi_c$ - середньозважений коефіцієнт потужності.

Установка секціонування раціональна, якщо виконується умова:

$$E_c > 3_c \quad (5.3)$$

Обґрунтування автоматичного секціонування живлячих ліній ведеться аналогічно.

Резервування електричних мереж - це дієвий спосіб підвищення надійності електропостачання. Існують наступні види автоматичного резервування:

1) **повне мережеве резервування** – це коли у випадку зникання напруги споживачі повністю отримують електричну енергію від незалежного мережевого центра живлення. Такий вид резервування застосовується, коли надійність основного центру живлення (ЦЖ) відносно низька, наприклад, при установці одного трансформатору на підстанціях 35/10, 110/35/10 кВ або живлення цих підстанцій здійснюється по одній лінії. Цей вид резервування дозволяє забезпечити електроенергією усіх споживачів, які приєднані до цієї лінії;

2) **часткове мережеве резервування** - коли для забезпечення необхідної надійності відключається деяка частина мережі. В цьому випадку на лінії повинен бути встановлений секційний апарат. Споживачі, які

живляться від ділянок, розташованих до секційного апарату, при пошкодженні лінії залишаються без електроенергії на час ремонту пошкодженої ділянки. Споживачі, які знаходяться за секційним апаратом, забезпечуються енергією без резервного центру живлення. Використання такого способу резервування дозволяє скоротити витрати на

режиму визначається тільки частиною споживачів цієї лінії;

3) **місцеве резервування** – це коли електропостачання споживачів при пошкодженні здійснюється від незалежного резервного джерела живлення (ДЕС). Такий вид резервування здійснюється для живлення відповідальних споживачів.

Для споживачів першої категорії вибір того чи іншого способу резервування виконується по мінімуму приведених витрат на резервування

Z_p :

$$Z_p = E_n K_p + I_p, \quad (5.3)$$

де E_n - нормований коефіцієнт ефективності;

K_p - капітальні витрати на резервування, грн;

I_p - щорічні витрати на резервування (амортизаційні та експлуатаційні), грн.

При мережевому резервуванні:

$$K_p = K_0 l_{пер} + K_{авр};$$

$$I_p = I_0 l_{пер} + I_{авр}, \quad (5.4)$$

де $K_0, K_{авр}$ - капітальні вкладення на 1 км перемички та АВР відповідно, грн;

$I_0, I_{авр}$ - витрати на амортизацію і експлуатацію 1 км перемички та на АВР відповідно, грн;

$l_{пер}$ - довжина перемички, км.

Для споживачів 2 і 3-ї категорій, еквівалентна тривалість відключень

яких уміщується в норму, мережеве або місцеве резервування вибирається на підставі порівняння ефекту резервування E_p та витрат на резервування:

$$E_p \geq 3_p \quad (5.5)$$

Ефект резервування E_p може бути визначений як:

$$E_p = P_p \cdot \frac{T_{max}}{8760} (\mathcal{G}_a \cdot y_a + \mathcal{G}_n \cdot y_n) l_p, \quad (5.6)$$

де P_p - середнє навантаження лінії при резервуванні, кВт;

$\mathcal{G}_a, \mathcal{G}_n$ - питома еквівалентна тривалість аварійних та планових відключень відповідно, год/км;

y_a, y_n - питомий збиток на недодавання електроенергії від аварійних та планових відключень відповідно, грн/(кВт·год);

l_p - довжина лінії, що резервується, з урахуванням відгалужень, км.

При одночасному резервуванні та секціонуванні ліній ефект мережевого резервування визначається за виразом:

$$E_{p-c} > (N - 1)3_{p-c} + 3_{nep}, \quad (5.7)$$

де N - кількість секціонуючих ділянок лінії;

3_{p-c} - сумарні витрати на секціонуючі пункти та пункти АВР, грн;

3_{nep} - витрати на побудову перемички, грн:

$$3_{p-c} = E_n (K_{авр} + K_c) + I_c + I_{авр} \quad (5.8)$$

Оптимальна кількість секціонуючих пристроїв n_{opt} на одну лінію може бути визначена за формулою (3.2)[4]:

$$n_{opt} = \sqrt{\frac{Y_{\Delta w}}{2p_e \cdot K_c}} - 1, \quad (5.9)$$

де $Y_{\Delta w}$ - збиток від недодавання електричної енергії при аварійних та планових відключеннях несекціонованої лінії, грн;

P_e - сумарні відрахування (експлуатація та амортизація), %;

K_c - капітальні вкладення на один секціонуючий пристрій, грн.

Ефект місцевого резервування при використанні ДЕС розраховується за формулою:

$$E_{ДЕС} = S_{рл} \cdot \frac{T_{max}}{8760} \cdot \theta_{ев} \cdot y_o \cdot \cos \varphi_c, \quad (5.10)$$

де $S_{рл}$ - розрахункова потужність лінії, кВА;

$\theta_{ев}$ - еквівалентна тривалість відключення, год.

Для мережевого резервування живлячих ліній ефект резервування повинний бути визначений як зниження збитку схеми:

$$E_p = Y_{нр} - Y_p, \quad (5.11)$$

де $Y_{нр}, Y_p$ - збиток від недодання електроенергії схемами до і після резервування відповідно, грн.

Значення збитку як до, так і після резервування визначається із використанням формул. Для даного випадку значення збитків можна розрахувати за виразами:

$$\begin{aligned} Y_{нр} &= \frac{T_{max}}{8760} \cdot y_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} \theta_{неві}; \\ Y_p &= \frac{T_{max}}{8760} \cdot y_o \cdot \sum_{j=1}^k P_{pj} \theta_{реві} \end{aligned}, \quad (5.12)$$

де y_o - питомий збиток від недодання електроенергії споживачам, грн/кВт·год;

P_{ni}, P_{pj} - розрахункові навантаження і-ої або j-ої ділянки нерезервованої та резервованої мереж відповідно, кВт;

$\theta_{неві}, \theta_{реві}$ - еквівалентна тривалість відключення і-го або j-го елементу нерезервованої і резервованої мережі відповідно, год.

Наслідком вище викладеного є те, що вибір способу, кількості і місць встановлення апаратів, які забезпечують нормативи надійності, залежить від категорійності споживачів, схеми підстанцій 35-110/10 кВ (одно- або двотрансформаторні, з одно- або двостороннім живленням), сумарної довжини розподільчої лінії $I_{p\Sigma}$ та її розрахункового навантаження.

Рекомендації щодо вибору способу забезпечення норми надійності в мережі 10 кВ при відомій структурі живлячої мережі 35 – 110 кВ наведені в таблиці 9.2.

Приблизне місце розташування пристроїв автоматичного секціонування вибирають між точками, одна з яких поділяє лінію (ділянки лінії) на рівні частини по сумарній довжині, а друга – на рівні частини по навантаженню.

В усіх випадках лінійні роз'єднувачі 10 кВ встановлюють на магістралі для обмеження довжини ділянки лінії по 3,5 км (з урахуванням відгалужень) та на кожному відгалуженні при його довжині більше 2,5 км.

Контрольні питання

1. Назвіть класифікацію технічних засобів забезпечення надійності систем електропостачання ?
2. Призначення секціонуючих пунктів та пунктів резервування?
3. Які переваги пристроїв пофазного автоматичного повторного вмикання (ПАПВ) порівняно з трифазними (ТАПВ) ?
4. Класифікація АПВ?
5. Що таке повне мережене резервування?
6. Що таке часткове мережене резервування?
7. Що таке місцеве резервування?
8. Чим відрізняються паралельне, послідовне та змішане секціонування?
9. Яким чином виконуються системи секціонування?

Лабораторна робота 6: ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ СПРАЦЬОВАННЯ АВР МЕРЕЖІ

Мета заняття: набуття здобувачами навичок визначення основних параметрів систем автоматичного вмикання резерву в електричних мережах

1. Теоретичні положення

Автоматичне включення резервного живлення

Призначенням пристроїв автоматичного включення резервного живлення (АВР) є здійснення найбільш швидкого автоматичного перемикавання на резервне живлення споживачів, знеструмлених в результаті пошкодження або призвільного відключення робочого джерела електропостачання.

Основна класифікація АВР:

- за призначенням:
 - а) АВР ліній;
 - б) АВР трансформаторів;
 - в) АВР електродвигунів;
 - г) АВР шинок управління.
- за способом запобігання подачі напруги на пошкоджене робоче джерело живлення:
 - а) АВР місцеві;
 - б) АВР мереж.
- по напрямку дії:
 - а) АВР односторонньої дії;
 - б) АВР двосторонньої дії
- по роду оперативного струму, прийнятого для даної підстанції:
 - а) на постійному струмі;
 - б) на змінному струмі.

Вимоги до виконання АВР. Пристрої АВР повинні забезпечити

можливість його дії при зникненні напруги на шинах елемента живлення. Для забезпечення дії АВР при знеструмленні елемента живлення з боку живлення робочого джерела в схемі АВР повинен передбачатися пусковий орган по напрузі. При виконанні пристроїв АВР слід перевіряти умови перевантаження резервного джерела живлення. При дії пристроїв АВР, коли можливо включення вимикача на к. з., повинне передбачатися прискорення дії захисту цього вимикача.

Автоматичне включення резерву на підстанції

На підстанціях розподільних систем 6...35 кВ в більшості випадків застосовується роздільна робота трансформаторів з одностороннім живленням споживачів. Роздільна робота трансформаторів знижує величину струмів к. з., але одночасно збільшує вірогідність порушення електропостачання споживачів. Усунення недоліку схем роздільного живлення виконується застосуванням місцевого пристрою АВР на шинах РП.

Вимоги до виконання АВР на шинах підстанцій:

- схема місцевого АВР повинна приходити в дію при зникненні напруги на шинах підстанції:
 - а) при аварійному, помилковому або призвільному відключенні вимикача робочого живлення, який знаходиться на даній підстанції;
 - б) при зникненні напруги на даній підстанції без відключення встановленого вимикача робочого живлення.
- при глибокому зниженні напруги на підстанції пусковий орган пристрою АВР повинен давати команду на відключення вимикача робочої лінії з деякою витримкою часу;
- дія пристрою АВР повинна бути одноразовою;
- пристрій АВР повинен забезпечувати швидке відключення резервного вимикача при його включенні на стійке к. з.;
- дії пристрою АВР не повинні викликати неприпустимих перевантажень устаткування, неправильних дій релейного захисту;

- на всіх вимикачах, які знаходяться в режимі АВР, повинен виконуватися постійний контроль справності ланцюга включення.

Розрахунок параметрів спрацьовування

Мінімальні реле напруги або реле часу пускового органу АВР вибирається з умови його спрацьовування:

$$U_{c.p} = (0,25...0,4)U_n \quad (6.1)$$

Пусковий орган не повинен спрацьовувати при зниженні напруги, яка викликана струмами короткого замикання, з умови:

$$U_{c.p} = \frac{U_{зал.к.з}}{k_{зан.} \cdot k_{т.н.}}, \quad (6.2)$$

де $U_{зал.к.з}$ - залишкова напруга на шинах секції при к. з., В;

$k_{зан.}$ - коефіцієнт запасу, $k_{зан.} = 1,2...1,3$;

$k_{т.н.}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Для реле, які контролюють наявність напруги на резервному джерелі, напруга спрацьовування вибирається з умови:

$$U_{c.p} = \frac{U_{роб.min}}{k_{зан} \cdot k_3 \cdot k_{т.н.}} \quad (6.3)$$

де $k_{зан}$ - коефіцієнт запасу, $k_{зан} = 1,1...1,2$;

k_3 - коефіцієнт повернення, $k_3 = 0,8$.

Час спрацьовування пускового органу мінімальної напруги пристрою АВР ($t_{c.p}$) вибирається за наступними умовами:

- по умові відстроювання від часу спрацьовування захисту, в зоні дії якого пошкодження можуть викликати зниження напруги нижче прийнятого по умові:

$$t_{c.p.ABP} \geq t_1 + \Delta t \quad (6.4)$$

$$t_{c.p.ABP} \geq t_2 + \Delta t, \quad (6.5)$$

де t_1 - найбільший час спрацювання захисту шин підстанції з боку джерела живлення, с;

t_2 - час спрацювання захисту, де встановлений пристрій АВР, с.

Δt - ступінь селективності, приймається рівною 0,6 с при використанні реле часу з шкалою до 9 с і рівній 1,5...2 с зі шкалою до 20 с. Для мікропроцесорних захистів ступінь селективності приймається 0,2...0,5 с.

– по умові узгодження дії пристрою АВР з іншими пристроями автоматики вузла:

$$t_{c.p.ABP1} \geq (t_{c.з} + t_{1АПВ})_{ПЛі} + t_{зан.} \quad (6.6)$$

– при необхідності очікування спрацювання пристрою АПВ двократної дії цих ліній:

$$t_{c.p.ABP1} \geq (t_{c.з} + t_{1АПВ} + t'_{c.з} + t_{2АПВ})_{ПЛі} + t_{зан.} \quad (6.7)$$

де $t_{c.з}$ - час дії того ступеня захисту лінії $ПЛ_i$, яка надійно захищає всю лінію, с;

$t'_{c.з}$ - час дії захисту лінії $ПЛ_i$, яка прискорена АПВ, с.;

$t_{1АПВ}; t_{2АПВ}$ - уставка за часом першого і другого циклів АПВ лінії ПЛ1 і ПЛ2, с;

$t_{зан.}$ - запас за часом, який приймається в межах 2,5...3,5 с.

Для пристрою АВР2 з метою очікування спрацювання АВР1, розташованого ближче до джерел живлення, необхідно приймати час:

$$t_{c.p.ABP2} \geq t_{c.p.ABP1} + t_{зан.} \quad (6.8)$$

де $t_{зан.}$ - час, який залежить від типів вимикачів і реле часу в схемах АВР1 і АВР2, с.

АВР мережі

Для розподільних електричних мереж 6...110 кВ з двостороннім живленням передбачається замкнутий або розімкнений режим роботи. Вибір режиму виконується на підставі техніко-економічних розрахунків залежно від характеристик джерел живлення, ліній електропередачі і споживачів електроенергії.

Для надійного забезпечення електропостачання споживачів розімкнені електричні мережі повинні відповідати вимогам:

- мати достатню пропускну спроможність в аварійних режимах;
- забезпечувати швидкий автоматичний перехід з робочого джерела живлення на резервний;

АВР мережі є комплексом пристроїв, які виконують наступні завдання:

- перемикають живлення мережі на резервне джерело при відключенні робочого - це виконує пристрій АВР;
- запобігають подачі напруги від резервного джерела на пошкоджене робоче джерело живлення (на робочу лінію, шини, трансформатор) це завдання виконують пристрої автоматики ділення мінімальної напруги, які діють перед спрацюванням АВР мережі;
- виконують при необхідності автоматичну перебудову релейного захисту перед зміною режиму роботи мережі, тобто перед дією АВР мережі;

АВР мереж широко застосовуються в повітряних лініях 10 кВ, які працюють, як правило, в розімкненому режимі. Повітряні лінії 35 і 110 кВ, які отримують живлення від двох і більш джерел живлення, також достатньо часто працюють в розімкненому режимі з АВР мережі.

Вимоги до АВР мережі

- схема АВР мережі односторонньої дії повинна запускатися при зникненні напруги з боку робочого джерела живлення і за наявності напруги з боку резервного джерела живлення. Схема АВР двосторонньої дії повинна

запускатися при зникненні напруги з боку будь-якого з двох джерел живлення і за наявності напруги з боку іншого джерела живлення.

- дія АВР мережі спрямована на включення вимикача резервного живлення.
- включення резервного вимикача повинно проводитися з витримкою часу.
- дія АВР мережі повинна бути одноразовою.
- при дії АВР мережі повинне бути забезпечене швидке відключення стійкого к. з.

Розрахунок параметрів спрацьовування АВР мережі

Напруга спрацьовування мінімальних реле напруги вибирається по умові 7.2. При цьому встановлюється, що вибрана уставка не менше ніж на 10% нижче за напругу спрацьовування аналогічних реле в схемах тривалих захистів мінімальної напруги, діючих перед спрацьовуванням АВР.

Час спрацьовування двостороннього АВР мережі вибирається роздільно для випадків дії схеми АВР в одну і в іншу сторони.

Для розрахунку часу спрацьовування використовуються вирази (6.4...6.8), а також додаткова умова очікування спрацьовування пристроїв автоматики ділення мінімальної напруги, що діють перед спрацьовуванням АВР:

$$t_{c.p.ABP2} \geq t_{c.p.AДН} + \Delta t , \quad (6.9)$$

де $t_{c.p.AДН}$ - час спрацьовування реле часу автоматики ділення мінімальної напруги. Приймається $t_{c.p.AДН} = 0,6 \text{ с}$ при використанні реле часу з шкалою до 9 с; $t_{c.p.AДН} = 1,5 \dots 2 \text{ с}$ - зі шкалою до 20 с.

З умов (6.4...6.9) вибирається найбільший час спрацьовування. У ряді випадків враховується тільки перший цикл АПВ. При цьому дія другого циклу пристрою АПВ після успішного спрацьовування АВР повинна бути

заборонена.

Завдання 6.1

Вивчити та описати принцип дії системи автоматичного вмикання резерву мережі

Рішення. У розподільних електричних мережах широко використовуються АВР, які під час спрацювання забезпечують відновлення живлення кількох підстанцій електричної мережі. Їх часто називають мереженими АВР (рис. 6.1). Пристрій АВР двосторонньої дії забезпечує відновлення живлення ділянок електричної мережі, розміщених праворуч і ліворуч від підстанції **В**, у разі порушення живлення відповідно від підстанцій **А** і **Д**. Пуск АВР здійснюється контактами реле напруги **KV1** і **KV2**, підключеними до трансформаторів **TV1** і **TV2**. В колі обмотки реле часу **КТ1** пускового органу АВР увімкнені замикальні контакти автоматів **A1** і **A2**, котрі запобігають неправильному спрацюванню пускового органу в разі пошкодження кіл напруги, а також замикальні контакти реле контролю напруги з боку резервного джерела.

У схемі пускового органу АВР передбачено друге реле часу **КТ2** для можливості здійснення двох різних уставок в разі вимкнення живлення від підстанцій **А** і **В** або зміни уставок реле **КТ1**, тоді можна обійтися без реле **КТ2**.

Однократність дії цієї схеми АВР досягається двопозиційним реле фіксації положення вимикача **KQ1**. Це реле змінного струму має дві обмотки, які ввімкнені зустрічною полярністю. Спрацювання реле і перемикання його контактів відбувається за один із півперіодів поданої на обмотки напруги змінного струму, коли в якорі реле напрям потоку, що управляє, протилежний напрямку потоку, створеному постійними магнітами.

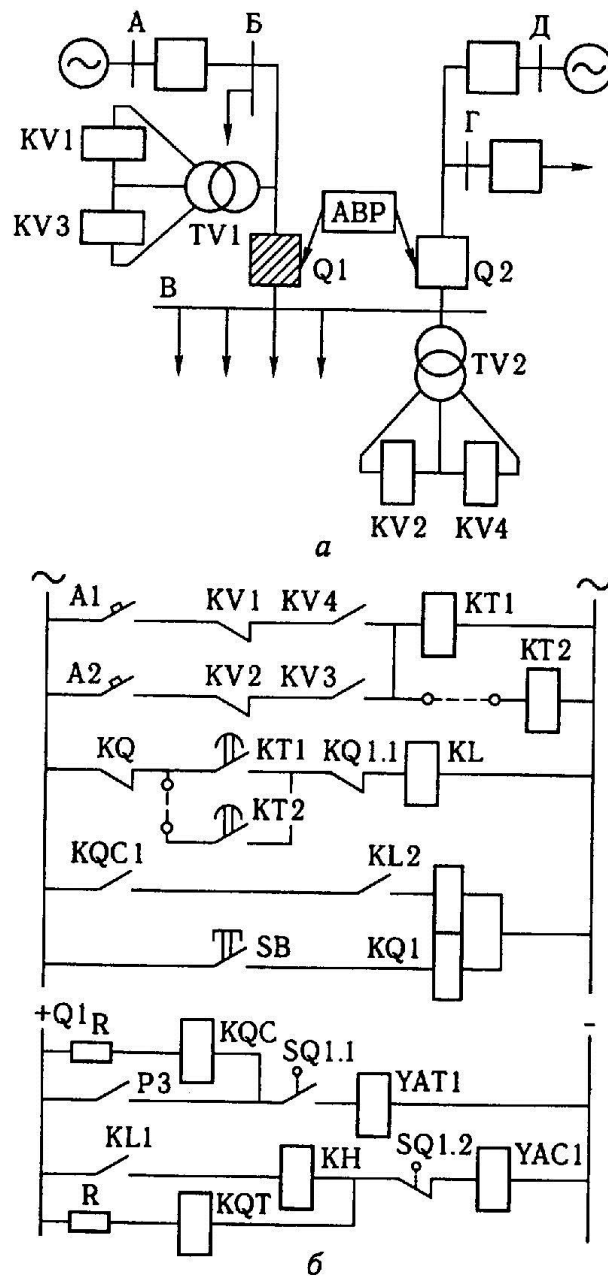


Рисунок 6.1 – Схема АВР мережі: а – схема фрагменту мережі; б – оперативні кола автоматики

У нормальному режимі контакт **KQ1.1** замкнений, і підготовлене коло вихідного проміжного реле **KL** подає імпульс контактом **KL1** на вмикання вимикача **Q1** і замкнення контактів **KQC1** реле положення «Ввімкнено», що фіксує вмикання вимикача **Q1**. Реле **KQ1** спрацьовує і перемикає свої контакти, розмикаючи контакти **KQ1.1** в колі обмотки реле **KL**.

Повернення реле **KQ1** до початкового стану і підготовка схеми АВР до нової дії здійснюється натисканням кнопки **SB**. Цю операцію виконують члени оперативно-виїзної бригади (ОВБ), що приїжджають на підстанцію після надходження сигналу про спрацювання АВР. У колі обмотки реле **KL** передбачено контакт **KQ** двопозиційного реле, аналогічного **KQ1**, що фіксує вимкнене положення в нормальному режимі вимикача **Q1** (на схемі не показано).

Дія мереженого АВР узгоджується з АПВ ліній. Це забезпечує ефективність дії автоматики. Релейний захист у розглянутій мережі має виконуватися з урахуванням можливості живлення проміжних підстанцій як від одного, так і від іншого джерела живлення.

Контрольні питання

1. Які технологічні процеси на підстанціях переводять на автоматичний контроль та управління?
2. Як працює схема АВР?
3. Чим відрізняється схема АВР односторонньої дії від схеми АВР двосторонньої дії?
4. Область застосування АВР?
5. Яким чином визначаються параметри спрацювання АВР?

Список використаних джерел

1. Релейний захист і автоматика: навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.
2. Релейний захист і автоматика: навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. – Ч. 2. – 276 с.
3. Сокол Г. А Релейний захист електроенергетичних систем [Електронний ресурс] : підручник / Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О. Г. Гриб, А. О. Запорожець, І О. Самойленко, В. В. Скопенко, І. Т. Карплюк, С .В. Швець, М. В. Черкашенко, О. Ю. Заковоротний, Н. С. Захаренко, Н. В Рудевич, Ю. Ф. Тесик, С. Ю. Пронзалева, В. Є. Кривонос, І. С. Ярова. – Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. –306 с
4. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. –533 с.
5. Основи релейного захисту та автоматики, Гадай А., Луцьк, 2010.
6. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярьський, Е.В. Майструк, І.П. Козярьський. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.
7. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем: навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 102 с.

**Кравченко Володимир Олексійович
Юрченко Олександр Юрійович
Сіренко Юлія Володимирівна
Тимошенко Григорій Андрійович**

Релейний захист

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ щодо проведення лабораторних робіт (частина 2)

м. Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул. Г. Кондратьєва, 160.

Підписано до друку: січень 2025 р. Формат А5: Гарнітура. Times New Roman.
Тираж: _____ примірників. Замовлення _____ Ум. друк. арк. 2,2
