

Міністерство освіти і науки України

Таврійський державний агротехнологічний університет
імені Дмитра Моторного

Факультет енергетики і комп'ютерних технологій

Кафедра «Електроенергетика і автоматизація»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до практичних занять з дисципліни

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

для здобувачів освітнього ступеню вищої освіти «Бакалавр»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Факультет енергетики і комп'ютерних технологій

Мелітополь – 2019 р.

УДК 631.171:621.311(075.8)

Методичні вказівки розробили: к.т.н., доцент Лисенко О.В., асистент Дубініна С.В., асистент Адамова С.В.

Методичні вказівки розглянуті на засіданні кафедри ЕіА.

Протокол №4 від " 04 " листопада 2019 р.

Методичні вказівки рекомендовані методичною комісією факультету енергетики і комп'ютерних технологій.

Протокол № 4 від " 27 " листопада 2019 р.

Рецензент к.т.н., доц. кафедри ЕТТП Постол Ю.О.

Таврійський державний агротехнологічний університет імені Дмитра Моторного

Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Електрична частина станцій і підстанцій» О.В. Лисенко, С.В. Дубініна, С.В. Адамова

Мелітополь, 2019 р. – 67 с. 17 іл. 22 таб.

ЗМІСТ

| | |
|--|-----|
| <u>Заняття 1</u> Розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах напругою понад 1000В | 4 |
| <u>Заняття 2</u> Розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах напругою 380/220 В | 19 |
| <u>Заняття 3</u> Розрахунок втрат електричної енергії в елементах системи електропостачання | 26 |
| <u>Заняття 4</u> Перевірка електричної мережі на коливання напруги під час пуску потужного електродвигуна | 36 |
| <u>Заняття 5</u> Визначення допустимої втрати напруги в електричній мережі | 43 |
| <u>Заняття 6</u> Вибір високовольної комутаційної апаратури трансформаторних підстанцій. | 53 |
| <u>Заняття 7</u> Вибір трансформаторів струму і напруги | 70 |
| <u>Заняття 8</u> Вибір приладів контролю і обліку | 87 |
| <u>Заняття 9</u> Вибір запобіжників | 94 |
| <u>Заняття 10</u> Вибір шин розподільчих пристроїв | 104 |
| <u>Заняття 11</u> Вибір ізоляторів | 114 |
| <u>Заняття 12</u> Розрахунок пристроїв заземлення трансформаторних підстанцій | 118 |
| Список літератури | 132 |
| Додатки | 134 |

ЗАНЯТТЯ 1

Тема: РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ ПОНАД 1000 В

Мета заняття: Навчитися розраховувати струми короткого замикання в електричних мережах напругою понад 1000В методом практичних та відносних одиниць

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Коротким замиканням називається будь-яке, не передбачене нормальними умовами роботи, замикання між фазами, а в мережах із заземленою нейтраллю також замикання однієї або декількох фаз на землю (або на нульовий провід).

Найпростішим видом короткого замикання (к.з.), із точки зору сприйняття процесу, є симетричне трифазне коротке замикання. При такому к.з. опір усіх трьох фаз до точки к.з. буде однаковим.

До несиметричних к.з. можна віднести двофазне, двофазне через землю і однофазне к.з.. Останній вид к.з. може спостерігатися лише в мережах із заземленою нейтраллю.

Розрахунок струмів к.з. виконують для вибору струмоведучих частин та електричних апаратів, для перевірки їх на термічну та електродинамічну стійкість, для проектування, налаштування та перевірки на чутливість релейного захисту, для вибору засобів обмеження струмів.

Для визначення максимальних струмів к.з. в заданих точках мережі приймають ряд припущень:

– всі джерела живлення включені і працюють із номінальним навантаженням;

- всі синхронні генератори електростанцій оснащені пристроями автоматичного регулювання збудження (АРЗ) і мають форсування збудження;
- розрахункова напруга кожного ступеня мережі на 5% більша від номінальної;
- насичення магнітних систем відсутнє;
- для всіх елементів мережі враховується лише реактивний опір. Активний опір враховується лише тоді, коли його значення перевищує 0,33 індуктивного;
- струмами намагнічування трансформаторів нехтують;
- опір в місці к.з. приймається рівним нулю;
- при к.з. поблизу електростанцій частота обертання генераторів залишається незмінною.

Для розрахунку струмів к.з. необхідно скласти розрахункову схему електричної мережі (рисунк 1.1). Струми к.з. в мережі 10 кВ необхідно розраховувати в наступних точках:

- **точка K1** (шини 10 кВ РТП 35(110)/10 кВ) – для вибору та перевірки на термічну та електродинамічну стійкість високовольтного вимикача (масляного, вакуумного та ін.), роз'єднувачів, шин, трансформаторів струму, а також для розрахунку параметрів релейного захисту обладнання підстанції та лінії;
- **точка K2** (шини 10 кВ найближчої до районної підстанції споживчої ТП 10/0,4 кВ) – для розрахунку релейного захисту (струмової відсічки лінії);
- **точка K3** (шини 10 кВ будь-якої споживчої ТП 10/0,4 кВ, що проектується) – для вибору роз'єднувача і запобіжників на ТП 10/0,4 кВ;
- **точка K4** (шини 10 кВ віддаленої споживчої ТП 10/0,4 кВ) – для розрахунку параметрів релейного захисту лінії 10 кВ.

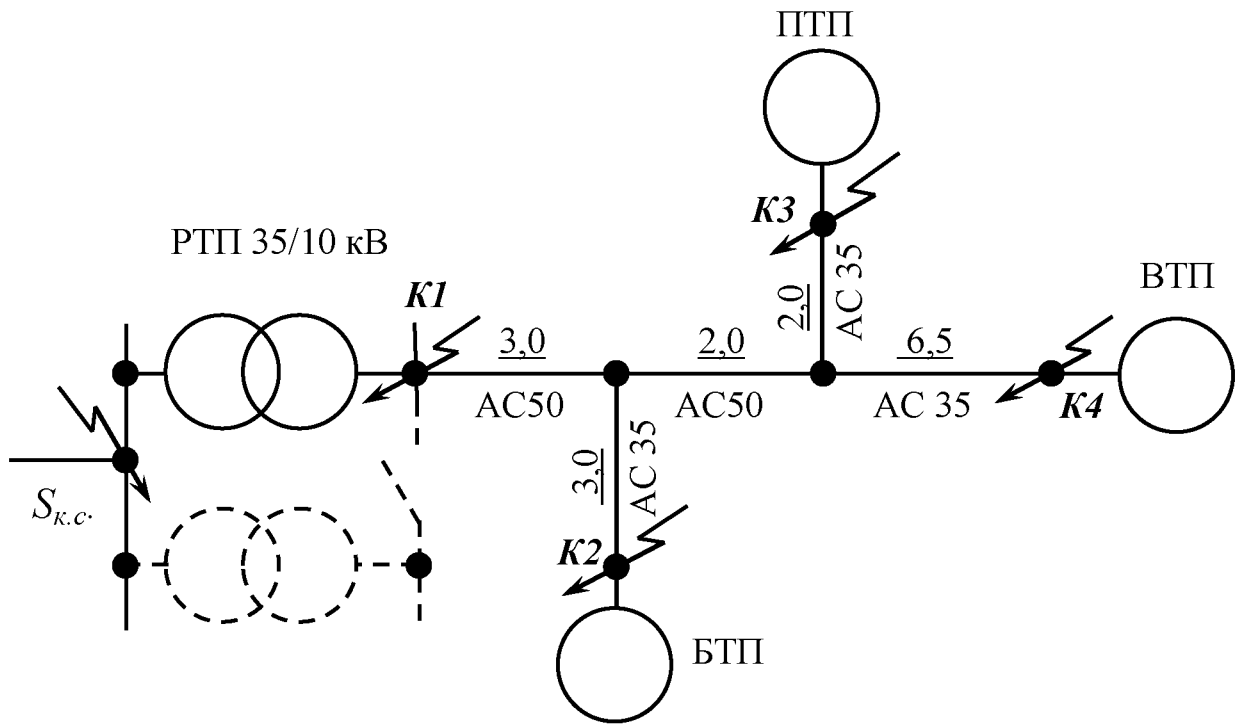


Рисунок 1.1 – Розрахункова схема електричної мережі (приклад)

При визначенні струмів к.з., використовують один із двох методів:

- 1) метод практичних (іменованих) одиниць – параметри схеми виражають в іменованих одиницях (омах, амперах, вольтах та ін.);
- 2) метод відносних (умовних) одиниць – параметри схеми виражають в частках або відсотках від величини, що прийнята в якості основної (базисної).

Метод практичних одиниць застосовують для розрахунку струмів к.з. відносно простих електричних мереж із невеликою кількістю ступенів трансформації.

Методом відносних одиниць зручніше користуватися при розрахунку струмів к.з. в складних електричних мережах із декількома ступенями трансформації напруги.

Розрахунок струмів к.з. проводиться в наступній послідовності:

- вибирається метод розрахунку та розрахункові умови;
- складається розрахункова схема мережі;
- для розрахункової схеми складається еквівалентна схема заміщення;
- визначається опір елементів схеми заміщення в практичних або іменованих одиницях;

- еквівалентна схема заміщення зводиться до простішого виду;
- визначаються результуючі опори до точок к.з.;
- визначаються значення струмів к.з. в розрахункових точках.

В електроустановках напругою понад 1000 В активний опір елементів мережі враховується тільки у випадках, коли виконується умова:

$$r_{рез} \geq \frac{1}{3} \cdot x_{рез}, \quad (1.1)$$

де $r_{рез}$, $x_{рез}$ – відповідно активний та реактивний результуючий опір усіх елементів мережі, Ом.

Кожний елемент мережі необхідно виразити відповідним опором (рисунок 1.2).

Для того щоб знайти еквівалентний опір мережі необхідно привести всі опори елементів мережі до однієї напруги, яку називають **базисною**.

За базисну напругу приймають, як правило напругу того ступеню, де знаходиться точка к.з. Базисна напруга визначається як:

$$U_{б} = 1,05 \cdot U_{н}. \quad (1.2)$$

Опір елементів електричної мережі в практичних одиницях приведені до базисної напруги визначають за наступними виразами:

– опір лінії:

$$r_{л(б)} = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{б}}{U_{с.н}} \right)^2, \quad (1.3) \quad x_{л(б)} = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{б}}{U_{с.н}} \right)^2, \quad (1.4)$$

де r_o , x_o – відповідно питомий активний та індуктивний опори лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км;

$U_{с.н}$ – середня номінальна напруга ступеня з якого виконується перерахунок, кВ; $U_{с.н} = 1,05 \cdot U_{н}$;

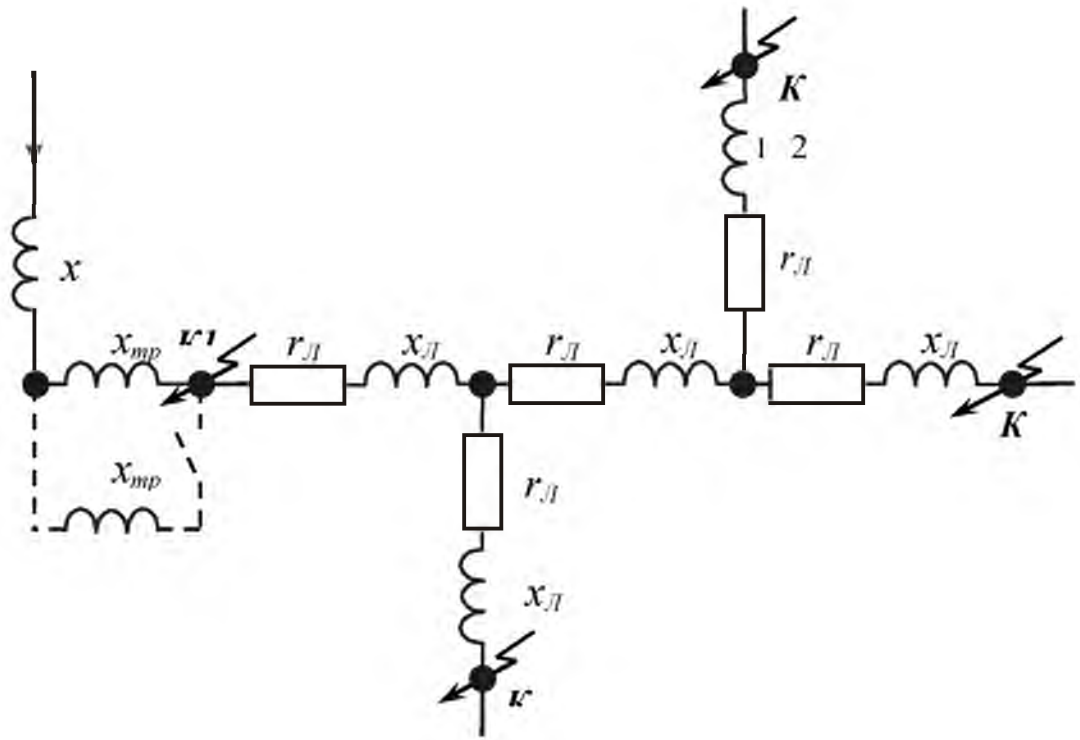


Рисунок 1.2 – Схема заміщення електричної мережі (рисунок 1.1)

– опір трансформатора:

$$x_{tr(б)} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_б^2}{S_{н.тр}}, \quad (1.5)$$

де U_k – напруга короткого замикання трансформатора, %;

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

– опір генератора:

$$x_{г(б)} = x_{*д} \cdot \frac{U_б^2}{S_{н.г}}, \quad (1.6)$$

де $x_{*д}$ – індуктивний опір генератора у відносних одиницях;

$S_{н.г}$ – номінальна потужність генератора, МВА.

Результуючий опір мережі до точки короткого замикання:

$$z_{рез(\delta)} = \sqrt{(\sum r_{(\delta)i})^2 + (\sum x_{(\delta)i})^2}, \quad (1.7)$$

де $\sum r_{(\delta)i}$ – сума активних опорів елементів мережі до точки к.з., Ом;

$\sum x_{(\delta)i}$ – сума реактивних опорів елементів мережі до точки к.з., Ом.

Для складних схем користуються методом відносних одиниць. В цьому випадку всі величини схеми виражають у відносних одиницях (в частках) від базисних величин. В якості основної базисної величини приймають базисну потужність. Базисна потужність приймається рівною довільному значенню або, для зручності розрахунку, кратною 10 МВА (10, 100, 1000 та ін.).

Базисні величини пов'язані між собою наступними виразами:

$$S_{\delta} = \sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_{\delta}, \quad (1.8) \quad I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta}}; \quad (1.9)$$

$$z_{\delta} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} I_{\delta}}, \quad (1.10) \quad z_{\delta} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{\delta}}. \quad (1.11)$$

Опір елементів електричної мережі у відносних одиницях приведений до базисних умов визначають за наступними виразами:

– опір лінії:

$$r_{*л(\delta)} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta i}^2}, \quad (1.12)$$

$$x_{*л(\delta)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta i}^2}, \quad (1.13)$$

де $U_{\delta i}$ – базисна напруга i -го ступеню мережі, кВ.

– опір трансформатора:

$$x_{*mp(\bar{b})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{н. mp}}; \quad (1.14)$$

– опір генератора:

$$x_{*z(\bar{b})} = x_{*d}'' \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{н. z}}. \quad (1.15)$$

Якщо опір елемента схеми задається в іменованих одиницях то перевести його у відносні базисні одиниці можна за виразом:

$$x_{*(\bar{b})} = x \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{\bar{b}}^2}, \quad (1.16)$$

де $S_{\bar{b}}$ – базисна потужність, МВА.

Результуючий опір мережі до точки к.з.:

$$z_{*pez(\bar{b})} = \sqrt{\left(\sum r_{*(\bar{b})i}\right)^2 + \left(\sum x_{*(\bar{b})i}\right)^2}, \quad (1.17)$$

Якщо відома потужність або струм короткого замикання в місці приєднання до системи, то крім опорів схеми, що розглядалися вище, до схеми заміщення заносять також опір системи (від джерела живлення до місця приєднання сільської електричної мережі).

Опір системи в практичних одиницях визначають за виразами:

$$x_{c(\bar{b})} = \frac{U_{\bar{b}}^2}{S_{к.с}^{(3)}}; \quad (1.18)$$

$$x_{c(\bar{b})} = \frac{U_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.с}^{(3)}}, \quad (1.19)$$

де $S_{к.с}^{(3)}$ – потужність трифазного к.з. на шинах системи, МВА.

$I_{к.с}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. на шинах системи, кА.

Опір системи у відносних одиницях визначають за виразами:

$$x_{*c(\bar{b})} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{к.с}^{(3)}}; \quad (1.20)$$

$$x_{*c(\bar{b})} = \frac{I_{\bar{b}}}{I_{к.с}^{(3)}}. \quad (1.21)$$

Струм трифазного к.з. визначається за наступними виразами:

В практичних одиницях:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{U_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез(\bar{b})}}, \quad (1.22) \quad I_{к}^{(3)} = \frac{U_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез(\bar{b})}}. \quad (1.23)$$

У відносних одиницях:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{I_{\bar{b}}}{z_{*рез(\bar{b})}}, \quad (1.24) \quad I_{к}^{(3)} = \frac{I_{\bar{b}}}{x_{*рез(\bar{b})}}. \quad (1.25)$$

Ударний струм трифазного к.з. (миттєве значення) визначається за виразом:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{к}^{(3)}, \quad (1.26)$$

де k_y – ударний коефіцієнт;

– при коротких замиканнях на шинах 35 та 10 кВ підстанцій із напругою вищого ступеня 110 кВ і більше $k_y = 1,8$;

– при к.з. на шинах 35 та 10 кВ підстанцій з вищим ступенем напруги 35 кВ $k_y = 1,5$;

– при к.з. у розподільних мережах напругою 10 кВ, на шинах 10 кВ споживчих підстанцій 10/0,4 кВ та в низьковольтних мережах напругою 0,38/0,22 кВ $k_y = 1$.

Діюче значення повного струму трифазного к.з. за перший період визначається за виразом:

$$I_y^{(3)} = I_k^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2}. \quad (1.27)$$

Для мереж напругою 10 та 0,38 кВ $k_y = 1$, тоді для таких мереж справедливо, що

$$I_y^{(3)} = I_k^{(3)}.$$

Струм двофазного к.з.(мінімальний струм к.з. в мережах напругою 6...35 кВ):

$$I_k^{(2)} = 0,87 I_k^{(3)}. \quad (1.28)$$

Потужність трифазного к.з. визначається за наступними виразами:

– в практичних одиницях:

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_k^{(3)}, \quad (1.29)$$

– у відносних одиницях:

$$S_k^{(3)} = \frac{S_{\delta}}{x_{*рез(\delta)}}. \quad (1.30)$$

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що називається коротким замиканням?
2. Які наслідки виникнення струмів к.з. в мережі?
3. Які є види коротких замикань?
4. З якою метою розраховують струми к.з. в електричних мережах?
5. Які методи розрахунку струмів к.з. існують?

6. В яких випадках для розрахунку струмів к.з. використовують метод іменованих (практичних) одиниць?
7. В яких випадках для розрахунку струмів к.з. використовують метод відносних (умовних) одиниць?
8. Порядок розрахунку струмів к.з.
9. Як приводяться опри мережі до базисних умов.
- 10.Що таке розрахункова схема мережі?
- 11.Що таке еквівалентна схема мережі?
- 12.Як враховується активний опір елементів при розрахунку струмів к.з. в мережах напругою понад 1000В?
- 13.Як визначаються опори окремих елементів мережі?
- 14.Як враховується опір системи електропостачання?

3 ЛІТЕРАТУРА

3 с. 168-194, 429-432; 4 с. 172-194, 458, 470, 473; 5 с.179-196, 498, 510, 513; 6с. 204-224; 7 с.169-195; 8 с.218-226; 9 с. 101-126; 10 с175-185; 11 с.137-154.

Задача 1.1

Визначити струм та потужність трифазного короткого замикання в точках К1 та К2 електричної мережі, що наведена на рисунку 1.3. Активним опором елементів мережі знехтувати. Вихідні дані для розрахунку наведені на схемі (рисунок 1.3). Задачу розв'язати методом практичних та відносних одиниць.

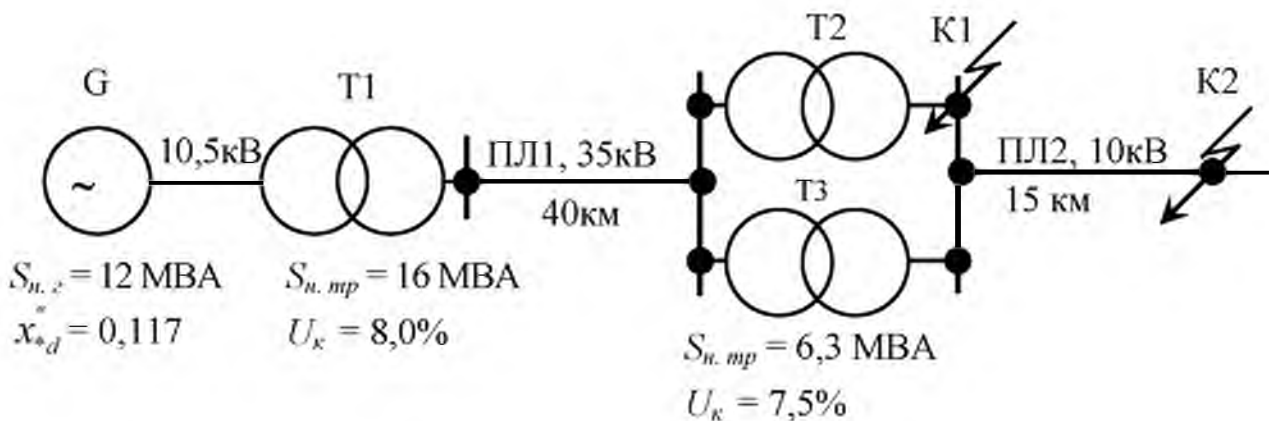


Рисунок 1.3 – Розрахункова схема електричної мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

За розрахунковою схемою (рисунок 1.3) складаємо еквівалентну схему заміщення мережі і зводимо її до простішого виду (рисунок 1.4).

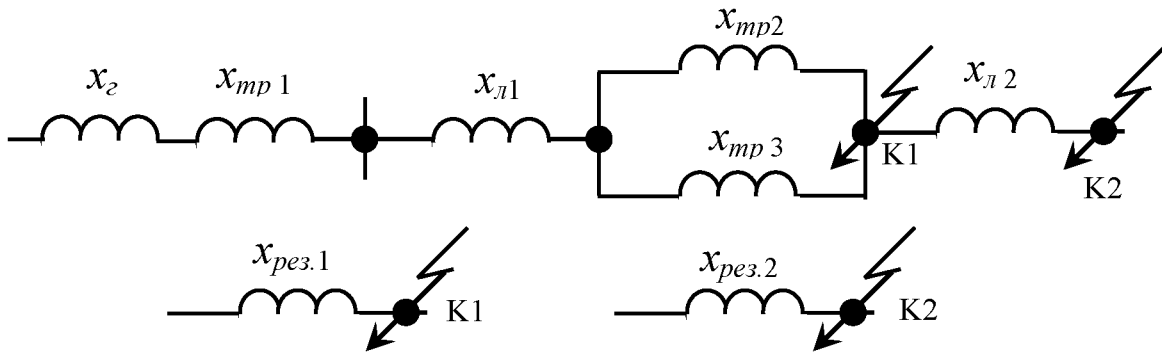


Рисунок 1.4 – Еквівалентні схеми заміщення мережі

Розрахунок в практичних одиницях.

1. Приймаємо базисну напругу:

$$U_{\delta} = 1,05 \cdot U_n. \quad U_{\delta} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

2. Визначаємо опір елементів мережі в практичних одиницях приведені до базисної напруги.

Опір генератора:

$$x_{z(\delta)} = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{нг}}; \quad x_{z(\delta)} = 0,117 \cdot \frac{10,5^2}{12} = 1,07 \text{ Ом.}$$

Опір підвищувального трансформатора Т1:

$$x_{mp(\delta)} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{нmp}}; \quad x_{mp1(\delta)} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{10,5^2}{16,0} = 0,55 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$x_{л(\delta)} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{с.н}} \right)^2; \text{ приймаємо, що } x_0 = 0,4 \text{ Ом/км, тоді}$$

$$x_{л1(\bar{b})} = 0,4 \cdot 40,0 \cdot \left(\frac{10,5}{37,0} \right)^2 = 1,29 \text{ Ом.}$$

Опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3:

$$x_{mp2(\bar{b})} = x_{mp3(\bar{b})} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{6,3} = 1,31 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

$$x_{л2(\bar{b})} = 0,4 \cdot 15,0 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 6,0 \text{ Ом.}$$

3. Визначаємо результуючий опір до точки К1:

$$z_{рез(\bar{b})} = \sqrt{\left(\sum r_{(\bar{b})i} \right)^2 + \left(\sum x_{(\bar{b})i} \right)^2}.$$

Так як ми знехтували активним опором проводів, то записуємо:

$$z_{рез.1(\bar{b})} = x_{рез.1(\bar{b})} = x_{z(\bar{b})} + x_{mp.1(\bar{b})} + x_{л.1(\bar{b})} + \frac{x_{mp.2(\bar{b})}}{2};$$

$$x_{рез.1(\bar{b})} = 1,07 + 0,55 + 1,29 + \frac{1,31}{2} = 3,56 \text{ Ом.}$$

4. Визначаємо результуючий опір до точки К2:

$$x_{рез.2(\bar{b})} = x_{рез.1(\bar{b})} + x_{л2(\bar{b})}; \quad x_{рез.2(\bar{b})} = 3,56 + 6,0 = 9,56 \text{ Ом.}$$

5. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез(\bar{b})}}; \quad I_{K1}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,56} = 1,70 \text{ кА.}$$

6. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К2:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,56} = 0,63 \text{ кА.}$$

7. Визначаємо потужність трифазного короткого замикання:

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}} \cdot I_K^{(3)};$$

$$\text{в точці К1:} \quad S_{K1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,7 = 30,9 \text{ МВА};$$

в точці К2: $S_{к2}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,63 = 11,4 \text{ МВА.}$

Розрахунок у відносних одиницях.

1. Задаємося базисними умовами:

$$U_{\delta I} = 1,05 \cdot 35 = 37,0 \text{ кВ}; \quad U_{\delta II} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}; \quad S_{\delta} = 100 \text{ МВА.}$$

2. Визначаємо опір елементів мережі у відносних одиницях приведений до базисних умов.

Опір генератора:

$$x_{*z(\delta)} = x_{*d}'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нз}}; \quad x_{*z(\delta)} = 0,117 \cdot \frac{100}{12} = 0,98.$$

Опір підвищувального трансформатора Т1:

$$x_{*mp(\delta)} = \frac{U_{к \%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нmp}}; \quad x_{*mp1(\delta)} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,50.$$

Опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$x_{*л1(\delta)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}^2}; \quad x_{*л1(\delta)} = 0,4 \cdot 40,0 \cdot \frac{100}{37^2} = 1,17.$$

Опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3:

$$x_{*mp2(\delta)} = x_{*mp3(\delta)} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19.$$

Опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

$$x_{*л2(\delta)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta II}^2}; \quad x_{*л2(\delta)} = 0,4 \cdot 15,0 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 5,44.$$

3. Визначаємо результуючий опір до точки К1:

$$Z_{*рез1(\delta)} = x_{*рез1(\delta)} = x_{*z(\delta)} + x_{*mp1(\delta)} + x_{*л1(\delta)} \frac{x_{*mp2(\delta)}}{2};$$

$$x_{*рез1(\delta)} = 0,98 + 0,50 + 1,17 + \frac{1,19}{2} = 3,25.$$

4. Визначаємо результуючий опір до точки К2:

$$x_{*рез2(\delta)} = x_{*рез1(\delta)} + x_{*л2(\delta)}; \quad x_{*рез2(\delta)} = 3,25 + 5,44 = 8,69.$$

5. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{x_{*рез(\delta)}}; \quad I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}}; \quad I_{\delta} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{5,5}{3,25} = 1,70 \text{ кА.}$$

6. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К2:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{5,5}{8,69} = 0,63 \text{ кА.}$$

5. Визначаємо потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \frac{S_{\delta}}{x_{*рез(\delta)}};$$

в точці К1: $S_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{100}{3,25} = 30,8 \text{ МВА.}$

в точці К2: $S_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{100}{8,69} = 11,5 \text{ МВА.}$

Задача 1.2 (самостійно)

Споживча ТП 10/0,4 кВ (рисунок 1.5) отримує живлення від районної трансформаторної підстанції (РТП) 35/10 кВ лінією 10 кВ довжиною l_2 , км, що виконана проводом АС перерізом F_2 , мм². РТП 35/10 кВ із n трансформаторами, потужністю $S_{нтр}$, МВА, приєднана до системи електропостачання С, що має потужність к.з. $S_{к.з.}$, МВА, повітряною лінією 35 кВ довжиною l_1 , км, що виконана проводом марки АС перерізом F_1 , мм². Визначити струм трифазного та двофазного к.з, ударний струм та потужність трифазного к.з. в точках К1 та К2. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведені в таблиці 1.1.

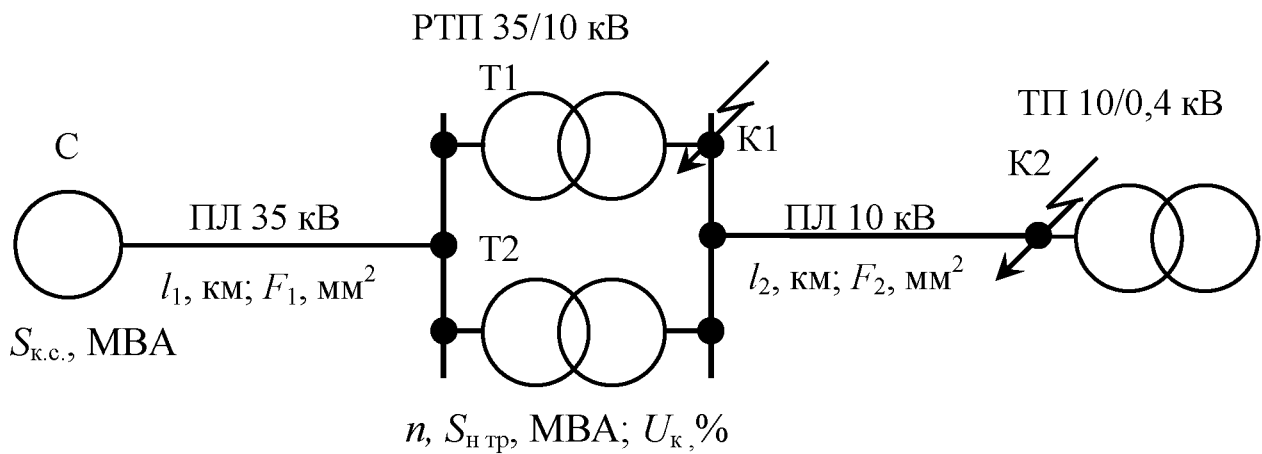


Рисунок 1.5 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 1.1 – Вихідні дані для розрахунків

| Варіант | $S_{к.с.},$ МВА | $l_1, \text{км}$ | $F_1, \text{мм}^2$ | $n, \text{шт}$ | $S_{нтр},$ МВА | $U_k,$ % | $l_2,$ км | $F_2, \text{мм}^2$ |
|---------|--------------------|------------------|--------------------|----------------|-------------------|-------------|--------------|--------------------|
| 1 | 100 | 20,0 | АС-120 | 2 | 6,3 | 7,5 | 3,0 | АС-35 |
| 2 | 130 | 15,0 | АС-120 | 1 | 10,0 | 7,5 | 4,0 | АС-50 |
| 3 | 160 | 10,0 | АС-95 | 2 | 2,5 | 6,5 | 6,0 | АС-35 |
| 4 | 190 | 4,0 | АС-70 | 1 | 6,3 | 7,5 | 8,0 | АС-70 |
| 5 | 220 | 30,0 | АС-120 | 2 | 1,0 | 6,5 | 10,0 | АС-95 |
| 6 | 250 | 26,0 | АС-120 | 1 | 2,5 | 6,5 | 12,0 | АС-95 |
| 7 | 280 | 35,0 | АС-95 | 2 | 1,6 | 6,5 | 14,0 | АС-70 |
| 8 | 310 | 17,0 | АС-95 | 1 | 1,0 | 6,5 | 16,0 | АС-50 |
| 9 | 340 | 33,0 | АС-150 | 2 | 10,0 | 7,5 | 17,0 | АС-120 |
| 10 | 370 | 11,0 | АС-95 | 1 | 1,0 | 6,5 | 2,0 | АС-70 |
| 11 | 400 | 23,0 | АС-150 | 2 | 4,0 | 7,5 | 15,0 | АС-50 |
| 12 | 430 | 21,0 | АС-95 | 1 | 1,6 | 6,5 | 3,0 | АС-50 |
| 13 | 460 | 15,0 | АС-95 | 2 | 6,3 | 7,5 | 13,0 | АС-70 |
| 14 | 295 | 10,0 | АС-95 | 1 | 4,0 | 7,5 | 7,0 | АС-35 |
| 15 | 265 | 5,0 | АС-70 | 2 | 2,5 | 6,5 | 11,0 | АС-50 |
| 16 | 235 | 30,0 | АС-150 | 1 | 6,3 | 7,5 | 9,0 | АС-95 |
| 17 | 205 | 25,0 | АС-120 | 2 | 1,0 | 6,5 | 7,0 | АС-95 |
| 18 | 175 | 35,0 | АС-150 | 1 | 2,5 | 6,5 | 5,0 | АС-35 |
| 19 | 145 | 18,0 | АС-95 | 2 | 1,6 | 6,5 | 12,0 | АС-50 |
| 20 | 115 | 33,0 | АС-95 | 1 | 1,0 | 6,5 | 10,0 | АС-70 |
| 21 | 80 | 12,0 | АС-70 | 2 | 10,0 | 7,5 | 8,0 | АС-50 |
| 22 | 50 | 23,0 | АС-95 | 1 | 1,0 | 6,5 | 4,0 | АС-35 |

ЗАНЯТТЯ2

Тема: РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 380/220 В

Мета заняття: Навчитися розраховувати струми короткого замикання в електричних мережах напругою 380/220 В

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Сільські електричні мережі напругою 380 В виконують із глухо заземленою нейтраллю. В таких мережах можуть виникати трифазні, двофазні та однофазні короткі замикання (к.з.).

Розрахунок струмів к.з. в таких мережах зводиться до визначення максимального струму к.з. (трифазного) на шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ та мінімального струму к.з. (однофазного) в найбільш електрично віддаленій точці лінії.

Значення струму трифазного к.з. на шинах підстанції необхідне для вибору та перевірки електричних апаратів підстанції 10/0,4 кВ на термічну та електродинамічну стійкість та узгодження захистів трансформатора та лінії 0,38 кВ, а за струмом однофазного к.з. в найбільш електрично віддаленій точці лінії перевіряють ефективність (чутливість) пристроїв захисту (реле, автоматів, плавких запобіжників).

При визначенні струмів замикання в мережах низької напруги треба враховувати як індуктивний, так і активний опори елементів схеми. У розрахунках не враховують опір лінії 10 кВ, що живить силовий трансформатор 10/0,4 кВ ($z_{л10} = 0$), і вважають, що напруга на шинах високої напруги трансформаторної підстанції при к.з. в мережі низької напруги залишається незмінною та дорівнює номінальному значенню.

Розрахунок струмів к.з. в мережах низької напруги рекомендується виконувати методом іменованих одиниць.

Результуючий опір до точки к.з. складається з активного та індуктивно-го опорів трансформатора 10/0,4 кВ та лінії 0,38 кВ.

Повний опір трансформатора визначається за виразом (1.5):

$$Z_{mp(\delta)} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_\delta^2}{S_{нтр}}$$

Активний опір трансформатора визначають за виразом:

$$r_{mp(\delta)} = \frac{\Delta P_m}{S_{нтр}} \cdot \frac{U_\delta^2}{S_{нтр}}, \quad (2.1)$$

де ΔP_m – втрати потужності в обмотці трансформатора (в міді), кВт.

Індуктивний опір трансформатора:

$$x_{mp(\delta)} = x_{*mp(n)} \frac{U_\delta^2}{S_{нтр}} = \sqrt{\left(\frac{U_k \%}{100}\right)^2 - r_{*mp(n)}^2} \cdot \frac{U_\delta^2}{S_{нтр}}, \quad (2.2)$$

або

$$x_{mp(\delta)} = \sqrt{z_{mp(\delta)}^2 - r_{mp(\delta)}^2}. \quad (2.3)$$

Активний та реактивний опір лінії визначаємо за виразами (1.3) та (1.4):

$$r_{л(\delta)} = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_\delta}{U_{сн}}\right)^2, \quad x_{л(\delta)} = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_\delta}{U_{сн}}\right)^2.$$

Струм трифазного к.з в будь-якій точці лінії 0,38 кВ визначається за відомим виразом (1.22):

$$I_k^{(3)} = \frac{U_\delta}{\sqrt{3} \cdot z_{рез(\delta)}}.$$

Максимальний струм трифазного к.з. на шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВтакож можна визначити за виразом:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{нmp}}{\sqrt{3} \cdot U_{\kappa} \% \cdot U_{\phi}} = \frac{100}{U_{\kappa} \%} \cdot I_{нmp}, \quad (2.4)$$

де $I_{нmp}$ – номінальний струм трансформатора, А.

Струм однофазного к.з. в лінії 0,38 кВ визначається за виразом:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n} = \frac{230}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n}, \quad (2.5)$$

де U_{ϕ} – фазна напруга мережі, В;

$z_{mp}^{(1)}$ – повний опір трансформатора струму замикання на корпус, Ом;

z_n – повний опір петлі «фаза-нуль» до точки к.з., Ом.

Опір петлі «фаза-нуль» в загальному випадку визначається за виразом:

$$z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0н.i})^2 + (x_{0\phi.i} + x_{0н.i} + x_{0\phi-н.i})^2}, \quad (2.6)$$

де $r_{0\phi.i}$, $x_{0\phi.i}$ – питомий активний та індуктивний опір i -ї ділянки фазного проводу лінії, Ом/км;

$r_{0н.i}$, $x_{0н.i}$ – питомий активний та індуктивний опір i -ї ділянки нульового проводу, Ом/км;

$x_{0\phi-н.i}$ – питомий зовнішній індуктивний опір петлі «фаза-нуль», Ом/км;

l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.

Якщо фазний та нульовий провід лінії виготовлені із кольорового металу, то їхнім індуктивним опором (внутрішнім) нехтують, тоді:

$$z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0н.i})^2 + x_{0\phi-н.i}^2}. \quad (2.7)$$

Якщо нульовий провід лінії виконаний таким же перерізом, що і фазний, із кольорового металу, тоді:

$$z_n = \sum l_i \sqrt{(2 \cdot r_{0\phi.i})^2 + x_{0\phi-n.i}^2} \quad (2.8)$$

Для проводів із кольорового металу зовнішній індуктивний опір петлі «фаза-нуль» приймається рівним $x_{0\phi-n.i} = 0,6$ Ом/км.

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які причини виникнення коротких замикань?
2. Які наслідки виникнення струмів к.з. в мережі?
3. Які види коротких замикань можуть виникати в мережах напругою 380/220 В?
4. З якою метою розраховують струми к.з. в електричних мережах?
5. З якою метою розраховується трифазний струм к.з. на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ?
6. З якою метою розраховуються однофазні струми к.з. у найбільш електрично віддалених точках ліній напругою 380/220 В?
7. Як враховується активний опір елементів мережі при розрахунку струмів к.з. в мережах напругою 380/220 В?
8. Як визначається струм трифазного к.з. на шинах 0,4 кВ трансформатора?
9. Як розраховується струм однофазного к.з. в лінії 0,38 кВ?
10. Що таке опір петлі «фаза-нуль» і як він визначається?

3 ЛІТЕРАТУРА

3 с. 184-187, 194, 429-432; 4 с. 194-196, 458, 470, 473; 5 с. 196-198, 498, 510, 513; 6 с. 204-224; 5 с. 224-226; 7 с. 195-196; 7 с. 225-229; 9 с. 127-132; 10 с. 185-186; 11 с. 155-157.

Задача 2.1

Повітряна лінія напругою 0,38 кВ відходить від шин споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Розрахункові дані наведені на схемі мережі (рисунок 2.1). Визначити струм трифазного к.з. в точці К1 та струм однофазного к.з. в точці К2.

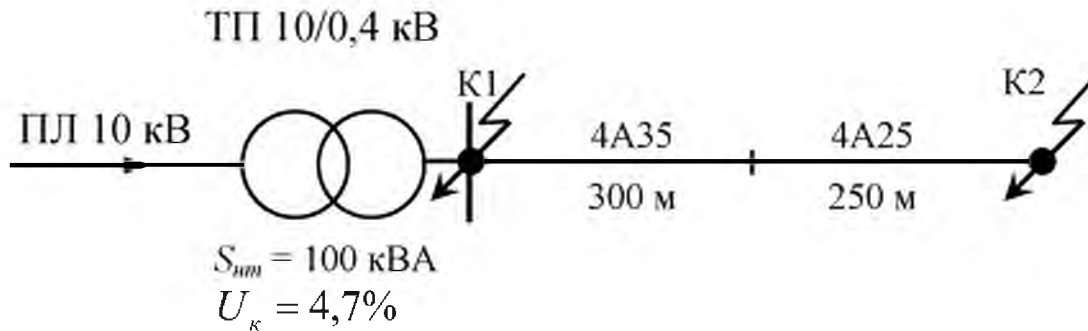


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. За розрахунковою схемою (рисунок 2.1) складаємо еквівалентну схему заміщення мережі (рисунок 2.2). Приймаємо, що $z_{л10} = 0$.

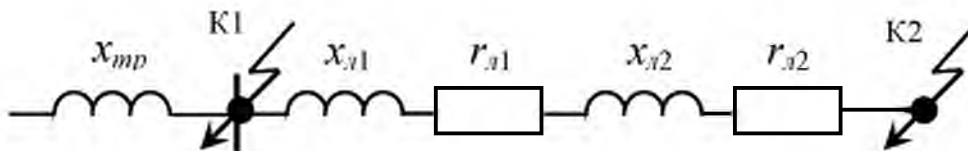


Рисунок 2.2 – Еквівалентна схема заміщення мережі.

2. Приймаємо базисну напругу:

$$U_{\text{б}} = 1,05 \cdot U_{\text{н}}. \quad U_{\text{б}} = 1,05 \cdot 0,38 = 0,4 \text{ кВ.}$$

3. Визначаємо струм трифазного к.з. в точці К1 (шини 0,4 кВ):

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{\text{н тп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{б}}}; \quad I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{100 \cdot 100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,7 \cdot 400} = 3074,7 \text{ А.}$$

4. За літературними джерелами або із додатку А (таблиця А.1, А2), визначаємо питомий опір проводу:

$$\text{А 35} - r_0 = 0,90 \text{ Ом/км}; \text{А 25} - r_0 = 1,28 \text{ Ом/км.}$$

$$x_{0\phi-n.i} = 0,6 \text{ Ом/км.}$$

5. За літературними джерелами або із додатку Б (таблиця Б.1) визначаємо повний опір трансформатора струму замикання на корпус:

$$z_{mp}^{(1)} = 1,07 \text{ Ом.}$$

6. Визначаємо опір петлі «фаза-нуль» до точки К2:

$$z_n = \sum I_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0н.i})^2 + x_{0\phi-n.i}^2}.$$

$$z_n = 0,3 \sqrt{(2 \cdot 0,90)^2 + 0,6^2} + 0,25 \cdot \sqrt{(2 \cdot 1,28)^2 + 0,6^2} = 1,23 \text{ Ом.}$$

7. Визначаємо струм однофазного к.з. у точці К1:

$$I_k^{(1)} = \frac{230}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n}; \quad I_k^{(1)} = \frac{230}{\frac{1,07}{3} + 1,23} = 144,93 \text{ А.}$$

Задача 2.2(самостійно)

Повітряна лінія напругою 0,38 кВ (рисунок 2.3) приєднана до шин 0,4 кВ споживчої ТП 10/0,4 кВ із n трансформаторами потужністю $S_{нтр}$, кВА. Опір системи не відомий. Розрахувати максимальні та мінімальні значення струмів к.з. мережі 0,38 кВ в розрахункових точках. Вихідні данні для розрахунку за варіантами наведені в таблиці 2.1.

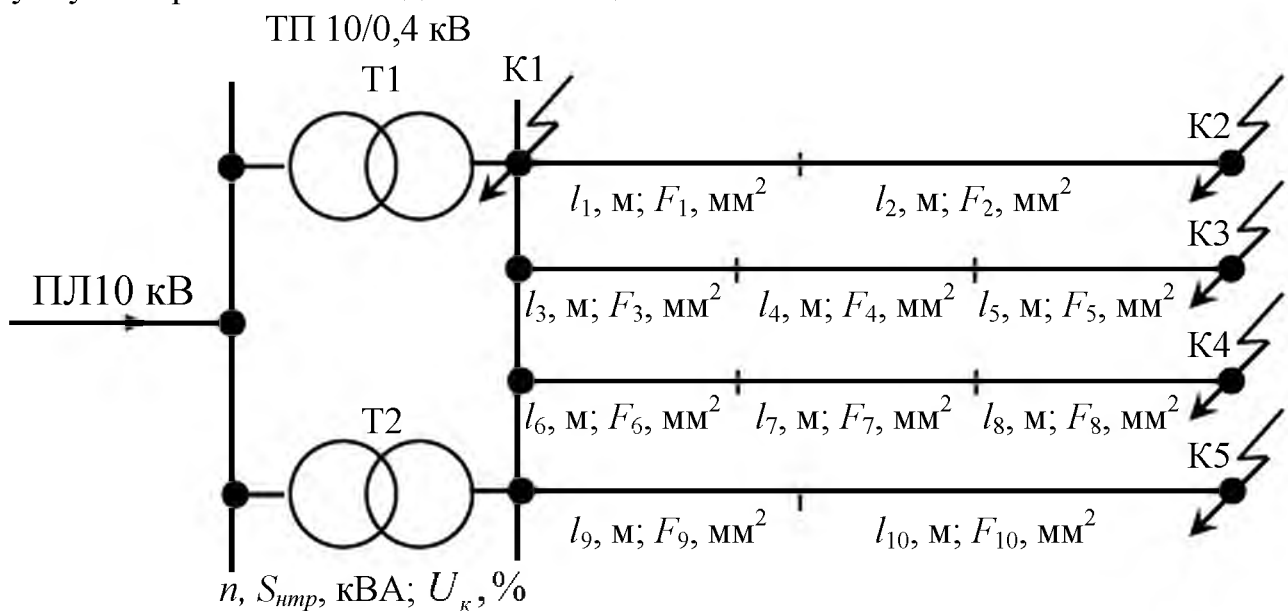


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 2.1 – Вихідні дані електричної мережі

| Варіант | n, шт | S _{нтр} , кВА | Ділянки лінії | | | | | | | | | |
|---------|----------|---------------------------|-----------------------|-------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|
| | | | 1 | | 2 | | 3 | | 4 | | 5 | |
| | | | l ₁ , м | F ₁ , мм ² | l ₂ , м | F ₂ , мм ² | l ₃ , м | F ₃ , мм ² | l ₄ , м | F ₄ , мм ² | l ₅ , м | F ₅ , мм ² |
| 1 | 1 | 250 | 200 | 70 | 100 | 50 | 510 | 70 | 220 | 35 | 100 | 16 |
| 2 | 2 | 160 | 100 | 35 | 200 | 25 | 200 | 70 | 100 | 50 | 150 | 35 |
| 3 | 1 | 100 | 300 | 50 | 200 | 35 | 100 | 35 | 200 | 25 | 220 | 16 |
| 4 | 2 | 400 | 400 | 70 | 170 | 50 | 310 | 50 | 200 | 35 | 180 | 25 |
| 5 | 1 | 63 | 250 | 25 | 100 | 16 | 400 | 70 | 170 | 50 | 330 | 35 |
| 6 | 2 | 25 | 150 | 35 | 250 | 25 | 250 | 35 | 100 | 25 | 120 | 16 |
| 7 | 1 | 630 | 350 | 70 | 300 | 35 | 150 | 35 | 250 | 25 | 50 | 16 |
| 8 | 2 | 40 | 450 | 70 | 180 | 25 | 350 | 70 | 300 | 35 | 150 | 16 |
| 9 | 1 | 160 | 500 | 50 | 250 | 35 | 450 | 70 | 180 | 25 | 80 | 16 |
| 10 | 2 | 250 | 220 | 35 | 100 | 25 | 500 | 70 | 250 | 50 | 180 | 25 |
| 11 | 1 | 400 | 540 | 70 | 110 | 50 | 220 | 35 | 100 | 25 | 90 | 16 |
| 12 | 2 | 250 | 220 | 70 | 100 | 50 | 490 | 70 | 210 | 35 | 100 | 16 |
| 13 | 1 | 160 | 120 | 35 | 200 | 25 | 180 | 70 | 110 | 50 | 150 | 35 |
| 14 | 2 | 100 | 330 | 50 | 200 | 35 | 80 | 35 | 210 | 25 | 220 | 16 |
| 15 | 1 | 400 | 430 | 70 | 170 | 50 | 290 | 50 | 220 | 35 | 180 | 25 |
| 16 | 2 | 63 | 270 | 25 | 100 | 16 | 380 | 70 | 190 | 50 | 330 | 35 |
| 17 | 1 | 25 | 170 | 35 | 250 | 25 | 230 | 35 | 120 | 25 | 120 | 16 |
| 18 | 2 | 630 | 380 | 70 | 300 | 35 | 130 | 35 | 260 | 25 | 50 | 16 |
| 19 | 1 | 40 | 470 | 70 | 180 | 25 | 310 | 70 | 320 | 35 | 150 | 16 |
| 20 | 2 | 160 | 540 | 50 | 250 | 35 | 420 | 70 | 170 | 25 | 80 | 16 |
| 21 | 1 | 250 | 240 | 35 | 100 | 25 | 460 | 70 | 230 | 50 | 180 | 25 |
| 22 | 2 | 400 | 570 | 70 | 110 | 50 | 190 | 35 | 130 | 25 | 90 | 16 |

ЗАНЯТТЯ 3

Тема: РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Мета заняття: Навчитися розраховувати втрати електричної енергії в елементах системи електропостачання – в лініях електропередачі та в силових трансформаторах

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Електричний струм, що проходить по обмотках трансформаторів, проводах повітряних ліній та струмоведучих жилах кабельних ліній викликає втрати потужності та енергії, що проявляється у їх нагріванні. Ці втрати повинні бути скомпенсовані генераторами електростанцій, що збільшує їх навантаження та потребує додаткової витрати енергоносія.

При проектуванні мережі прагнуть зменшити втрати енергії в її елементах. Однак при незмінному коефіцієнті потужності цього можна досягти лише за рахунок збільшення перерізу проводів, що в свою чергу веде до збільшення витрат металу на спорудження мережі.

Згідно із законом Джоуля-Ленца, втрати потужності в провіднику ΔP , Вт, визначаються за виразом [4с.79; 5с.79; 6с.72; 7с.61; 9с.22]:

$$\Delta P = I^2 \cdot r, \quad (3.1)$$

де I – струм, що протікає по провіднику, А;
 r – активний опір провідника, Ом.

Якщо струм, що протікає по провіднику (лінії, трансформатору), був би незмінним ($I = const$) на протязі деякого часу t , то втрати енергії в провіднику ΔW , Вт · год, при незмінному коефіцієнті потужності можна було б визначати за виразом:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t = I^2 \cdot r \cdot t. \quad (3.2)$$

Тоді річні втрати енергії в провіднику при незмінному коефіцієнті потужності:

$$\Delta W = I^2 \cdot r \cdot 8760, \quad (3.3)$$

де $t = 365 \cdot 24 = 8760$ – кількість годин в календарному році, год.

Однак струм в мережі весь час змінюється впродовж доби та впродовж року, в залежності від зміни режиму роботи споживачів. Тому для розрахунку втрат потужності (енергії) в мережі зі змінним навантаженням будують графік навантаження впродовж року – річний графік навантаження або річний графік навантаження за тривалістю.

Згідно із (3.1 - 3.3), втрати потужності і енергії в лінії електропередачі пропорційні квадрату струму, що протікає в ній. Тому далі на основі річного графіка навантаження за тривалістю будують річний графік за тривалістю квадрату струму в лінії. Площа обмежена, цим графіком та осями координат, пропорційна втратам електричної енергії в мережі за рік.

В трифазній лінії з навантаженням в кінці втрати енергії ΔW , Вт · год, визначають за виразом:

$$\Delta W_{л} = 3r_{л} \cdot \int_0^t i_{л}^2 dt, \quad (3.4)$$

або

$$\Delta W_{л} = 3r_{л} \cdot I_{\max л}^2 \cdot \tau, \quad (3.5)$$

або

$$\Delta W_{л} = 3r_{л} \cdot I_{с.кв.}^2 \cdot 8760, \quad (3.6)$$

де $r_{л}$ – активний опір проводу однієї фази лінії, Ом;

$i_{л}$ – струм, що протікає в проводі лінії, А;

$I_{\max.l}$ – максимальне значення струму в лінії, А;

t – час, за який визначаються втрати, год;

$I_{c.кв}$ – середньоквадратичний струм, А;

τ – час максимальних втрат, год.

Для виконання ряду технічних розрахунків рекомендовано для визначення τ використовувати залежності $\tau = f(I)$, $\tau = f(I, \cos\varphi)$, які наводяться в довідковій літературі [4с.80; 5с.80; 6с.75; 7 с.65; 11 с.50].

Якщо у виразі (3.5) струм $I_{\max.l}$ замінити активною потужністю $P_{\max.l}$, Вт, напругою U , В, та коефіцієнтом потужності $\cos\varphi$, тоді:

$$\Delta W_l = \left(\frac{P_{\max.l}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi} \right)^2 3r_l \cdot \tau = \frac{P_{\max.l}^2}{U_n^2 \cdot \cos^2\varphi} \cdot r_l \cdot \tau, \quad (3.7)$$

де U_n – номінальна напруга мережі, В;

$P_{\max.l}$ – максимальне навантаження (потужність) лінії, Вт;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження.

Опір однієї фази лінії електропередачі r_l , Ом, визначається за виразом:

$$r_l = r_0 \cdot l, \quad (3.8)$$

де r_0 – питомий опір проводу [3 с.458; 4 с.498, 11 с.22], Ом/км;

l – довжина лінії, км.

В трансформаторах потужність втрачається в обмотках ΔP_m , Вт(втрати в міді, або втрати короткого замикання), та в сталі магнітопроводу ΔP_x , Вт (втрати в сталі, або втрати холостого ходу), тобто:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_m + \Delta P_x. \quad (3.9)$$

Втрати потужності в сталі прийнято вважати постійними, так як вони залежать лише від прикладеної до первинної обмотки напруги.

Втрати потужності в міді залежать від струму навантаження та пропорційні квадрату цього струму. Для трифазного трансформатора:

$$\Delta P_M = 3r_{mp} \cdot I_{mp}^2, \quad (3.10)$$

або

$$\Delta P_M = \Delta P_{M.H.} \left(\frac{I_{mp}}{I_{H.mp}} \right)^2 = \Delta P_{M.H.} \left(\frac{S_{mp}}{S_{H.mp}} \right)^2. \quad (3.11)$$

де r_{mp} – активний опір обмоток однієї фази трансформатора, Ом;

I_{mp} – струм навантаження трансформатора, А;

$I_{H.mp}$ – номінальний струм трансформатора, А;

S_{mp} – розрахункова потужність трансформатора, ВА;

$S_{H.mp}$ – номінальна потужність трансформатора, ВА;

$\Delta P_{M.H.}$ – номінальні втрати потужності в міді трансформатора (втрати короткого замикання), Вт [4 с.473; 5 с.513; 10 с.158].

Сумарні втрати потужності в трансформаторі

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{M.H.} \left(\frac{S_{mp}}{S_{H.mp}} \right)^2 + \Delta P_x, \quad (3.12)$$

де $\Delta P_x = \Delta P_{x.H.}$ – номінальні втрати потужності в сталі трансформатора (втрати холостого ходу), Вт [4 с.473; 5 с.513; 10 с.158].

Річні втрати енергії в трансформаторі, також як і втрати потужності, складаються із втрат в міді та втрат в сталі:

$$\Delta W_{mp} = 3r_{mp} \cdot I_{\max mp}^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760, \quad (3.13)$$

або

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{м.н.} \left(\frac{S_{maxmp}}{S_{н.мп}} \right)^2 \tau + \Delta P_x \cdot 8760, \quad (3.14)$$

де τ – час максимальних втрат для заданого графіка навантаження трансформатора, год;

I_{maxmp} – максимальний струм навантаження трансформатора, А;

S_{maxmp} – максимальна потужність навантаження трансформатора, ВА.

Якщо на підстанції встановлено два трансформатора, які працюють паралельно, тоді втрати енергії в силових трансформаторах визначаються за виразом:

$$\Delta W_{mp} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{м.н.} \left(\frac{S_{maxmp}}{S_{н.мп.}} \right)^2 \tau + n \cdot \Delta P_x \cdot 8760, \quad (3.15)$$

де n – кількість трансформаторів, шт.

Максимальна потужність трансформатора:

$$S_{maxmp} = S_{н.мп} \cdot \kappa_3, \quad (3.16)$$

де κ_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$\kappa_3 = \frac{S_{maxmp}}{S_{н.мп}}. \quad (3.17)$$

Сумарні втрати електричної енергії в системі електропостачання

$$\Delta W_{\Sigma CE} = \Delta W_{\Sigma ПЛ} + \Delta W_{\Sigma mp}, \quad (3.18)$$

де $\Delta W_{\Sigma ПЛ}$ – сумарні втрати енергії в лініях електропередачі, Вт · год;

$\Delta W_{\Sigma mp}$ – сумарні втрати енергії в трансформаторах, Вт · год.

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Якими показниками характеризують економічність роботи системи електропостачання?
2. Які існують графіки навантаження і принцип їх побудови?
3. Що таке річний графік за тривалістю квадрату струму в лінії, як він будується?
4. На які елементи системи електропостачання припадає більша частина втрат електричної енергії?
5. Від чого залежить рівень втрат електричної енергії в системі електропостачання?
6. Що таке час використання максимального навантаження?
7. Що називається часом втрат (часом максимальних втрат)?
8. Як визначаються втрати електричної енергії в повітряній лінії з навантаженням в кінці?
9. Як визначаються втрати електричної енергії в силових трансформаторах?
10. Що таке змінні і постійні втрати електричної енергії в силовому трансформаторі і від чого вони залежать?

3 ЛІТЕРАТУРА

- 4 с.79-83, 473; 5 с.79-83, 513; 6 с.72-77; 7 с.61-68; 9 с.22-25; 11 с.46-59.

ЗАДАЧА 3.1

Визначити річні втрати електричної енергії у системі електропостачання $\Delta W_{\Sigma CE}$, кВт·год (рисунок 3.1), яка складається з 2-х трансформаторів напругою 35/10 кВ потужністю $S_{н.тр} = 1,6$ МВА з коефіцієнтом завантаження $\kappa_3 = 0,9$ та з трьох повітряних ліній (ПЛ) напругою 10 кВ. Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 4.1. Матеріал проводу ліній – алюміній.

Таблиця 3.1 – Розрахункові дані мережі

| № ПЛ | $I, \text{A};$ | $l, \text{км}$ | $F, \text{мм}^2$ | $\cos \varphi$ | $T, \text{год}$ |
|------|----------------|----------------|------------------|----------------|-----------------|
| ПЛ 1 | 30 | 10 | 35 | 0,75 | 3000 |
| ПЛ 2 | 40 | 8 | 50 | 0,85 | 3000 |
| ПЛ 3 | 34 | 7 | 35 | 0,87 | 3000 |

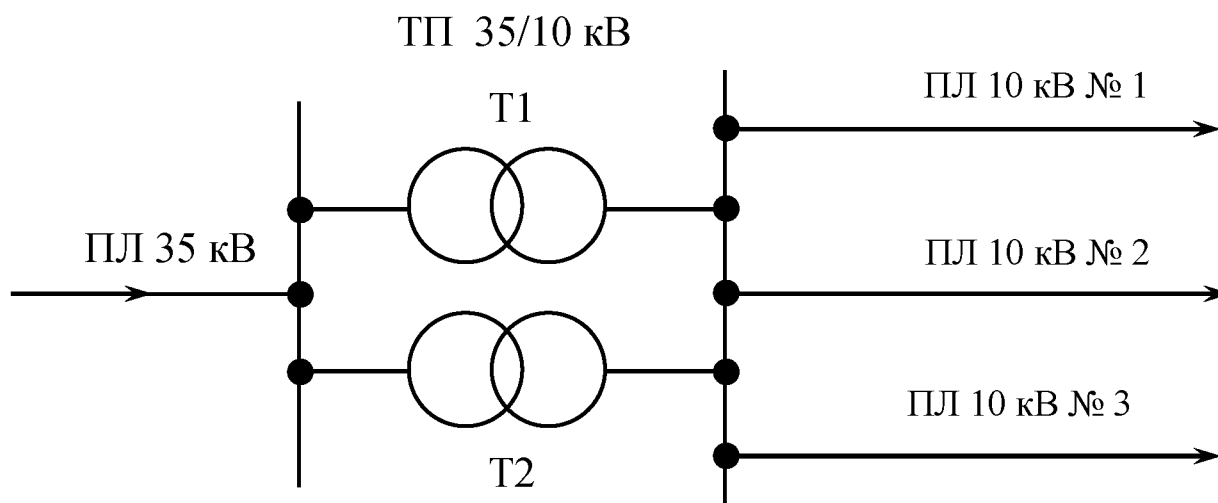


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема системи електропостачання

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. За літературними джерелами [4-6] для часу використання максимального навантаження T , год, визначаємо час максимальних втрат τ , год.

Для $T = 3000$ год $\tau = 1500$ год.

2. За літературними джерелами [4, 5, 12] визначаємо питомий опір проводів повітряної лінії: $r_{01} = 0,83$ Ом/км; $r_{02} = 0,58$ Ом/км; $r_{03} = 0,83$ Ом/км.

3. Визначаємо втрати електричної енергії в повітряних лініях:

$$\Delta W_{л} = 3r_{л} \cdot I_{\max л}^2 \cdot \tau.$$

$$\Delta W_{ПЛ1} = 3 \cdot (0,83 \cdot 10) \cdot 30^2 \cdot 1500 = 33615000 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 33615,0 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{ПЛ2} = 3 \cdot (0,58 \cdot 8) \cdot 40^2 \cdot 1500 = 33408000 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 33408,0 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{ПЛ3} = 3 \cdot (0,83 \cdot 7) \cdot 34^2 \cdot 1500 = 30223620 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 30223,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

4. Визначаємо сумарні втрати енергій в повітряних лініях:

$$\Delta W_{\Sigma ПЛ} = \sum \Delta W_{ПЛ i}.$$

$$\Delta W_{\Sigma ПЛ} = 33615 + 33408 + 30223,6 = 97246,6 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

5. Визначаємо втрати електричної енергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{mp} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{mn} \left(\frac{S_{\max mp}}{S_{н mp}} \right)^2 \tau + n \cdot \Delta P_x \cdot 8760;$$

$$\Delta P_{m.n.} = 12,2 \text{ кВт}; \quad \Delta P_x = 2,5 \text{ кВт} [2, 3, 9];$$

$$\Delta W_{mp} = \frac{1}{2} \cdot 12,2 \cdot \left(\frac{1,6 \cdot 0,9}{1,6} \right)^2 \cdot 1500 + 2 \cdot 2,5 \cdot 8760 = 52035 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

6. Визначаємо сумарні втрати енергій в системі електропостачання:

$$\Delta W_{\Sigma CE} = \Delta W_{\Sigma ПЛ} + \Delta W_{mp};$$

$$\Delta W_{\Sigma CE} = 97246,6 + 52035,0 = 149281,6 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

ЗАДАЧА 3.2 (самостійно)

Визначити річні втрати електричної енергії в системі електропостачання $\Delta W_{\Sigma CE}$, кВт·год (рисунок 3.2), що складається з силових трансформаторів напругою 35/10 кВ та повітряних ліній напругою 10 кВ. Вихідні дані по варіантах наведені в таблиці 3.2. Матеріал проводу – алюміній.

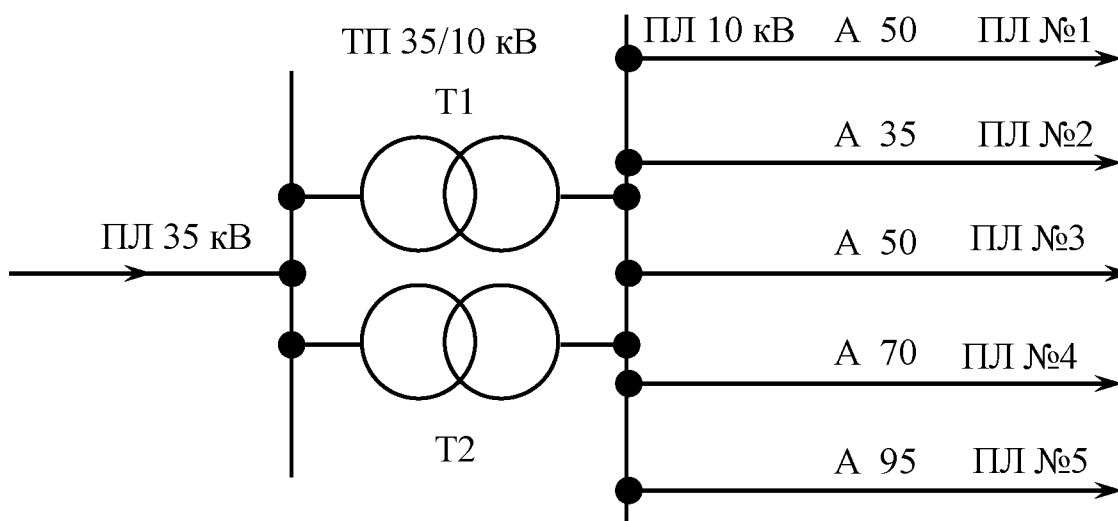


Рисунок 3.2 – Розрахункова схема системи електропостачання

Таблиця 3.2 – Параметри елементів системи електропостачання

| Варіант | Кількість трансформ-ів | $S_{н\text{тр}}$, МВА | κ_3 | № лінії | Параметри лінії | | | № лінії | Параметри лінії | | | T , год |
|---------|------------------------|------------------------|------------|---------|-----------------|----------|-------------|---------|-----------------|----------|-------------|-----------|
| | | | | | P , кВт; | L , км | $\cos \phi$ | | I , А; | L , км | $\cos \phi$ | |
| 1 | 2 | 2,5 | 0,95 | 1 | 450 | 5 | 0,98 | 4 | 50 | 5 | 0,90 | 2500 |
| 2 | 1 | 10,0 | 0,80 | 2 | 510 | 6 | 0,95 | 3 | 40 | 8 | 0,85 | 2000 |
| 3 | 2 | 4,0 | 0,90 | 3 | 560 | 7 | 0,90 | 5 | 58 | 6 | 0,82 | 3500 |
| 4 | 1 | 6,3 | 0,85 | 4 | 620 | 7 | 0,85 | 2 | 35 | 9 | 0,80 | 3000 |
| 5 | 2 | 1,6 | 0,70 | 5 | 770 | 6 | 0,82 | 2 | 45 | 10 | 0,78 | 4000 |
| 6 | 1 | 6,3 | 0,75 | 1 | 380 | 8 | 0,80 | 5 | 67 | 5 | 0,75 | 4500 |
| 7 | 2 | 1,0 | 0,90 | 2 | 430 | 9 | 0,78 | 5 | 55 | 6 | 0,71 | 5000 |
| 8 | 1 | 4,0 | 0,80 | 3 | 490 | 9 | 0,75 | 4 | 75 | 5 | 0,98 | 5200 |
| 9 | 2 | 2,5 | 0,70 | 4 | 600 | 5 | 0,71 | 5 | 80 | 3 | 0,90 | 3200 |
| 10 | 1 | 1,6 | 0,85 | 5 | 710 | 4 | 0,98 | 3 | 55 | 10 | 0,85 | 2800 |
| 11 | 2 | 1,0 | 0,95 | 1 | 250 | 2 | 0,90 | 5 | 60 | 12 | 0,75 | 2900 |

ЗАДАЧА 3.3 (самостійно)

Визначити річні втрати електричної енергії в системі електропостачання $\Delta W_{\Sigma CE}$, кВт·год (рисунок 3.3), що складається з силових трансформаторів напругою 35/10 кВ та повітряних ліній напругою 10 кВ. Вихідні дані по варіантах наведені в таблиці 3.3. Матеріал проводу – сталь-алюміній.

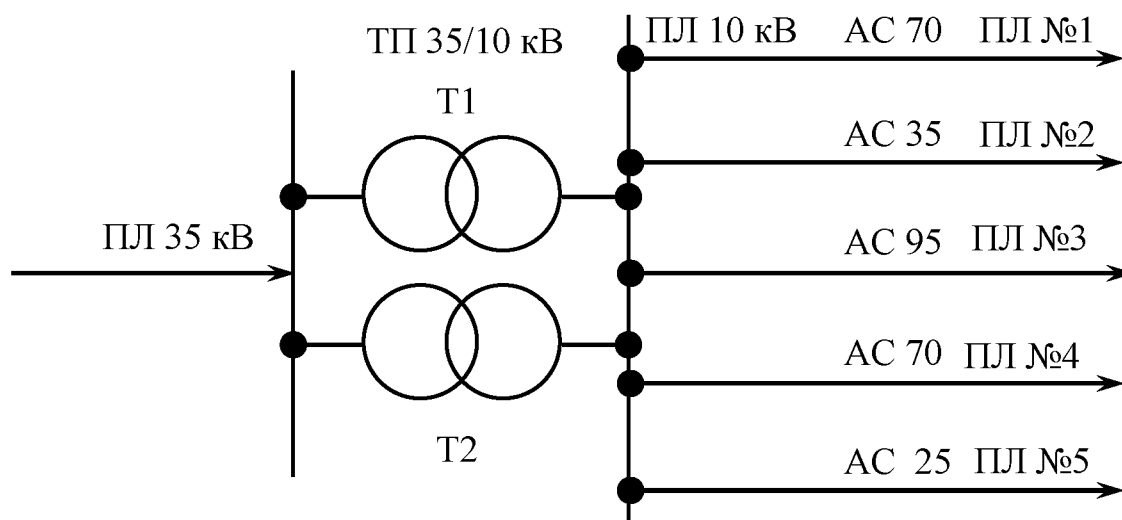


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема системи електропостачання

Таблиця 3.3 – Параметри елементів системи електропостачання

| Варіант | Кількість трансфор-в | $S_{н\text{тр}}$, МВА | κ_3 | № лінії | Параметри лінії | | | № лінії | Параметри лінії | | | T , год |
|-----------|----------------------|------------------------|------------|---------|-----------------|----------|----------------|---------|-----------------|----------|----------------|-----------|
| | | | | | P , кВт; | L , км | $\cos \varphi$ | | I , А; | L , км | $\cos \varphi$ | |
| 1 | 1 | 4,0 | 0,85 | 1 | 350 | 5,0 | 0,98 | 2 | 40 | 5,0 | 0,90 | 2400 |
| 2 | 2 | 6,3 | 0,70 | 2 | 410 | 6,0 | 0,95 | 3 | 30 | 8,0 | 0,85 | 1900 |
| 3 | 1 | 1,6 | 0,80 | 1 | 460 | 7,0 | 0,90 | 4 | 48 | 6,0 | 0,82 | 3100 |
| 4 | 2 | 6,3 | 0,75 | 3 | 520 | 7,0 | 0,85 | 5 | 25 | 9,0 | 0,80 | 2900 |
| 5 | 1 | 1,0 | 0,60 | 1 | 670 | 6,0 | 0,82 | 5 | 35 | 10,0 | 0,78 | 3400 |
| 6 | 2 | 4,0 | 0,65 | 2 | 280 | 8,0 | 0,80 | 4 | 57 | 5,0 | 0,75 | 3900 |
| 7 | 1 | 2,5 | 0,80 | 3 | 330 | 9,0 | 0,78 | 4 | 45 | 6,0 | 0,71 | 4300 |
| 8 | 2 | 1,6 | 0,90 | 4 | 390 | 9,0 | 0,75 | 5 | 35 | 5,0 | 0,98 | 4100 |
| 9 | 1 | 2,5 | 0,60 | 2 | 500 | 5,0 | 0,71 | 5 | 50 | 3,0 | 0,90 | 2200 |
| 10 | 2 | 1,0 | 0,75 | 2 | 610 | 4,0 | 0,98 | 3 | 35 | 10,0 | 0,85 | 1800 |
| 11 | 1 | 10,0 | 0,55 | 1 | 640 | 3,0 | 0,80 | 3 | 25 | 11,0 | 0,65 | 1600 |

ЗАНЯТТЯ 4

Тема: ПЕРЕВІРКА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА КОЛИВАННЯ НАПРУГИ ПІД ЧАС ПУСКУ ПОТУЖНОГО ЕЛЕКТРОДВИГУНА

Мета заняття: Навчитися виконувати перевірку електричної мережі напругою 0,38 кВ на коливання напруги під час пуску потужних електродвигунів.

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Пусковий струм електродвигунів з короткозамкненим ротором у 4...7,5 разів більший від їх номінального струму. Тому втрата напруги в мережі при пуску електродвигуна в кілька разів більша від втрати напруги при його нормальній роботі, що приводить до різкого зниження напруги на клеммах електродвигунів і в мережі [4 с.144-146; 5 с.148-150; 6 с.121-123; 9 с.60-65; 10 с.269-272].

Пуски електродвигунів здійснюють не часто, а тривалість пуску здебільшого не перевищує 10 с. Тому відхилення напруги при пуску електродвигунів допускають значно більші, ніж при нормальній роботі. Проте пусковий момент повинен бути достатнім для розгону електродвигуна до номінальних обертів.

Для електродвигунів з легкими умовами пуску (якщо початковий момент приводного механізму менший за $1/3 \cdot M_{\text{дв}}$ або дорівнює йому) допускається зменшення напруги на затискачах у момент пуску не нижче 30 % від номінальної. На затискачах інших електродвигунів напруга не повинна знижуватись більш ніж як на 20 % від номінальної.

Коливання напруги в мережі перевіряють при пуску короткозамкнених електродвигунів, приєднаних до джерела електроенергії (трансформатора) через повітряну лінію [4 с.144; 5 с.148; 6 с.121; 9 с.60; 10 с.269].

Для того, щоб коливання напруги в мережі 0,38 кВ під час пуску асинхронного електродвигуна знаходилося у заданих межах, необхідно щоб виконувалася умова:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} \% , \quad (4.1)$$

де $\Delta U_{\text{дон}} \%$ – допустиме коливання (втрата) напруги, %;

$\Delta U_{\text{факт}} \%$ – фактичне коливання (втрата) напруги, %.

Наближене значення фактичного коливання (втрати) напруги в процентах при пуску двигуна визначають за виразом:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{z_{\text{м}}}{z_{\text{м}} + z_{\text{дв}}} \cdot 100 \% , \quad (4.2)$$

де $z_{\text{м}}$ – повний опір електричної мережі, Ом;

$z_{\text{дв}}$ – повний опір короткого замикання асинхронного двигуна, Ом.

Причому

$$z_{\text{дв}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot \kappa_i \cdot I_{\text{н.дв}}} , \quad (4.3)$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі, В;

κ_i – кратність пускового струму електродвигуна (каталожні дані [11]);

$I_{\text{н.дв}}$ – номінальний струм електродвигуна (каталожні дані [12]), А.

При живленні від трансформатора повний опір мережі визначається:

$$z_{\text{м}} = z_{\text{л}} + z_{\text{тр}} , \quad (4.4)$$

де $z_{\text{л}}$ – повний опір лінії від трансформатора до двигуна, Ом;

$z_{\text{тр}}$ – повний опір короткого замикання трансформатора, Ом.

Повний опір лінії від трансформатора до електродвигуна:

$$z_{л} = \sum l_i \sqrt{r_{oi}^2 + x_{oi}^2}, \quad (4.5)$$

де r_{oi} , x_{oi} – питомий активний та індуктивний опір проводів i -тої ділянки лінії [4 с.458, 470; 5 с.498, 510; 6 с.93, 96; 8 с.188; 9 с.315], Ом/км;

l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.

Повний опір короткого замикання трансформатора:

$$z_{mp} = \frac{U_{к\%} \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{н.мп}}, \quad (4.6)$$

де $U_{к\%}$ – напруга короткого замикання трансформатора [4с.473; 5с.513; 10 с.158; 12 с.18], %;

U_n – номінальна напруга трансформатора з низької сторони, кВ;

$S_{н.мп}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Чому втрата напруги в мережі при пуску електродвигуна більша від втрати напруги при його нормальній роботі?
2. Які існують умови пуску електродвигунів і від чого вони залежать?
3. В яких межах допускається зниження напруги на затискачах електродвигунів?
4. Від чого залежить втрата напруги в мережі електродвигуна?
5. Як визначається фактична втрата напруги під час пуску електродвигуна?
6. Які заходи застосовують для зменшення коливання напруги під час пуску електродвигунів?

3 ЛІТЕРАТУРА

4 с.144-146, 458, 470-473; 5 с.148-150, 498, 510, 513; 6 с.93-96, 121-123; 7 с. 106; 7 с.188; 9 с.60-65, 315; 10 с.269-272; 12 с.18, 77.

Задача 4.1

Асинхронний двигун із короткозамкненим ротором АИР132М4 потужністю 11 кВт і напругою 0,38 кВ встановлений в приміщенні майстерні (рисунок 4.1). Майстерня отримує живлення від трансформатора потужністю 25 кВА повітряною лінією довжиною 0,35 км, яку виконано проводом АС-25. Допустиме коливання напруги в мережі $\Delta U_{\text{дон}} = 30\%$. Перевірити мережу на можливість пуску асинхронного електродвигуна.

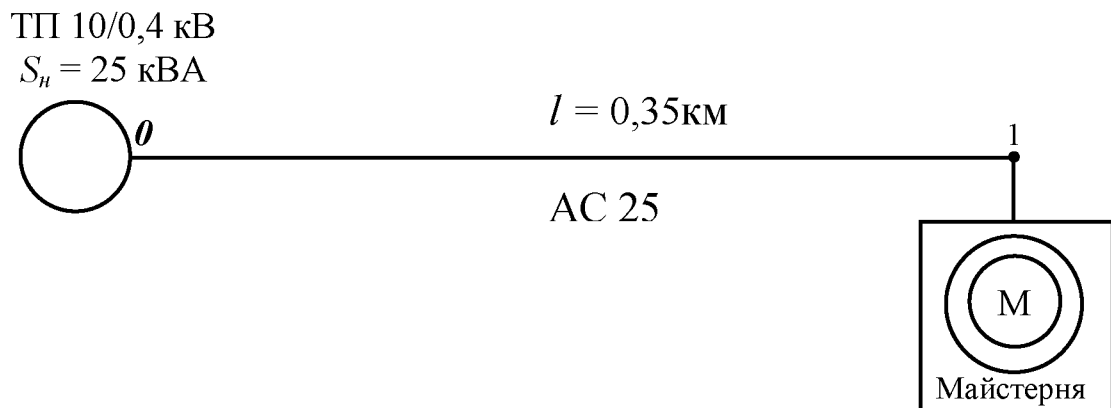


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Задаємося умовою:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} = 30\%.$$

2. Повний опір короткого замикання асинхронного двигуна:

$$z_{\text{дв}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot K_i \cdot I_{\text{н.дв}}}; \quad z_{\text{дв}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 7,5 \cdot 22} = 1,33 \text{ Ом.}$$

3. Повний опір лінії 0,38 кВ від трансформатора до двигуна:

$$z_{л} = \sum l_i \sqrt{r_{oi}^2 + x_{oi}^2}; \quad z_{л} = 0,35 \cdot \sqrt{1,146^2 + 0,319^2} = 0,41 \text{ Ом.}$$

4. Повний опір короткого замикання трансформатора:

$$z_{mp} = \frac{U_{к \%} \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{н. mp}}; \quad z_{mp} = \frac{4,7 \cdot 380^2}{100 \cdot 25000} = 0,27 \text{ Ом.}$$

5. Повний опір мережі:

$$z_{м} = z_{л} + z_{mp}; \quad z_{м} = 0,41 + 0,27 = 0,68 \text{ Ом.}$$

6. Фактичне коливання (втрата) напруги в процентах при пуску асинхронного електродвигуна:

$$\Delta U_{факт} \% = \frac{z_{м}}{z_{м} + z_{д}} \cdot 100 \% ,$$

$$\Delta U_{факт} \% = \frac{0,68}{0,68 + 1,33} \cdot 100 \% = 34\%.$$

7. Перевірка.

$$\Delta U_{факт} \% \leq \Delta U_{дон} .$$

$$\Delta U_{факт} \% = 34 > \Delta U_{дон} = 30\%.$$

Задана умова не виконується. Для зниження фактичного коливання напруги під час пуску двигуна необхідно збільшити переріз проводу повітряної лінії. Приймаємо провід марки АС-35.

Тоді:

$$Z_{л} = 0,35 \cdot \sqrt{0,773^2 + 0,308^2} = 0,29 \text{ Ом.}$$

$$Z_{м} = 0,29 + 0,27 = 0,56 \text{ Ом.}$$

$$\Delta U_{факт} \% = \frac{0,56}{0,56 + 1,33} \cdot 100 = 29\%.$$

$$\Delta U_{факт} \% = 29\% < \Delta U_{дон} \% = 30\%.$$

Умова виконується.

Задача 4.2 (самостійно)

Асинхронний двигун із короткозамкненим ротором серії АИР потужністю $P_{н.дв}$, кВт і напругою 0,38 кВ встановлений у виробничому приміщенні (рисунок 4.2). Електродвигун отримує живлення від трансформатора потужністю $S_{н.тр}$, кВА повітряною лінією довжиною l , км, що виконана проводом А перерізом F , мм². Відстань між проводами $D_{ср}$, мм. Перевірити мережу на можливість пуску асинхронного двигуна. Дані по варіантам для розрахунку мережі наведені в таблиці 4.1.

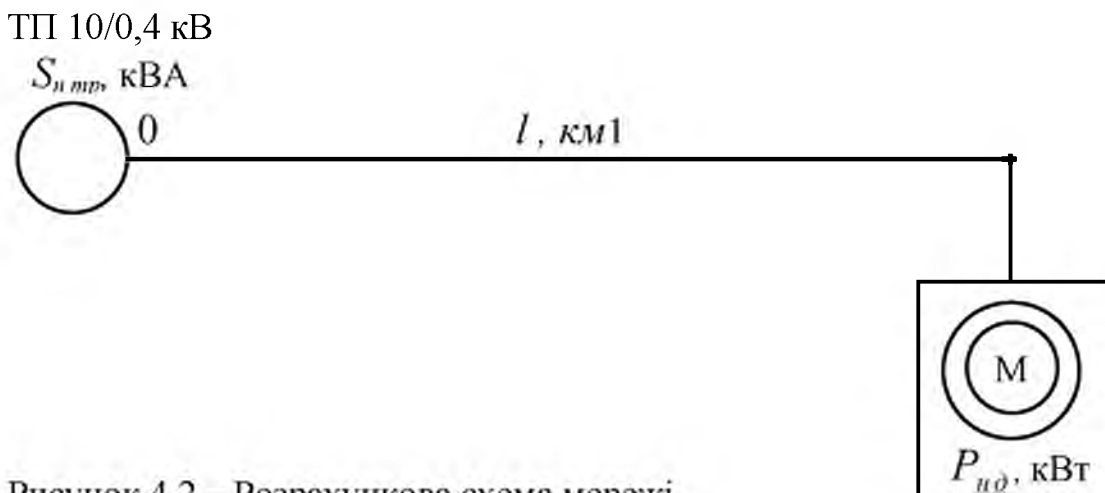


Рисунок 4.2 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для розрахунку мережі

| Варіант | $S_{н.тр}$, кВА | Тип двигуна | $P_{н.дв}$, кВт | l , м | F , мм ² | $D_{ср}$, мм | $\Delta U_{доп}$, % |
|---------|---------------------|-------------|---------------------|------------|--------------------------|------------------|-------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 25 | АИР132М4 | 11 | 100 | 25 | 400 | 20 |
| 2 | 40 | АИР160S2 | 15 | 200 | 35 | 600 | 20 |
| 3 | 63 | АИР180S4 | 22 | 150 | 35 | 400 | 30 |
| 4 | 100 | АИР160S6 | 11 | 300 | 25 | 600 | 20 |
| 5 | 160 | АИР200М6 | 22 | 100 | 50 | 400 | 30 |
| 6 | 250 | АИР160М4 | 18,5 | 350 | 35 | 800 | 20 |
| 7 | 400 | АИР180М6 | 18,5 | 400 | 25 | 400 | 20 |
| 8 | 630 | АИР180М4 | 30 | 500 | 35 | 400 | 30 |
| 9 | 25 | АИР132М2 | 11 | 200 | 25 | 600 | 30 |
| 10 | 40 | АИР160М6 | 15 | 150 | 25 | 400 | 20 |
| 11 | 63 | АИР160М2 | 18,5 | 50 | 35 | 600 | 20 |
| 12 | 100 | АИР200М6 | 22 | 250 | 35 | 400 | 30 |
| 13 | 160 | АИР200L6 | 30 | 200 | 50 | 600 | 30 |

Продовження таблиці 4.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-----------|-----|----------|------|-----|----|-----|----|
| 14 | 250 | АИР200М8 | 18,5 | 350 | 25 | 600 | 20 |
| 15 | 400 | АИР200М4 | 37 | 400 | 35 | 400 | 30 |
| 16 | 630 | АИР200L6 | 30 | 500 | 50 | 800 | 30 |
| 17 | 25 | АИР112М2 | 7,5 | 180 | 25 | 400 | 20 |
| 18 | 40 | АИР180М8 | 15 | 80 | 25 | 600 | 20 |
| 19 | 63 | АИР180S2 | 22 | 220 | 50 | 400 | 30 |
| 20 | 100 | АИР132М6 | 7,5 | 410 | 35 | 800 | 20 |
| 21 | 630 | АИР255М4 | 55,0 | 280 | 25 | 600 | 30 |
| 22 | 160 | АИР180М6 | 18,5 | 190 | 50 | 400 | 20 |

ЗАНЯТТЯ 5

Тема: ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

Мета заняття: Навчитися визначати допустиму втрату напруги в електричних мережах напругою 0,38 та 10 кВ.

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Найефективніше споживачі електричної енергії працюють при номінальній напрузі. Проте забезпечити споживачів номінальною напругою практично не можливо. Всякий провідник має певний опір, тому проходження електричного струму в електричній мережі пов'язане із втратами напруги. Ці втрати не залишаються сталими, так як навантаження мережі змінюється на протязі доби, сезону, року і т.д.

Внаслідок зміни навантаження змінюється і втрата напруги в мережі, і як наслідок, змінюється напруга на затискачах у споживачів. Ці зміни можуть бути швидкими і короткочасними (наприклад під час пуску асинхронного двигуна із короткозамкненим ротором) або повільними і тривалими (при поступовій зміні навантаження на протязі доби або року).

Короткочасні і швидкі зміни напруги називають коливанням напруги. Поступову зміну напруги називають відхиленням напруги.

Відхилення напруги – це алгебраїчна різниця між напругою в даній точці і номінальною напругою мережі. Відхилення напруги виражають у вольтах або у відсотках від номінальної напруги мережі [3 гл 1.2; 4с.131-144; 5с.134-148; 6с.80-92; 7с.78-80; 8с.162-167; 9с.65-70; 10с.280; 11с.66-74].

Електричні мережі необхідно проектувати таким чином, щоб найбільші відхилення напруги не перевищували допустимі значення і були якомога ближчими до них, щоб забезпечити нормальну роботу електроприймачів та запобігти зайвих витрат металу проводів.

Розрахунок електричних мереж виконують для двох випадків: для навантаження 100 і 25 % максимуму.

При 100% навантаженні втрата напруги в мережі буде максимальною і напруга у найбільш віддалених споживачів буде найнижчою. Відповідно, лінію розраховують таким чином, щоб відхилення напруги у споживача не перевищували – 5%, тобто

$$\delta U_{спож}^{100} \leq -5\% U_{ном}. \quad (5.1)$$

При навантаженні 25 % від максимуму втрата напруги в мережі в 4 рази менша, тому напруга в мережі, а особливо у споживачів, що розташовані поблизу підстанції може значно перевищувати номінальну. В цьому випадку необхідно, щоб відхилення напруги не перевищували +5%, тобто

$$\delta U_{спож}^{25} \leq +5\% U_{ном}. \quad (5.2)$$

До складу електричної мережі входять генератори, трансформатори, проводи ліній електропередачі та ін., які впливають на відхилення напруги у споживачів. Для визначення допустимої втрати напруги в мережі необхідно враховувати вплив вказаних елементів.

Трансформатори. Для трансформаторів, що використовуються в сільських електричних мережах, при максимальному завантаженні (100%) втрату напруги приймають в середньому наступною:

$$\Delta U_{тр}^{100} = (4...5)\%. \quad (5.3)$$

Відповідно при завантаженні трансформатора близько 25% втрату напруги приймають наступною:

$$\Delta U_{тр}^{25} = 0,25 \cdot \Delta U_{тр}^{100}. \quad (5.4)$$

Для компенсації втрати напруги в обмотках трансформаторів, їх виготовляють таким чином (вибір певної кількості витків обмотки), що в них забезпечується постійна надбавка, яка дорівнює +5% (+10% – для трансформаторів 35/10 кВ із регулюванням напруги під навантаженням).

Якщо до первинної обмотки трансформатора підвести номінальну напругу, то при холостому ході напруга на вторинній обмотці становитиме 105% (110%) номінальної напруги мережі.

Крім того, в трансформаторах передбачено змінну (регульовану) надбавку. Їх виготовляють з перемикачем відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ) (при відключенні трансформатора від мережі) і з регулятором відгалужень обмотки під навантаженням (РПН) (без відключення його від мережі).

Трифазні знижувальні трансформатори із ПБЗ на напругу до 35 кВ включно мають п'ять відгалужень (-5; -2,5; 0; +2,5; та + 5%). Відповідно, загальна надбавка трансформатора (сума постійної та регульованої надбавок) в трансформаторах з ПБЗ може змінюватися від 0 до +10 % (0; +2,5; +5; +7,5; + 10%).

При регулюванні напруги під навантаженням (РПН) перемикання здійснюється автоматично ступенями. Для трансформаторів 35/10 кВ потужністю 1000...6300 кВА регулювання здійснюється в діапазоні -9...+9 % (кроком $6 \times 1,5\%$).

Шини підстанцій. Споживачі електричної енергії у сільській місцевості живляться від підстанцій 110/35, 35/10, 110/35/10 кВ. На шинах вторинної напруги вказаних підстанцій необхідно забезпечити зустрічне регулювання напруги в межах від 0 до + 5% номінальної напруги мережі. Тобто відхилення напруги на шинах підстанції повинні бути наступними:

$$\delta U_{ПС}^{100} = +5\%; \quad \delta U_{ПС}^{25} = 0\%. \quad (5.5)$$

На практиці, із різних причин, відхилення напруги на шинах підстанцій часто виходять за вказані межі. При проектуванні сільських мереж необхідно враховувати такі режими роботи підстанції.

Проводи повітряних ліній. Оскільки втрата напруги в лінії пропорційна навантаженню, то при мінімальній потужності, що споживається, в проводах повітряної лінії вона становить 25% від максимального значення:

$$\Delta U_{ПЛ}^{25} = 0,25\Delta U_{ПЛ}^{100}. \quad (5.6)$$

Для визначення допустимої втрати напруги в мережі складають таблицю відхилень напруги. В таблиці розглядають два режими: режим максимального навантаження (100%) і режим мінімального навантаження (25%). У таблицю заносять всі елементи електричної мережі, від точки, для якої відомий режим напруги (генератор, шини трансформаторної підстанції) – до споживача.

Для обох режимів навантаження (100 і 25 %) спочатку записують усі відомі відхилення напруги, а потім, вибираючи певні відгалуження трансформаторів, за режимом максимального навантаження визначають допустиму втрату напруги в електричних лініях. Доцільність вибраних відгалужень перевіряють за відхиленням напруги у споживачів в режимі мінімального навантаження (порівнюючи його із допустимим).

Допустима втрата напруги в лініях 0,38 і 10 кВ визначається за відхиленням напруги у споживачів, яка повинна бути в межах $\pm 5\%$ від номінальної.

Загальна допустима втрата напруги в мережі під час 100 % навантаження $\Delta U_{дон}^{100}, \%$, визначається за виразом:

$$\Delta U_{дон}^{100} = \delta U_{живл.}^{100} + \sum (\delta U_{пост.} + \delta U_{перем.}) - \sum \Delta U_{втр.}^{100} - \delta U_{спож.}^{100}, \quad (5.7)$$

де $\delta U_{живл.}^{100}$ – відхилення напруги біля джерела живлення при 100% навантаженні (для мережі 35/10/0,4кВ – на шинах 10 кВ підстанції 35/10кВ), %;

$\delta U_{спож.}^{100}$ – допустиме відхилення напруги у споживача при 100 % навантаженні, %;

$\sum (\delta U_{пост.} + \delta U_{перем.})$ – сума постійних та змінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{втр.}^{100}$ – сумарні втрати напруги в лініях та в трансформаторах при 100% навантаженні, %.

Одержану загальну допустиму втрату напруги $\Delta U_{доп}^{100}$, % (5.7), необхідно розділити приблизно порівну між лініями мережі 10 і 0,38 кВ.

Відхилення напруги у найближчого до джерела живлення споживача при 25% навантаженні віддаленої ТП 10/0,4 кВ $\delta U_{живл.}^{25}$, %, перевіряємо за виразом:

$$\delta U_{спож.}^{25} = \delta U_{живл.}^{25} + \sum (\delta U_{пост.} + \delta U_{перем.}) - \sum \Delta U_{втр.}^{25} \leq +5\% , \quad (5.8)$$

де $\delta U_{живл.}^{25}$ – відхилення напруги біля джерела живлення при 25 % навантаженні (для мережі 35/10/0,4кВ – на шинах 10кВ підстанції 35/10кВ), %;

$\sum (\delta U_{пост.} + \delta U_{перем.})$ – сума постійних та змінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{втр.}^{25}$ – сумарні втрати напруги в лініях та в трансформаторах при 25% навантаженні, %.

Для розрахунку допустимої втрати напруги складається таблиця відхилень напруги [4 с.142; 5 с.146; 6 с.88; 7 с.80; 8 с.167; 9 с.70; 11 с.71].

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що таке спад напруги?
2. Що таке втрата напруги?
3. Що таке коливання напруги?
4. Що таке відхилення напруги?
5. Як впливають елементи електричної мережі на відхилення напруги?
6. Як впливають відхилення напруги на роботу споживачів?

7. Як пов'язані втрата та відхилення напруги в мережі?
8. Які режими навантаження мережі і чому саме їх розглядають при визначенні допустимої втрати в мережі?
9. Які прийняті допустимі відхилення напруги в мережі для сільсько-господарських споживачів?
10. Які є методи регулювання напруги в сільських електричних мережах?
11. В чому полягає режим сталого регулювання напруги?
12. В чому полягає режим зустрічного регулювання напруги?
13. Що таке постійна та перемінна надбавка трансформатора?
14. Що таке регулювання напруги під навантаженням (РПН)?
15. Як здійснюється регулювання напруги перемикачем відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ)?

3 ЛІТЕРАТУРА

3 гл 1.2; 4 с.131-144; 5 с.134-148; 6 с.80-92; 7 с.78-80; 8 с.162-167; 9 с.65-70; 10 с.280; 11 с.66-74.

Задача 5.1

Визначити допустиму втрату напруги в електричній мережі 10/0,4 кВ, наведеній на рисунку 5.1. Живлення споживачів здійснюється від районної трансформаторної підстанції (РТП) 35/10 кВ. Прийняти, що РТП (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати напругу на шинах 10 кВ в межах $\delta U_{спож.}^{100} = +5\%$, $\delta U_{живл.}^{25} = 0\%$.

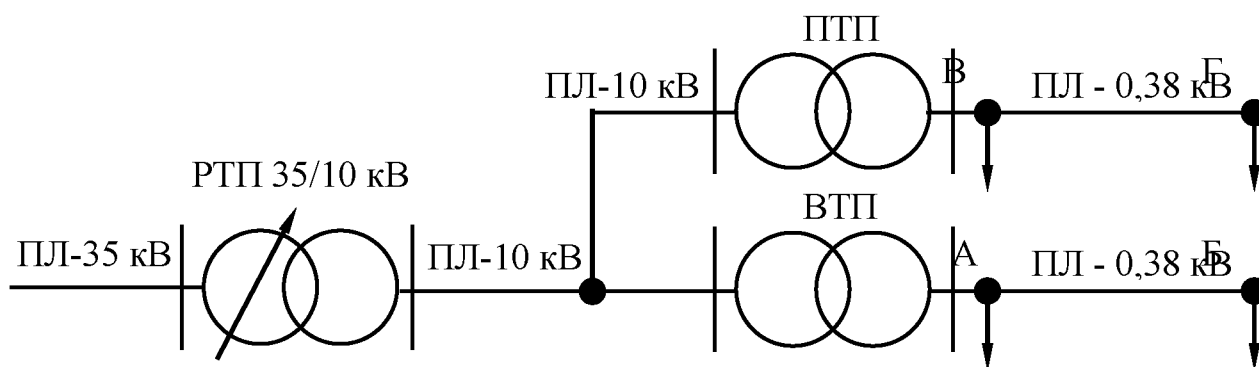


Рисунок 5.1 – Розрахункова схема електричної мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Для розрахунку допустимої втрати напруги в мережі 10/0,38 кВ складаємо таблицю відхилень напруги (таблиця 5.1).
2. Визначаємо елементи, що входять до складу мережі та заносимо до таблиці значення відхилень напруги на них.

Таблиця 5.1 – Таблиця відхилень напруги на елементах мережі

| Елемент мережі | Відхилення напруги, % | | | |
|-----------------------------------|---------------------------------------|--------|--------------------------------|-----------|
| | Найбільш віддалена ТП 10/0,4 кВ (ВТП) | | Проектована ТП 10/0,4 кВ (ПТП) | |
| | 100% | 25% | 100% | 25% |
| Відхилення напруги на шинах 10 кВ | +5 | 0 | +5 | 0 |
| Лінія 10 кВ | -6 | -1,5 | -3 | -0,75 |
| Трансформатор 10/0,4 кВ: | | | | |
| – постійна надбавка | +5 | +5 | +5 | +5 |
| – змінна надбавка | +2,5 | +2,5 | 0 | 0 |
| – втрати | -4 | -1 | -4 | -1 |
| Лінія 0,38 кВ | -7,5 | 0 | -8 | 0 |
| Відхилення напруги у споживача | -5 | 5 < +5 | -5 | 3,25 < +5 |

3. Для віддаленої ТП 10/0,4 кВ (ВТП) приймаємо надбавку трансформатора 10/0,4 кВ +7,5% (+5 – постійна; +2,5 – перемінна надбавка).

4. Визначаємо сумарну допустиму втрату напруги в мережі 10/0,38 кВ до точки Б:

$$\Delta U_{дон}^{100} = \delta U_{живл.}^{100} + \sum (\delta U_{пост.} + \delta U_{перем.}) - \sum \Delta U_{втр.}^{100} - \delta U_{спож.}^{100}$$

$$\Delta U_{донБ}^{100} = +5 + (+5 + 2,5) - 4 - (-5) = 13,5\%$$

5. Загальну втрату напруги $\Delta U_{дон}^{100}$, %, розподіляємо приблизно порівну між мережами (лініями) 10 та 0,38 кВ:

$$\Delta U_{дон 10}^{100} = -6\%, \quad \Delta U_{дон 0,38}^{100} = -7,5\%$$

6. Перевіряємо відхилення напруги у найближчого споживача віддаленої ТП (ВТП) при 25% навантаженні (точка А). Приймаємо, що втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки А дорівнює нулю – $\Delta U_{0,38}^{25} = 0\%$ (споживач розташований безпосередньо біля шин 0,4 кВ ТП), тоді:

$$\delta U_{спож.}^{25} = \delta U_{живл.}^{25} + \sum (\delta U_{пост.} + \delta U_{перем.}) - \sum \Delta U_{втр.}^{25} \leq +5\%$$

$$\delta U_{спож.А}^{25} = 0 + (+5 + 2,5) - (1,5 + 1 + 0) = 5\% = +5\%$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в мережі (лінії 10) кВ, яка дорівнює –6 % (таблиця 5.1), перевіряються вибрані перерізи проводів лінії 10 кВ.

Фактична втрата напруги до будь-якої точки мережі 10 кВ не повинна перевищувати допустиму: $\Delta U_{факт. 10}^{100} \leq \Delta U_{дон 10}^{100}$.

Після вибору перерізу проводів ПЛ-10 кВ визначається фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до проектованої ТП 10/0,4кВ (ПТП).

7. Припустимо, що фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до ПТП (рисунок 5.1) складає $\Delta U_{факт 10}^{100} = -3\%$. Значення фактичної втрати напруги до ПТП підставляємо в таблицю 5.1.

8. Для проектованої ТП 10/0,4 кВ (ПТП) приймаємо надбавку трансформатора +5 % (+5 – постійна; 0 – змінна надбавка).

9. Допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки Г складе:

$$\Delta U_{доп}^{100} = \delta U_{живл.}^{100} + \sum(\delta U_{пост.} + \delta U_{перем.}) - \sum \Delta U_{втр.}^{100} - \delta U_{спож.}^{100}$$

$$\Delta U_{доп0,38}^{100} = +5 + (+5 + 0) - (3 + 4) - (-5) = 8\%.$$

10. Перевіряємо відхилення напруги у найближчого споживача проектованої ТП (ПТП) при 25% навантаженні (точка В):

$$\delta U_{спож.}^{25} = \delta U_{живл.}^{25} + \sum(\delta U_{пост.} + \delta U_{перем.}) - \sum \Delta U_{втр.}^{25} \leq +5\%$$

$$\delta U_{спож.В}^{25} = 0 + (+5 + 0) - (0,75 + 1 + 0) = 3,25\% < +5\%.$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ для ПТП, яка дорівнює -8% (таблиця 5.1), перевіряються вибрані перерізи проводів ПЛ-0,38 кВ. Фактична втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, не повинна перевищувати допустиму: $\Delta U_{факт. 0,38}^{100} \leq \Delta U_{доп 0,38}^{100}$.

Задача 5.2 (самостійно)

Визначити допустиму втрату напруги в мережі, наведеній на рисунку 5.2. Вважати, що РТП 35/10 кВ (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати відхилення напруги на шинах 10 кВ в межах від $\delta U_{спож.}^{100}$ до $\delta U_{живл.}^{25}$. Дані для розрахунку за варіантами наведені в таблиці 5.2.

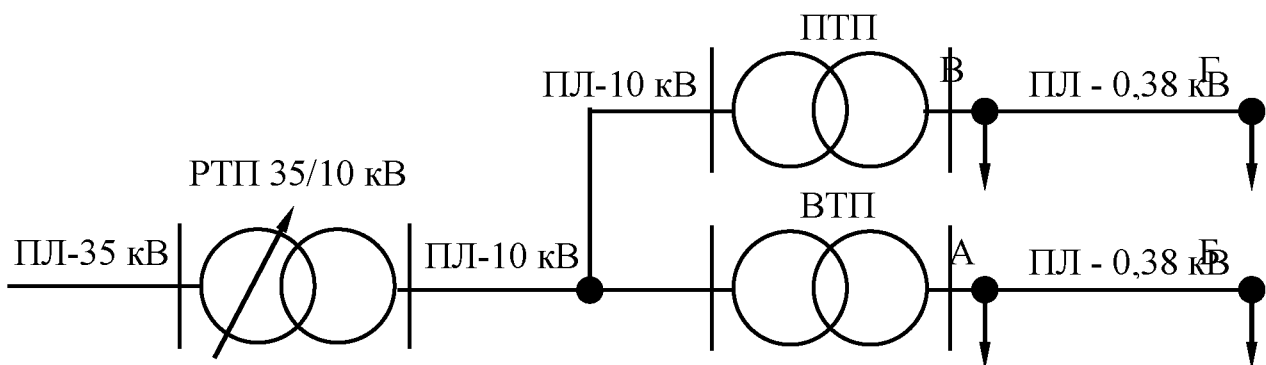


Рисунок 5.2 – Розрахункова схема електричної мережі

Таблиця 5.2 – Вихідні дані для розрахунків

| Варіант | Відхилення напруги на шинах 10 кВ РТП, % | | Фактична втрата напру- ги в лінії 10 кВ до ПТП при 100% навантаженні, % |
|---------|---|-------------------------|--|
| | 100% навантаження | 25% навантаження | |
| | $\delta U_{живл.}^{100}$ | $\delta U_{живл.}^{25}$ | $\Delta U_{факт10}^{100}$ |
| 1 | + 2,5 | 0 | - 1,0 |
| 2 | + 3,0 | - 1,0 | - 2,0 |
| 3 | + 5,0 | - 2,0 | - 4,0 |
| 4 | + 4,5 | - 1,5 | - 3,0 |
| 5 | + 3,5 | - 1,0 | - 1,2 |
| 6 | + 4,0 | 0 | - 3,6 |
| 7 | + 3,0 | + 1,0 | - 1,0 |
| 8 | + 4,5 | 0 | - 2,0 |
| 9 | + 2,0 | - 2,0 | - 1,2 |
| 10 | + 3,0 | - 1,5 | - 2,4 |
| 11 | + 5,0 | 0 | - 4,0 |
| 12 | + 4,0 | - 1,0 | - 4,4 |
| 13 | + 3,5 | + 1,0 | - 1,6 |
| 14 | + 5,0 | - 1,5 | - 3,0 |
| 15 | + 4,5 | - 2,5 | - 3,2 |
| 16 | + 5,0 | + 1,0 | - 6,0 |
| 17 | + 3,0 | 0 | - 1,6 |
| 18 | + 5,0 | - 1,0 | - 4,4 |
| 19 | + 5,0 | + 2,0 | - 5,0 |
| 20 | + 4,0 | - 2,0 | - 3,2 |
| 21 | + 3,5 | 0 | - 4,8 |
| 22 | + 4,5 | - 1,0 | - 2,6 |

ЗАНЯТТЯ 6

Тема: ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОЇ КОМУТАЦІЙНОЇ АПАРАТУРИ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Мета заняття: Навчитися виконувати вибір електричних апаратів трансформаторних підстанцій напругою 35(110)/10 та 10/0,4 кВ і виконувати їх перевірку на термічну та динамічну стійкість

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Електричні апарати, ізолятори і струмопровідні пристроїв в умовах експлуатації працюють у трьох основних режимах:

1) **тривалому**, при якому надійна робота апаратів, ізоляторів і струмопровідних пристроїв забезпечується правильним вибором їх за номінальними значеннями напруги та струму;

2) **перевантаження**, при якому надійна робота апаратів та інших пристроїв електроустановок забезпечується обмеженням величини і тривалості підвищення напруги або струму у таких межах, коли ще гарантується нормальна робота пристроїв за рахунок запасу міцності;

3) **короткого замикання**, при якому надійна робота апаратів, ізоляторів і струмопровідних елементів забезпечується відповідністю обраних параметрів пристроїв за умовами термічної та електродинамічної стійкості, а для вимикачів, запобіжників і вимикачів навантаження – ще й за умовами комутаційної здатності [8]

Обираючи апарати, необхідно враховувати рід установки (у приміщенні чи на відкритому повітрі), температуру зовнішнього середовища, вологість і забрудненість приміщення. Перелік необхідних видів перевірок для різноманітного обладнання наведено в таблиці 6.1

Вибір за номінальною напругою. Відхилення напруги в умовах експлуатації зазвичай не перевищує 10 – 15% номінальної, тому при виборі апаратів за напругою достатньо виконати умову:

$$U_{ne} \geq U_{н.р}, \quad (6.1)$$

де U_{ne} – номінальна напруга електроапаратів, які обирають (апарата, ізоляторів, струмопроводів), В;

$U_{н.р}$ – номінальна робоча напруга установки для якої вибирається електроапарат, В.

Таблиця 6.1 – Умови перевірки електрообладнання підстанцій

| Режим роботи | Види перевірок | Струмові частини і апарати | | | | | | | | | |
|-------------------|---------------------|----------------------------|----------|--------|------------------|--------------------|----------|--------------|------------|-----------------|----------------|
| | | шини ЗРП | шини ВРП | кабелі | опорні ізолятори | прохідні ізолятори | вимикачі | роз'єднувачі | розрядники | короткозамикачі | відокремлювачі |
| номінальний режим | за робочим струмом | X | X | X | – | X | X | X | – | – | X |
| | за робочою напругою | X | X | X | X | X | X | X | X | X | X |
| режим к.з. | динамічна стійкість | X | – | – | X | X | X | X | – | X | X |
| | термічна стійкість | X | X | X | – | – | X | X | – | X | X |
| | струм вимикання | – | – | – | – | – | X | – | – | X | – |

Зазвичай апарати випускаються з деяким допустимим запасом міцності за ізоляцією, що дозволяє встановлювати їх у ланках системи, у якій робоча напруга може перевищувати номінальну. У цьому випадку більш точна умова вибору має вигляд:

$$U_{ne} + \Delta U_{ne} \geq U_{нр} + \Delta U_{нр}, \quad (6.3)$$

де ΔU_{ne} – допустиме підвищення напруги понад номінальну, при якій завод-виготівник гарантує нормальну роботу електрообладнання, В;

$\Delta U_{нр}$ – можливе відхилення робочої напруги установки, для якої обирається електрообладнання, від номінальної в умовах експлуатації, В.

Величини допустимих відхилень напруги від номінальної $\Delta U_{н.е}$ (%) для електричних апаратів, ізоляторів і струмопроводів в умовах експлуатації наведені нижче:

- | | |
|------------------------|----------------------------------|
| 1. Кабелі – 1,10 | 6. Реактори – 1,10 |
| 2. Розрядники – 1,25 | 7. Трансформатори струму – 1,10 |
| 3. Ізолятори – 1,15 | 8. Трансформатори напруги – 1,10 |
| 4. Роз'єднувачі – 1,15 | 9. Запобіжники – 1,10 |
| 5. Вимикачі – 1,15 | |

Вибір за номінальним струмом. Правильний вибір електрообладнання за номінальним струмом забезпечує відсутність небезпечних перегрівів частин електрообладнання при тривалій роботі у нормальному режимі. При цьому потрібно виконати умову:

$$I_{н.е} \geq I_{р.мах} \quad (6.4)$$

де $I_{н.е}$ – номінальний струм електрообладнання, що вибирається, А;

$I_{р.мах}$ – максимальний діючий робочий струм кола, у якому встановлюється електрообладнання, А.

Вибираючи апарати і струмопровідні пристрої, необхідно враховувати також температуру зовнішнього середовища. Якщо розрахункова температура зовнішнього середовища $\theta_{з.с}$ відрізняється від номінальної, то тривало допустимий струм електрообладнання для розрахункових умов охолодження необхідно перерахувати за формулою:

$$I_{\theta} = I_{н.е} \sqrt{\frac{\theta_{дон} - \theta_{з.с}}{\theta_{дон} - \theta_{з.н}}} \quad (6.5)$$

де I_{θ} – тривало допустимий струм електрообладнання при дійсній температурі зовнішнього середовища, А;

$\theta_{дон}$ – тривало допустима температура окремих частин обладнання при нормованій температурі, °С;

$\theta_{з.н}$ – нормована температура зовнішнього середовища, °С (для апаратів

$\theta_{з.н}=+35^{\circ}\text{C}$; для шин і кабелів прокладених відкрито у каналах, тунелях
 $\theta_{з.н}=+25^{\circ}\text{C}$; для кабелів, прокладених у землі ($\theta_{з.н}=+15^{\circ}\text{C}$)

Як було зазначено вище, електричні апарати, ізолятори і струмопровідні пристрої повинні бути у режимі к.з. **перевірені на електродинамічну і термічну стійкість.**

Умовою перевірки електрообладнання за електродинамічною стійкістю є:

$$\begin{aligned} i_{e\max} &\geq i_{уд} ; \\ I_{e\max} &\geq I_{уд} , \end{aligned} \quad (6.6)$$

де $i_{e\max}, i_{уд}$ – відповідно, амплітуди максимально допустимого струму для виду електрообладнання, яке вибирається, і розрахункова амплітуда ударного струму к.з., кА;

$I_{e\max}, I_{уд}$ – відповідно, допустима величина найбільшого діючого значення повного струму к.з. для обладнання, яке вибирається (за даними довідників), і діюче значення розрахункового ударного струму к.з., кА.

Для перевірки термічної стійкості апаратів, ізоляторів і провідників повинна бути виконана умова за одним з наступних трьох виразів:

$$\begin{aligned} I_{e.m}^2 \cdot t_{e.m} &\geq B_{к} ; \\ I_{e.m}^2 \cdot t_{e.m} &\geq I_{\infty}^2 t_{\phi} \\ I_{e.m} &\geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\phi}}{t_{e.m}}} , \end{aligned} \quad (6.7)$$

де $I_{e.m}$ – номінальний струм термічної стійкості виду електрообладнання, яке вибирається, (за паспортними даними), кА;

$t_{e.m}$ – номінальний час термічної стійкості під час дії струму $I_{e.m}$, с;

$B_{к}$ – тепловий імпульс, що характеризує кількість тепла, яке виділяється у

апараті за час дії к.з., $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$;

I_∞ – діюче розрахункове значення усталеного струму к.з., kA ;

t_ϕ – розрахунковий приведений фіктивний час дії струму к.з., c .

Значення теплового імпульсу B_K можна визначити, якщо відомі значення струму к.з. для декількох моментів часу перехідного процесу:

$$B_K = \sum_{s=1}^n I_{ски}^2 \cdot \Delta t_i, \quad (6.8)$$

де $I_{ски}^2$ – середньоквадратичний струм у i -му проміжку часу, A ;

Δt_i – тривалість i -го проміжку, c ;

n – кількість проміжків.

При віддаленому к.з., коли періодична складова струму залишається незмінною і тривалості замикання $t \geq 0,2c$ B_K визначається:

$$B_K \approx (I''^{(3)})^2 (t + T_a), \quad (6.9)$$

де T_a – постійна часу згасання аперіодичної складової, c (зазвичай приймається

$$T_a = 0,05c);$$

t – час дії к.з., c .

Дійсний час, протягом якого проходить процес к.з. визначається тривалістю дії захисту t_z і вимикаючої апаратури $t_{вим}$:

$$t = t_z + t_{вим} \quad (6.10)$$

У розрахунках користуються **приведеним (фіктивним) часом** – проміжок часу, протягом якого усталений струм к.з. виділяє таку ж кількість тепла, яку повинен виділити струм к.з., який фактично проходить, за дійсний час короткого замикання:

$$t_\phi = t_{\phi n} + t_{\phi a}, \quad (6.11)$$

де $t_{\phi n}$, $t_{\phi a}$ – відповідно, періодична і аперіодична складові приведенного (фіктивного) часу дії к.з., с.

Періодична складова часу к.з. $t_{\phi n}$ визначається у залежності від відношення (β'') початкового надперехідного струму I''_k до усталеного значення I_∞ у місці к.з. і дійсного часу спрацювання захисту і вимикаючого апарату t :

$$t_{\phi n} = f(\beta'', t), \quad (6.12)$$

$$\beta'' = I'' / I_\infty$$

Залежність $t_{\phi n} = f(\beta'', t)$ представлена на рисунку 6.1.

При визначенні t_ϕ необхідно врахувати наступне:

1) при к.з у віддаленій точці і розрахунку к.з. за умови живлення від системи необмеженої потужності (для сільських електричних мереж) $I''_k = I_\infty$, тоді $\beta'' = 1$;

2) при $t > 1c$ і розрахунку к.з. за умови живлення від системи необмеженої потужності $t_\phi = t_{\phi n}$;

3) при $t > 5c$:

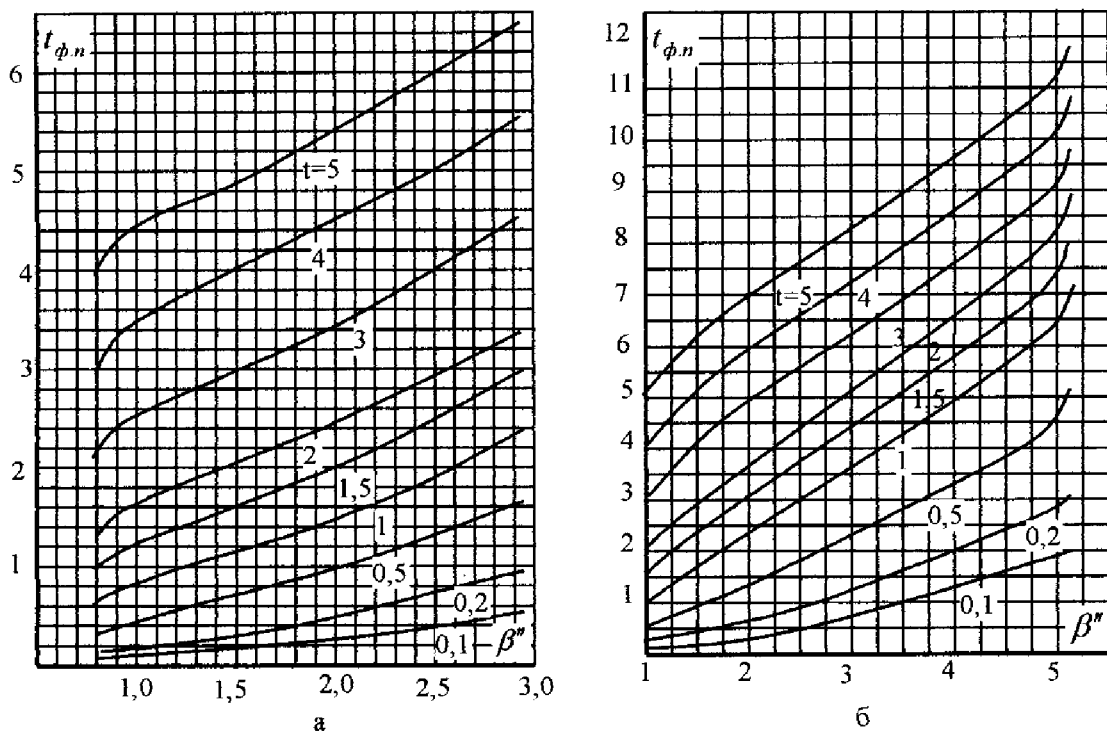
$$t_\phi = t_{\phi 5} + (t - 5), \quad (6.13)$$

де $t_{\phi 5}$ – значення фіктивного часу при $t=0,5c$ (криві рисунка 6.1), с.

Аперіодична складова $t_{\phi a}$ визначається приблизно за виразом:

$$t_{\phi a} \approx 0,05(\beta'')^2 \quad (6.14)$$

Алгоритм визначення приведенного (фіктивного) часу наведено на рисунку 6.1



а – при живленні від генератора з АРЗ; б – при живленні від генератора без АРЗ

Рисунок 6.1 – Криві залежності приведенного часу для періодичної складової струму к. з.

При проектуванні необхідно застосовувати нові типи обладнання, апаратів і матеріалів.

Вибір електричних апаратів: вимикачів, відокремлювачів, короткозамикачів і роз'єднувачів проводять шляхом порівняння їх номінальних, паспортних параметрів з відповідними розрахунковими значеннями струмів і напруг електроустановок. Умови вибору комутаційних апаратів приведені у таблиці 6.2.

Для кожного апарата за каталогом обирають привід. При виборі привода для вимикачів необхідно пам'ятати що він є одним з основних споживачів оперативного струму і впливає на вибір його джерела.

При виборі відокремлювача і роз'єднувача не враховують граничний струм вимикання $I_{вим}$, а при виборі короткозамикача, на додачу до вказаного, не здійснюють перевірку за струмом навантаження $I_{прис.р}$.

Технічні дані апаратів можна знайти у [8].

Таблиця 6.2 – Умови вибору і перевірки високовольтних комутаційних апаратів

| Найменування обладнання | Умови вибору і перевірки | | | | | |
|-------------------------------|--------------------------|---------------------------|--|----------------------------------|---------------------------|--------------------------------|
| | за номінальною напругою | за номінальним струмом | за динамічною стійкістю | за термічною стійкістю | граничний струм вимикання | допустима потужність вимикання |
| вимикачі | $U_{ном} > U_{роб}$ | $I_{ном} \geq I_{трив.р}$ | $i_{max} \geq i_{уд}$ $I_{max} \geq I_{уд}$ | $I_t^2 t \geq I_\infty^2 t_\phi$ | $I_{вим} \geq I_k^{(3)}$ | $S_{вим} \geq S_k$ |
| відокремлювачі і роз'єднувачі | $U_{ном} \geq U_{роб}$ | $I_{ном} \geq I_{трив.р}$ | $i_{max} \geq i_{уд}$ $I_{max} \geq I_{уд}$ | $I_t^2 t \geq I_\infty^2 t_\phi$ | — | — |
| короткозамикачі | $U_{ном} \geq U_{роб}$ | — | $i_{max} \geq i_{уд}$ $I_{max} \geq I_{уд}$ | $I_t^2 t \geq I_\infty^2 t_\phi$ | — | — |

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. За якими параметрами вибирають електричні апарати?
2. З якою метою і як перевіряють електричні апарати на термічну стійкість?
3. З якою метою і як перевіряють електричні апарати на електродинамічну стійкість?
4. Що може відбутися із електричним апаратом, якщо напруга в мережі буде перевищувати напругу на яку його розраховано?
5. За якими параметрами перевіряють комутаційні та захисні апарати, що призначені для відключення аварійних струмів в мережі?
6. За якою умовою перевіряють на чутливість автоматичні вимикачі із електромагнітним розчіплювачем?
7. За якою умовою перевіряють на чутливість автоматичні вимикачі із тепловим або комбінованим розчіплювачем?

3 ЛІТЕРАТУРА

3. с. 275-305, 443-452; 4 с. 281-284; 5 с. 297-302; 6 с. 228-233; 7 с. 203-205; 8 с. 229-234, 517-532; 9 с. 168-172; 10 с. 200-216; 11 с. 98-109; 12 с. 100-118; 13 с. 228-391.

Задача 6.1

На даній РТП (додаток Д, рис. Д1) повинен бути встановлений один трансформатор потужністю $S_{HT}=2500$ кВА. Живлення підстанції двостороннє і здійснюється від підстанції РТП №1 – 35/10 кВ та РТП №4 – 35/10 кВ. Крім того, через РТП₀₂ може здійснюватися транзит потужності між джерелами живлення ДЖ1 та ДЖ2. Від РТП₀₂ – 35/10 кВ відходять чотири лінії 10 кВ.

Відповідно запропонованої схеми первинних кіл комутації РТП₀₂-35/10 кВ (додаток Д, рис. Д1) необхідно здійснити розрахунок та вибір наступної комутаційної апаратури:

1) зі сторони високої напруги 35 кВ підстанції: роз'єднувачів QSG1 – QSG4, вимикача QW в перемичці, відокремлювача QR та короткозамикача QN в колі живлення силового трансформатора TV1;

2) з низької сторони 10 кВ: вимикачів у шафах відхідних ліній та на вводі і роз'єднувачів QS1.1 – QS7.1 в кожній із шаф.

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Розрахунок та вибір комутаційної апаратури проводимо згідно рекомендацій підпункта 6.2.2.1 і умов вибору (таблиця 6.2). Розрахунок та перевірку здійснюємо в табличній формі.

6.1.1 Вибір роз'єднувачів. Зі сторони 35 кВ встановлено два роз'єднувача з двома заземлюючими ножами QSG1, QSG2 та два – з одним заземлюючим ножем QSG3, QSG4.

Розрахунковий струм тривалого перевантаження визначаємо за виразом:

$$I_{\text{трив.р}} = \frac{k_n \cdot S_{\text{нТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (6.15)$$

де $S_{\text{нТ}}$ - номінальна потужність трансформатору, кВА;

U_n - номінальна напруга з боку установки шин, кВ;

k_n - коефіцієнт перевантаження, $k_n = 1,4$ [2.2]

$$I_{\text{трив.р}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{1,73 \cdot 35} = 57,8 \text{ А}$$

Із [8 додаток Д5, таблиця Д5.1], згідно умов (таблиця 6.3) вибираємо роз'єднувачі типа РДЗ.2-35/1000УХЛ1 – для зовнішньої установки, двоколонковий, з двома заземлювачами на номінальну напругу 35 кВ, номінальним струмом 1000 А з використанням в умовах помірного та холодного клімату, з категорією розміщення на відкритому повітрі, виконаним згідно ТУ У 343563759-94. В якості приводу використовується привід ПРЗ.2 УХЛ1 з двома валами заземлювачів з тими ж категоріями виконання по клімату та розміщенню. Виробник АВВ „РЗВА”, м. Рівне, Україна. Аналогічно проводиться вибір інших роз'єднувачів, які застосовуються в наведеній схемі первинної комутації підстанції. Технічні дані обраної номенклатури роз'єднувачів наведені у таблиці 6.4.

Таблиця 6.3 – Вибір та перевірка роз'єднувачів зі сторони 35 кВ.

| Позиційне позначення на схемі | Розрахункові дані | | Параметри апарата | | Умови вибору | |
|-------------------------------|---|-------------------|--|-------------------|---|---------------|
| | Параметр | Чисельне значення | Параметр | Чисельне значення | Умова | Чисельні дані |
| QSG1, QSG2 | $U_{\text{роб}}, \text{кВ}$ | 35 | $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$ | 35 | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}$ | 35=35 |
| | $I_{\text{трив.р}}, \text{А}$ | 57,8 | $I_{\text{ном}}, \text{А}$ | 1000 | $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{трив.р}}$ | 1000>57,8 |
| | $i_y^{(3)}, \text{кА}$ | 5,44 | $i_{\text{max}}, \text{кА}$ | 63,0 | $i_{\text{max}} \geq i_y^{(3)}$ | 63>5,44 |
| | $I_y^{(3)}, \text{кА}$ | 3,13 | $I_{\text{max}}, \text{кА}$ | - | $I_{\text{max}} \geq I_y^{(3)}$ | - |
| | $I_{\infty}^{(3)2} \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 10,73 | $I_{\text{m.c}} = I_t^2 \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 1875,0 | $I_{\text{m.c}} \geq I_{\infty}^{(3)2} \cdot t$ | 1875>10,73 |

Таблиця 6.4 – Технічні дані вибраних роз'єднувачів

| Позиційне позначення на схемі | Тип роз'єднувача | Номінальна напруга $U_{ном}, кВ$ | Номінальний струм $I_{ном}, А$ | Струм електродинамічної стійкості $i_{max}, кА$ | Струм термічної стійкості $I_t, кА$ | Тривалість проходження струму термічної стійкості $t, с$ | Норматив виконання | Тип приводу та норматив виконання | Виробник |
|-------------------------------|-----------------------|----------------------------------|--------------------------------|---|-------------------------------------|--|----------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|
| QSG1, QSG2 | РДЗ.2-35/1000 УХЛ1 | 35 | 1000 | 63,0 | 25,0 | 3 | ТУ У 343563759-94 | ПРЗ.2УХЛ1 ТУ У 343563759-019-94 | ABB „РЗВА” м. Рівне Україна |
| QSG3, QSG4 | РДЗ.1-35/1000 УХЛ1 | 35 | 1000 | 63,0 | 25,0 | 3 | ТУ У 343563759-94 | ПРЗ.1УХЛ1 ТУ У 343563759-019-94 | ABB „РЗВА” м. Рівне Україна |

6.1.2 Вибір відокремлювача (позиційне позначення QR). Умови вибору відокремлювачів ті ж самі, що і для роз'єднувачів. Необхідні вихідні дані наведені в попередніх розрахунках. На підставі цих даних та умов вибору з [8 додаток Д5, таблиця Д5.2] вибираємо відокремлювач типу ОД-35/630У1 без заземлюючих ножів на номінальну напругу 35 кВ і номінальний струм 630 А з використанням в умовах помірного клімату та з категорією розміщення на відкритому повітрі. Для приводу відокремлювача прийнятий ручний привід типу ПРО-1-У1 першої модифікації з використанням в умовах помірного клімату і призначений для установки на відкритому повітрі. Умови вибору та технічні дані обраного відокремлювача наведені у таблиці 6.5.

6.1.3 Вибір короткозамикача (позиційне позначення QN). Для наведеної схеми первинної комутації необхідно обрати двополюсний короткозамикач. Згідно умов вибору (таблиця 6.2) та додатку [8.с 522-523. Д5.3] вибрано короткозамикач типа КРН-35У1 зовнішньої установки на номінальну напругу 35 кВ з

використанням в умовах помірного клімату і розташуванням на відкритому повітрі. Приводом короткозамикача є ручний привід типу ПРК-1-У1 першої модифікації, призначений для помірного клімату та установки на відкритому повітрі. Технічні дані та умови вибору короткозамикача наведені у таблиці 6.6.

Таблиця 6.5 – Вибір та перевірка відокремлювачів зі сторони 35 кВ

| Позиційне позначення на схемі | Розрахункові дані | | Параметри апарата | | Умови вибору | |
|-------------------------------|---|-------------------|-------------------------------|-------------------|--|---------------|
| | Параметр | Чисельне значення | Параметр | Чисельне значення | Умова | Чисельні дані |
| QR1 | $U_{роб}, кВ$ | 35 | $U_{ном}, кВ$ | 35 | $U_{ном} \geq U_{роб}$ | 35=35 |
| | $I_{трив.р}, А$ | 57,8 | $I_{ном}, А$ | 630 | $I_{ном} \geq I_{трив.р}$ | 630>57,8 |
| | $i_y^{(3)}, кА$ | 5,44 | $i_{max}, кА$ | 80 | $i_{max} \geq i_y^{(3)}$ | 80>5,44 |
| | $I_y^{(3)}, кА$ | 3,13 | $I_{max}, кА$ | 31 | $I_{max} \geq I_y^{(3)}$ | 31>3,13 |
| | $I_{\infty}^{(3)2} \cdot t, кА^2 \cdot с$ | 10,73 | $I_t^2 \cdot t, кА^2 \cdot с$ | 48 | $I_{т.с} \geq I_{\infty}^{(3)2} \cdot t$ | 48>10,73 |

Таблиця 6.6 – Вибір та перевірка короткозамикача

| Позиційне позначення на схемі | Розрахункові дані | | Параметри апарата | | Умови вибору | |
|-------------------------------|---|-------------------|-------------------------------|-------------------|--|---------------|
| | Параметр | Чисельне значення | Параметр | Чисельне значення | Умова | Чисельні дані |
| QN | $U_{роб}, кВ$ | 35,0 | $U_{ном}, кВ$ | 35,0 | $U_{ном} \geq U_{роб}$ | 35=35 |
| | $i_y^{(3)}, кА$ | 5,44 | $i_{max}, кА$ | 42,0 | $i_{max} \geq i_y^{(3)}$ | 42>5,44 |
| | $I_y^{(3)}, кА$ | 3,13 | $I_{max}, кА$ | 16,5 | $I_{max} \geq I_y^{(3)}$ | 16,5>3,13 |
| | $I_{\infty}^{(3)2} \cdot t, кА^2 \cdot с$ | 10,73 | $I_t^2 \cdot t, кА^2 \cdot с$ | 40,0 | $I_t^2 \cdot t \geq I_{\infty}^{(3)2} \cdot t$ | 40>10,73 |

6.1.4 Вибір вимикачів. На стороні 35 кВ встановлено один вимикач QW в перемичці між двома живлячими лініями. Умови вибору, розрахункові дані та параметри вибраного вимикача наведені в таблиці 6.7. Згідно [8 с 523-524, додаток Д5.4] вибрано вимикач типу ВТ-35-800-12,5У1 – масляний на номінальну

напругу 35 кВ і номінальний струм 800 А, з номінальним струмом відключення 12,5 кА, призначений для використання у умовах помірного клімату з розташуванням на відкритому повітрі. Умови вибору та основні технічні характеристики вимикача наведені у таблиці 6.7.

З низької сторони 10 кВ встановлені викатні елементи, які передбачено встановлювати в комплектних розподільчих пристроях зовнішньої установки.

Розрахунковий струм тривалого перевантаження для вимикача QW3 (ввідна шафа) буде дорівнювати:

$$I_{\text{трив.р}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{1,73 \cdot 10} = 202,3 \text{ А}$$

Для останніх вимикачів (відхідні лінії) QW1.1; QW2.1; QW5.1; QW7.1 максимальний струм визначається з потужності кожної відхідної лінії з урахуванням коефіцієнту перевантаження. Із розрахунків, зроблених раніше. навантаження фідера Ф-1 складає $S_I = 1639,8 \text{ кВА}$. Тоді струм відхідної лінії буде:

$$I_{\text{трив.р1}} = \frac{1,4 \cdot 1639,8}{1,73 \cdot 10} = 132,7 \text{ А}$$

Аналогічно розраховуються струми тривалого перевантаження для останніх фідерів Ф-1 – Ф-4.

Таблиця 6.7 – Вибір та перевірка вимикача зі сторони 35 кВ

| Позначення на схемі | Розрахункові дані | | Параметри апарата | | Умови вибору | |
|---------------------|---|-------------------|---|-------------------|---|---------------|
| | Параметр | Чисельне значення | Параметр | Чисельне значення | Умова | Чисельні дані |
| QW | $U_{\text{роб}}, \text{кВ}$ | 35 | $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$ | 35 | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}$ | 35=35 |
| | $I_{\text{трив.р}}, \text{А}$ | 57,8 | $I_{\text{ном}}, \text{А}$ | 800 | $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{трив.р}}$ | 800>57,8 |
| | $i_y^{(3)}, \text{кА}$ | 5,44 | $i_{\text{max}}, \text{кА}$ | 31,5 | $i_{\text{max}} \geq i_y^{(3)}$ | 31,5>5,44 |
| | $I_{\text{к}}^{(3)}, \text{кА}$ | 2,59 | $I_{\text{вим}}, \text{кА}$ | 12,5 | $I_{\text{вим}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}$ | 12,5>2,59 |
| | $I_{\infty}^{(3)2} \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 10,73 | $I_t^2 \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 50,0 | $I_{\text{т.с}} \geq I_{\infty}^{(3)2} \cdot t$ | 50,0>10,73 |

Для ввідної шафи, вибираємо вакуумний вимикач типа ВВ-10У-20/630У3 з пружинним приводом на номінальну напругу 10 кВ і номінальний струм 630 А, який використовується для роботи в шафах комплектних розподільчих пристроїв як внутрішньої, так і зовнішньої установки у сукупності з вкатними елементами в умовах помірного клімату, з категорією розміщення в неопалюваних приміщеннях. Аналогічні вимикачі згідні для використання в чарунках відхідних ліній. Умови вибору та технічні дані обраних вимикачів наведені у таблицях 6.8 і 6.9.

Таблиця 6.8 – Вибір та перевірка вимикача зі сторони 10 кВ (ввідна шафа розподільчого пристрою).

| Позиційне позначення на схемі | Розрахункові дані | | Параметри апарата | | Умови вибору | |
|-------------------------------|---|-------------------|-------------------------------|-------------------|--|---------------|
| | Параметр | Чисельне значення | Параметр | Чисельне значення | Умова | Чисельні дані |
| QW3.1 | $U_{роб}, кВ$ | 10 | $U_{ном}, кВ$ | 10 | $U_{ном} \geq U_{роб}$ | 10=10 |
| | $I_{трив.р}, А$ | 202,3 | $I_{ном}, А$ | 630 | $I_{ном} \geq I_{трив.р}$ | 630>202,3 |
| | $i_y^{(3)}, кА$ | 5,71 | $i_{max}, кА$ | 52,0 | $i_{max} \geq i_y^{(3)}$ | 52,0>5,71 |
| | $I_k^{(3)}, кА$ | 2,72 | $I_{вим}, кА$ | 20,0 | $I_{вим} \geq I_k^{(3)}$ | 20,0>2,72 |
| | $I_\infty^{(3)2} \cdot t, кА^2 \cdot с$ | 11,84 | $I_t^2 \cdot t, кА^2 \cdot с$ | 60,0 | $I_{т.с} \geq I_\infty^{(3)2} \cdot t$ | 60,0>11,84 |

Таблиця 6.9 – Технічні дані вибраних вимикачів

| Позиційне позначення на схемі | Тип роз'єднувача | Номінальна напруга $U_{\text{ном}}$, кВ | Номінальний струм $I_{\text{ном}}$, А | Струм електродинамічної стійкості, i_{max} , кА | Струм термічної стійкості I_t , кА | Тривалість проходження струму термічної стійкості t , с | Номінальний струм вимикання $I_{\text{вим}}$, кА | Час спрацьовування t_i , с | | Спосіб гасіння дуги та норматив виконання | Тип приводу та норматив виконання | Виробник |
|-------------------------------|------------------|---|---|--|--------------------------------------|---|--|------------------------------|-------------|---|-----------------------------------|--------------------------------|
| | | | | | | | | вмикання | відключення | | | |
| QW | BT-35/800-12,5У1 | 35 | 800 | 31,5 | 12,5 | 4 | 12,5 | 0,34 | 0,06 | масляний | пружинний ПП-67 | ABB „P3BA” м. Рівне Україна |
| QW1.1 | VB-10У-20/630У3 | 10 | 630 | 52,0 | 20,0 | 3 | 20,0 | - | - | вакуумний | пружинний | |
| QW2.1 | VB-10У-20/630У3 | 10 | 630 | 52,0 | 20,0 | 3 | 20,0 | - | - | | | |
| QW3.1 | VB-10У-20/630У3 | 10 | 630 | 52,0 | 20,0 | 3 | 20,0 | - | - | | | |
| QW5.1 | VB-10У-20/630У3 | 10 | 630 | 52,0 | 20,0 | 3 | 20,0 | - | - | | | |
| QW7.1 | VB-10У-20/630У3 | 10 | 630 | 52,0 | 20,0 | 3 | 20,0 | - | - | | | |

Задача 6.2 (самостійно)

Відповідно запропонованої схеми первинних кіл комутації (додаток Д, рис. Д1) необхідно здійснити розрахунок та вибір наступної комутаційної апаратури:

- 1) зі сторони високої напруги 35 кВ підстанції: роз'єднувачів, вимикача в перемищці, відокремлювача в колі живлення силових трансформаторів Т1, Т2;
- 2) з низької сторони 10 кВ: вимикачів у шафах відхідних ліній та на вводі і роз'єднувачів в кожній із шаф.

Таблиця 6.10 – Параметри електричної мережі 35 кВ

| Варіант | $S_{Н.Т1}, S_{Н.Т2},$ кВА | $i_y^{(3)},$ кА | $I_y^{(3)},$ кА |
|---------|---------------------------|-----------------|-----------------|
| 1 | 4000 | 5,57 | 16,89 |
| 2 | 4000 | 2,59 | 7,89 |
| 3 | 2500 | 3,44 | 10,66 |
| 4 | 6300 | 5,04 | 15,62 |
| 5 | 2500 | 3,7 | 11,45 |
| 6 | 10000 | 7,12 | 22,1 |
| 7 | 10000 | 9,46 | 30,5 |
| 8 | 1600 | 2,89 | 8,96 |
| 9 | 4000 | 4,19 | 12,99 |
| 10 | 4000 | 5,23 | 16,22 |
| 11 | 6300 | 7,8 | 24,22 |
| 12 | 4000 | 5,49 | 17,01 |
| 13 | 4000 | 2,58 | 7,98 |
| 14 | 2500 | 3,17 | 10,76 |
| 15 | 6300 | 5,11 | 15,86 |
| 16 | 2500 | 3,74 | 11,61 |
| 17 | 10000 | 7,16 | 22,2 |
| 18 | 1000 | 2,48 | 7,69 |
| 19 | 1600 | 2,89 | 8,96 |
| 20 | 4000 | 4,22 | 13,09 |
| 21 | 4000 | 5,26 | 16,32 |
| 22 | 6300 | 7,86 | 24,37 |

Таблиця 6.11 – Параметри електричної мережі 10 кВ секції трансформатора

Т1

| Варіант | $S_{Н.Т1}, S_{Н.Т2},$ кВА | $S_{\phi1},$ кВА | $S_{\phi2},$ кВ А | $S_{\phi3},$ кВ А | $S_{\phi4},$ кВА | $I_y^{(3)},$ кА | $I_{\kappa}^{(3)},$ кА |
|---------|------------------------------|------------------|----------------------|----------------------|------------------|-----------------|------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 4000 | 860 | 540 | 1600 | 500 | 3,68 | 1,77 |
| 2 | 4000 | 920 | 552 | 1528 | 420 | 1,67 | 0,79 |
| 3 | 2500 | 1210 | 170 | 530 | 152 | 2,26 | 1,07 |
| 4 | 6300 | 2830 | 530 | 1400 | 620 | 2,1 | 1,08 |
| 5 | 2500 | 1350 | 200 | 449 | 420 | 2,42 | 1,15 |
| 6 | 10000 | 2100 | 1300 | 1650 | 1980 | 1,87 | 0,89 |
| 7 | 10000 | 1410 | 1510 | 1300 | 2500 | 5,46 | 2,79 |
| 8 | 1600 | 760 | 250 | 100 | 100 | 3,89 | 1,85 |
| 9 | 4000 | 700 | 300 | 1500 | 1200 | 3,62 | 1,72 |

Продовження таблиці 6.11

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|----|-------|------|------|------|-------|------|------|
| 10 | 4000 | 1120 | 1142 | 738 | 620 | 3,43 | 1,63 |
| 11 | 6300 | 1470 | 697 | 500 | 520 | 3,25 | 1,55 |
| 12 | 4000 | 860 | 1200 | 830 | 910 | 3,63 | 1,71 |
| 13 | 4000 | 920 | 1800 | 500 | 620 | 3,69 | 1,76 |
| 14 | 2500 | 310 | 370 | 920 | 830 | 2,28 | 1,08 |
| 15 | 6300 | 2330 | 490 | 1300 | 14470 | 2,13 | 1,01 |
| 16 | 2500 | 650 | 620 | 590 | 575 | 2,46 | 1,17 |
| 17 | 10000 | 1090 | 1225 | 1994 | 1478 | 5,79 | 2,76 |
| 18 | 1000 | 210 | 390 | 189 | 170 | 2,6 | 1,24 |
| 19 | 1600 | 450 | 460 | 380 | 390 | 3,03 | 1,44 |
| 20 | 4000 | 1000 | 1100 | 887 | 979 | 2,77 | 1,32 |
| 21 | 4000 | 1020 | 1160 | 976 | 984 | 3,45 | 1,64 |
| 22 | 6300 | 1570 | 1250 | 1497 | 1300 | 3,28 | 1,56 |

Таблиця 6.12 – Параметри електричної мережі 10 кВ секції трансформатора Т2

| Варіант | $S_{н.т1}, S_{н.т2},$ кВА | $S_{\phi1},$ кВА | $S_{\phi2},$ к ВА | $S_{\phi3},$ кВ А | $S_{\phi4},$ кВА | $I_y^{(3)},$ кА | $I_k^{(3)},$ кА |
|---------|------------------------------|------------------|----------------------|----------------------|------------------|-----------------|-----------------|
| 1 | 4000 | 950 | 975 | 987 | 966 | 3,48 | 0,77 |
| 2 | 4000 | 920 | 952 | 928 | 920 | 1,59 | 1,23 |
| 3 | 2500 | 610 | 570 | 530 | 552 | 2,15 | 1,94 |
| 4 | 6300 | 1530 | 1530 | 1400 | 1620 | 2,00 | 3,08 |
| 5 | 2500 | 650 | 600 | 649 | 620 | 2,31 | 4,92 |
| 6 | 10000 | 2100 | 2300 | 2550 | 2980 | 1,78 | 7,69 |
| 7 | 10000 | 2410 | 2510 | 2300 | 2500 | 2,46 | 12,30 |
| 8 | 1600 | 360 | 350 | 400 | 400 | 2,89 | 19,40 |
| 9 | 4000 | 700 | 1300 | 980 | 1200 | 2,62 | 0,77 |
| 10 | 4000 | 1020 | 1042 | 738 | 820 | 3,27 | 1,23 |
| 11 | 6300 | 1470 | 1697 | 1500 | 1520 | 3,10 | 1,94 |
| 12 | 4000 | 960 | 1020 | 983 | 910 | 3,43 | 3,08 |
| 13 | 4000 | 940 | 980 | 950 | 962 | 1,61 | 4,92 |
| 14 | 2500 | 610 | 670 | 620 | 630 | 2,17 | 7,69 |
| 15 | 6300 | 1330 | 1490 | 1400 | 1570 | 2,03 | 12,30 |
| 16 | 2500 | 640 | 620 | 598 | 615 | 2,34 | 19,40 |
| 17 | 10000 | 2090 | 2225 | 1997 | 1498 | 1,79 | 0,75 |
| 18 | 1000 | 220 | 227 | 219 | 218 | 2,48 | 1,22 |
| 19 | 1600 | 350 | 360 | 388 | 398 | 2,89 | 1,91 |
| 20 | 4000 | 1000 | 910 | 987 | 979 | 2,64 | 3,03 |
| 21 | 4000 | 920 | 916 | 986 | 994 | 3,29 | 4,88 |
| 22 | 6300 | 1470 | 1450 | 1497 | 1355 | 3,12 | 7,55 |

ЗАНЯТТЯ 7

Тема: ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ І НАПРУГИ

Мета заняття: Навчитися виконувати вибір вимірювальних трансформаторів трансформаторних підстанцій напругою 35(110)/10 та 10/0,4 кВ і виконувати перевірку трансформаторів струму на термічну та динамічну стійкість

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Трансформатори струму вибирають за номінальною напругою, номінальним первинним струмом, номінальним вторинним струмом, класом точності, номінальною потужністю вторинного кола, конструкцією, родом установки. В режимі короткого замикання необхідно перевірити трансформатор струму на динамічну і термічну стійкість. Умови вибору приведені в таблиці 7.1

Трансформатори струму, призначені для релейного захисту додатково перевіряють на 10% похибку.

Силові трансформатори і багатооб'ємні масляні вимикачі на напругу 35 кВ і вище мають вбудовані трансформатори струму, які необхідно використовувати для приєднання релейного захисту.

Умовою вибору трансформатора струму за потужністю є:

$$S_{2n} \geq S_{2p}, \quad (7.1)$$

де S_{2n} – номінальна потужність трансформатора струму, В·А;

S_{2p} – розрахункова потужність вторинного кола трансформатора, В·А;

$$S_{2p} = \sum_{i=1}^n S_{прил} + I_{2n}^2 R_{пров} + I_{2n}^2 R_k, \quad (7.2)$$

де $\sum_{i=1}^n S_{прил}$ – сумарна потужність усіх приладів, підключених до трансформатора струму, В·А (береться з довідкових даних);

$I_{2н}^2$ – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму,
А;

$R_{пров}$ – активний опір з'єднувальних проводів, Ом;

R_k – активний опір контактів, Ом (приймається для всього кола рівним 0,1 Ом).

Допустимий опір з'єднувальних проводів можна знайти з виразу (7.3), якщо припустити що розрахункова потужність S_p дорівнює номінальній вторинній потужності $S_{2н}$ трансформатора струму:

$$R_{опров} = \frac{S_{2н} - (\sum_{i=1}^n S_{прил} + I_{2н}^2 R_k)}{I_{2н}^2} = Z_{2н} - \left(\sum_{i=1}^n Z_{прил} + R_k \right) \quad (7.3)$$

де $Z_{2н}$ – номінальний опір вторинного кола трансформатора струму, Ом;

$\sum_{i=1}^n Z_{прил}$ – сумарний повний опір підключених до трансформатора приладів, Ом.

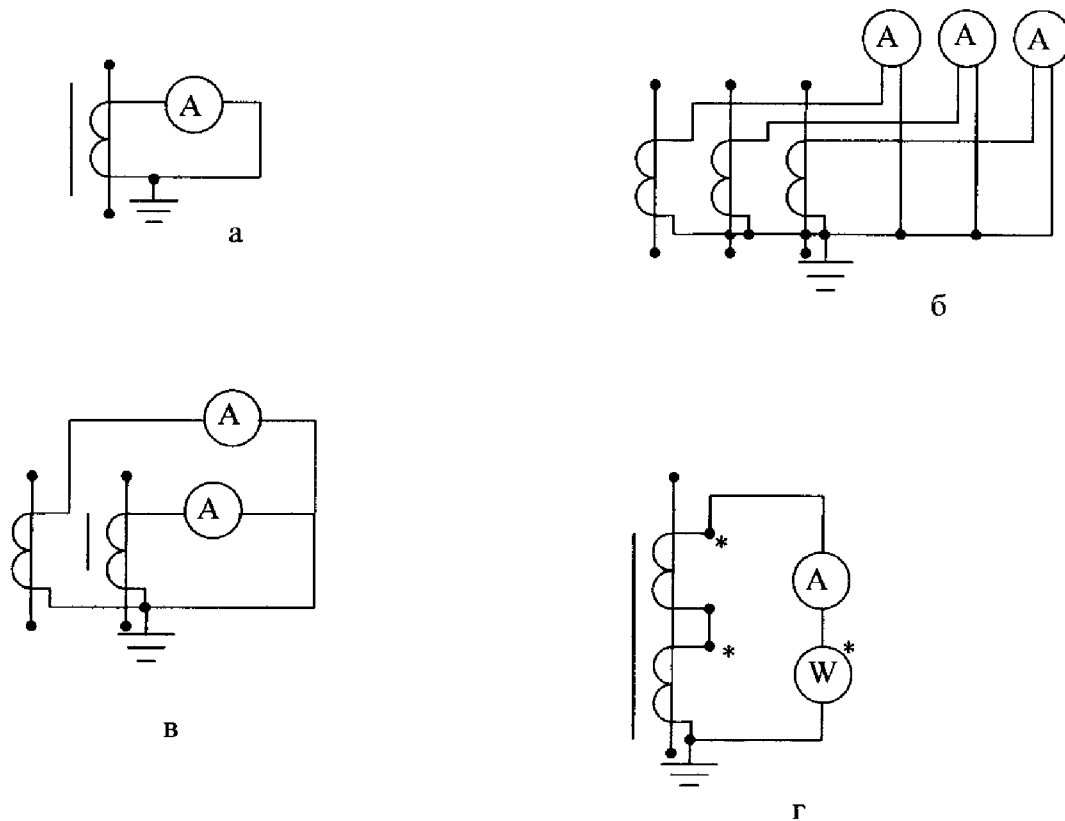
Мінімально допустимий переріз з'єднувальних проводів визначимо за формулою:

$$F_{д.пров} = \frac{\rho \cdot l \cdot k_{cx}}{R_{д.пров}}, \quad (7.4)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводів, Ом·мм²/м;

l – довжина з'єднувальних проводів в один кінець (від трансформатора струму до вимірювального приладу), м;

k_{cx} – коефіцієнт, що залежить від схеми включення вимірювальних приладів або реле (див. рисунок 7.1); для одного трансформатора $k_{cx}=2$; для схеми повної зірки $k_{cx}=1$; для неповної зірки $k_{cx} = \sqrt{3}$.



а – при одному трансформаторі струму; б – схема повної зірки; в – схема неповної зірки; г – послідовне з'єднання трансформаторів струму

Рисунок 7.1 – Схеми вмикання вимірювальних приладів з трансформаторами струму

За результатами розрахунку обирається стандартний переріз проводу $F_{в.п}$ згідно умови:

$$F_{в.п} \geq F_{д.пров} \quad (7.5)$$

При цьому необхідно враховувати, що мінімальний переріз проводів приймається: для міді – 2,5 мм², для алюмінію – 4 мм².

Перевірку трансформатора струму на динамічну і термічну стійкість проводять з урахуванням коефіцієнта кратності струму динамічної стійкості $k_{д}$ і односекундного струму термічної стійкості $k_{т}$.

Таблиця 7.1 – Умови вибору трансформаторів струму

| Параметри трансформатора струму | Умови вибору |
|---|--|
| Номінальна напруга | $U_{ном} \geq U_{роб}$ |
| Номінальний первинний струм | $I_{ном} \geq I_{max.роб}$ |
| Номінальний вторинний струм | в залежності від довжини вторинного кола |
| Клас точності | згідно з ПБЕ |
| Номінальна вторинна потужність | $S_{2н} > S_{2розрах}$ |
| Кратність струму динамічної стійкості | $\sqrt{2}I_{ном1} \cdot k_d \geq i_{уд}$ |
| Кратність односекундного струму термічної стійкості | $I_{ном1} \cdot k_t \geq I_{\infty} \sqrt{t_{\phi}}$ |

$$k_d = \frac{i_{max}}{\sqrt{2}I_{ном1}}; \quad k_t = \frac{I_t}{I_{ном1}}, \quad (7.6)$$

де i_{max} – амплітуда максимально допустимого струму обраного трансформатора,

А;

I_t – номінальний струм термічної стійкості, А;

$I_{ном1}$ – номінальний струм первинної обмотки трансформатора, А.

Клас точності трансформаторів струму обирають у залежності від типу і класу точності приладів, які приєднуються до трансформаторів. Деякі рекомендації щодо застосування трансформаторів струму наведені у таблиці 7.2

Таблиця 7.2 – Область застосування трансформаторів струму різного класу точності

| Клас точності | Прилади, що рекомендуються для підключення |
|---------------|--|
| 0,5 | Для живлення лічильників електроенергії та інших приладів з класом точності 1 і 1,5 |
| 1,0 | Для включення ватметрів, фазометрів, контрольних лічильників, реле потужності і реле опору |
| 3,0 | Для живлення амперметрів і струмових реле |
| 10,0 | Для живлення струмових реле, вбудованих у привід вимикачів і оперативних кіл релейного захисту |

Шкала номінальних і найбільших допустимих робочих первинних стру-

мів наведена у таблиці 7.3

Таблиця 7.3 – Найбільші допустимі робочі первинні струми

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-----|-----|-----|-----|
| Номинальний первинний струм, А | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 | 30 | 40 | 50 | 75 | 80 | 100 | 150 | 200 | 250 | 300 | 400 | 500 |
| Найбільший робочий первинний струм, А | 1 | 5 | 10 | 16 | 20 | 32 | 40 | 50 | 80 | 80 | 100 | 160 | 200 | 250 | 320 | 400 | 500 |
| Номинальний первинний струм, А | 600 | 750 | 800 | 1000 | 1200 | 1500 | 2000 | 3000 | 4000 | 5000 | 6000 | 8000 | 10000 | | | | |
| Найбільший робочий первинний струм, А | 630 | 800 | 800 | 1000 | 1250 | 1600 | 2000 | 3200 | 4000 | 5000 | 6300 | 8000 | 10000 | | | | |

Технічні дані трансформаторів струму, які широко використовуються у сільському електропостачанні, наведені у таблиці 7.4 та 7.5, [8.с 531-532.додаток Д6,т Д6.1].

Таблиця 7.4 – Технічні дані трансформаторів струму

| Тип трансформатора струму | Номинальна напруга, кВ | Номинальний струм первинної обмотки | Вторинні навантаження, при яких забезпечується клас точності | | | | | | Кратність стійкості | |
|---------------------------|------------------------|-------------------------------------|--|-------|-------|-------|---------|-------|---------------------|-------------------------|
| | | | 0,5 | | 1 | | 3 | | динамічної | односекундної термічної |
| | | | Ом | В·А | Ом | В·А | Ом | В·А | | |
| ТК-20 | 0,66 | 5...1000 | 0,2 | 5 | - | - | - | - | - | - |
| ТК-40 | 0,66 | 5...1000 | 0,4 | 10 | - | - | - | - | - | - |
| ТК-120 | 0,66 | 5...1000 | - | - | 1,2 | 30 | - | - | - | - |
| ТКЛН-10-0,5/Р | 10 | 10...200 | 0,4 | - | - | - | - | - | 100 | 50 |
| ТПЛ-10-Р | 6;10 | 5...400 | 0,6 | 15 | 1 | 25 | 1,2 | 30 | 250 | 90 |
| ТПЛ-10-0,5/Р | 6;10 | 5...400 | 0,4/0,6 | 10/15 | 0,8/1 | 20/25 | -1,2 | -/30 | 250 | 90 |
| ТПЛУ-10-0,5/Р | 6;10 | 10...100 | 0,4/0,6 | 10/15 | - | - | 1,2/1,2 | 30/30 | 250 | 120 |
| ТПОЛ-10-0,5/Р | 6;10 | 600 | 0,4/0,6 | 10/15 | 0,8/1 | 20/25 | -1,2 | -/30 | 160 | 65 |
| ТПОЛ-10-0,5/Р | 6;10 | 800 | 0,4/0,6 | 10/15 | 0,8/1 | 20/25 | 1,2/1,2 | -/30 | 160 | 65 |

Примітка - При $I_{н1}=300\text{A}$ $k_{\delta}=175\text{ кА}$, при $I_{н1}=400\text{A}$ $k_{\delta}=165\text{ кА}$.

Таблиця 7.5 – Основні номінальні параметри трансформаторів струму

| | |
|--|--|
| Номінальна напруга (лінійна), кВ | 0,66; 3; 6; 10; 15*; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500 |
| Номінальний первинний струм $**I_{1н}$, А | 1, 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75***, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 750***, 800, 1000, 1200***, 1500, 6000, 8000, 10000, 12000, 14000, 16000, 18000, 20000, 25000, 28000, 32000, 35500, 40000 |
| Номінальний вторинний струм $I_{2н}$, А | 1****, 2****; 2,5; 5 |
| Номінальне навантаження з коефіцієнтом потужності 0,8; В·А | 2,5; 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100 |
| Номінальний клас точності | 0,2; 0,5; 1; 3; 10***** |

Примітки:

* Не рекомендується

** Для вбудованих трансформаторів струму, починаючи від 75А і вище.

*** Допускається тільки для трансформаторів струму з секціонованими обмотками для отримання декількох коефіцієнтів трансформації.

**** Для трансформаторів струму на номінальний первинний струм до 300 А.

***** Тільки для вбудованих трансформаторів струму.

Вибір трансформаторів напруги. Трансформатори напруги для живлення вимірювальних приладів і реле вибирають за номінальною напругою первинної обмотки, класом точності, схемою з'єднання обмоток і конструктивним виконанням.

Вибір трансформаторів за номінальною напругою проводиться згідно з умовою:

$$U_{тн1} \geq U_{уст.н}, \quad (7.7)$$

де $U_{тн1}$, $U_{уст.н}$ - номінальні напруги первинної обмотки трансформатора і установки відповідно, В.

Усі навантаження, які включаються на міжфазні напруги, приводяться

до напруги $100 / \sqrt{3}$ В.

Класи точності характеризуються найбільшими допустимими Держстандартом похибкою напруги і кутовою похибкою за умови, що вторинне навантаження може змінюватися у межах $(0,25-1,0)S_{\text{тн}2}$ при $\cos\varphi=0,8$ і при відхиленнях первинної напруги у межах $\delta U_{\text{ми}}=\pm 10\%$. Якщо від ТН живляться прилади різного класу точності вимірювання, то клас точності вибирають за найвищим класом точності приєднаних приладів.

У таблиці 7.6 наведені деякі рекомендації із застосування трансформаторів напруги різного класу точності.

Трансформатори напруги за вторинним навантаженням перевіряють згідно з умовою:

$$S_{\text{тн}2} \geq S_{2p}, \quad (7.8)$$

де $S_{\text{тн}2}$ – номінальна потужність трансформатора напруги у прийнятому класі точності, В·А;

$S_{2\text{розрах}}$ – вторинна розрахункова потужність трансформатора напруги, В·А.

Таблиця 7.6 – Область застосування трансформаторів напруги різного класу точності

| Клас точності | Прилади які рекомендуються для підключення |
|---------------|---|
| 0,2 | Для живлення розрахункових лічильників, які встановлюються на потужних генераторах і міжсистемних лініях електропередач |
| 0,5 | Для живлення розрахункових лічильників, інших приєднань і вимірювальних приладів класів точності 1,0 і 1,5 |
| 1,0 | Для вказівних приладів класу точності 2,5 |
| 3,0 | Для живлення схем релейного захисту |

Якщо схема з'єднань обмоток трансформатора напруги (ТН) відповідає схемі з'єднання паралельних котушок вимірювальних приладів (наприклад, ватметрів і лічильника до двох однофазних ТН, з'єднаних за схемою відкритого трикутника), то вторинне навантаження ТН визначається за формулами:

$$S_{2p} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прил}} \cdot \cos \varphi_{\text{прил}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{прил}} \cdot \sin \varphi_{\text{прил}}\right)^2}$$

$$S_{2p} = \sqrt{\left(\sum P_{\text{прил}}\right)^2 + \left(\sum Q_{\text{прил}}\right)^2}, \quad (7.9)$$

де $S_{\text{прил}}$ – повна сумарна потужність приладів, приєднаних до ТН, В·А;
 $\sum P_{\text{прил}}$, $\sum Q_{\text{прил}}$ – відповідно, сумарна активна і реактивна потужність приєднаних приладів (реле), Вт; вар.

Якщо схеми з'єднань обмоток ТН і котушок напруги приладів різні (наприклад, приєднання ватметра і лічильників до трифазного ТН із з'єднанням обмоток зірка-зірка), то навантаження на кожну фазу точно визначити неможливо. У цьому випадку підраховують повне трифазне навантаження від усіх вимірювальних приладів і порівнюють його з трифазною номінальною потужністю ТН або групи трьох однофазних ТН у даному класі точності.

Схеми включення навантаження при різних з'єднаннях обмоток ТН і формули для обчислення навантажень фаз наведені у таблиці 7.7. За номінальну потужність $S_{\text{тн2}}$ потрібно приймати:

– потужність усіх трьох фаз – для трансформаторів, з'єднаних за схемою зірка;

– вдвічі збільшену потужність одного трансформатора – для однофазних ТН, з'єднаних за схемою відкритого трикутника.

Потужності, які споживають обмотки напруги вимірювальних приладів, і значення $\cos \varphi$ можна прийняти за таблицею 7.8.

Перерізи проводів і кабелів, які живлять кола напруги лічильників, повинні обиратися так, щоб втрати напруги у цих колах склали не більш 0,5% номінальної напруги, а для щитових вимірювальних приладів – не більше 1,5% при номінальному навантаженні.

Таблиця 7.7 – Формули для обчислення навантажень фаз ТН при різних схемах з'єднання

| | | | | |
|---|---------|------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Схеми включення навантажень при з'єднанні обмоток трансформаторів напруги у повну зірку | | | | |
| Формули для навантажень фаз | Фаза a | S_a | $\frac{1}{2}(S_{ab} + S_{ac})$ | $\frac{1}{2}S_{ab}$ |
| | Фаза b | S_b | $\frac{1}{2}(S_{ab} + S_{cb})$ | $\frac{1}{2}(S_{ab} + S_{bc})$ |
| | Фаза c | S_c | $\frac{1}{2}(S_{bc} + S_{ac})$ | $\frac{1}{2}S_{bc}$ |
| Схеми включення навантажень при з'єднанні обмоток трансформаторів напруги у відкритий трикутник | | | | |
| Формули для навантажень фаз | Фаза ab | $S_a + \frac{1}{2}S_b$ | $S_{ab} + \frac{1}{2}S_{ac}$ | S_{ab} |
| | Фаза bc | $S_c + \frac{1}{2}S_b$ | $S_{bc} + \frac{1}{2}S_{ac}$ | S_{bc} |

Таблиця 7.8 – Потужність, яку споживають обмотки напруги вимірвальних приладів

| Найменування приладу | Повна потужність яку споживає прилад, В·А | Тип | $\cos \varphi$ |
|---------------------------------------|---|-------|----------------|
| Вольтметр електромагнітний | 2,6 | Э377 | 1,0 |
| Амперметр електромагнітний | 5 | Э309 | 1,0 |
| Ватметр феродинамічний | 0,52 | Д585 | 1,0 |
| Ватметр і варметр феродинамічний | 1,5 | Д335 | 1,0 |
| Частотомір феродинамічний | 12 | Д506 | 1,0 |
| Частотомір електромагнітний | 3 | Э8004 | 0,83 |
| Частотомір електромагнітний | 3 | Э371 | 0,87 |
| Фазометр універсальний | 15 | Д586 | 0,77 |
| Лічильник трифазний трансформаторний | 1,5 | СА3- | 0,38 |
| Лічильник трифазний | 1,5 | И670 | 0,38 |
| Лічильник однофазний | 1,2 | СА3- | 0,65 |
| Реле напруги | 0,15 | И677 | 0,6 |
| Реле напруги | 15 | СО-2М | 0,67 |
| Реле потужності | 35 | РН51 | 0,39 |
| Вимикаюча котушка мінімальної напруги | 30 | РЭВ84 | 0,70 |
| | | ПРБА | |

На електродинамічну термічну стійкість трансформатори напруги не перевіряють. Технічні дані деяких трансформаторів напруги, які рекомендується до застосування у сільських електроустановках, наведені у таблиці 7.9.

Таблиця 7.9 – Характеристики трансформаторів напруги

| Тип | Номинальна напруга, В | | Номинальна потужність, В·А, у класі точності | | | Максимальна потужність, В·А |
|-----------|------------------------------------|---------------|--|-----|-----|-----------------------------|
| | ВН | НН | 0,5 | 1 | 3 | |
| НОС-0,5 | 380 500 | 100 | 25 | 50 | 100 | 200 |
| ЗНОЛТ-3 | $3000:\sqrt{3}$ | $100\sqrt{3}$ | 30 | 50 | 150 | 240 |
| ЗНОЛТ-5 | $6000:\sqrt{3}$ $6300:\sqrt{3}$ | $100\sqrt{3}$ | 50 | 75 | 200 | 400 |
| НОСК-6-66 | 6000 | 100 | 50 | 75 | 200 | 400 |
| ЗНОЛТ-10 | $10000:\sqrt{3}$ | $100\sqrt{3}$ | 75 | 150 | 300 | 640 |
| НТМИ-3 | 3000 | 100 | 50 | 80 | 200 | 400 |
| НТМИ-6 | 6000 | 100 | 80 | 150 | 320 | 640 |
| НТМИ-10 | 10000 | 100 | 120 | 200 | 490 | 960 |
| НТМИ-18 | 18000 | 100 | 120 | 200 | 480 | 960 |
| ЗНОМ-35 | 20000 | 100 | 80 | 150 | 320 | 640 |
| ЗНОМ-35 | 35000 | 100 | 150 | 250 | 600 | 1200 |

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. За якими параметрами вибирають трансформатори струму?
2. Що таке клас точності вимірювальних трансформаторів?
3. Як класифікуються трансформатори струму і трансформатори напруги за способом встановлення?
4. У яких колах використовують безпосереднє вмикання вимірювальних приладів?
5. Які переваги посереднього вмикання вимірювальних приладів?
6. У якому режимі працюють трансформатори струму?
7. Призначення вимірювальних трансформаторів струму і напруги?
8. Чим відрізняється робота трансформатора напруги від роботи силового трансформатора?

9. Як визначається похибка вимірювальних трансформаторів?
10. Що таке кутова похибка вимірювального трансформатора?
11. За якими параметрами вибирають трансформатори напруги?
12. Що називається термічною і динамічною стійкістю трансформаторів струму?
13. Що впливає на клас точності вимірювальних трансформаторів?
14. Які класи точності встановлені для трансформаторів струму?
15. Які класи точності встановлені для трансформаторів напруги?
16. Як здійснюється контроль ізоляції в мережах, що працюють з ізольованою нейтраллю?
17. Чому категорично забороняється робота трансформатора струму з розімкнутою вторинною обмоткою?
18. Чому вторинну обмотку трансформатора струму необхідно заземлювати?
19. Які є схеми вмикання трансформаторів струму?
20. Які є схеми вмикання трансформаторів напруги?

3 ЛІТЕРАТУРА

3. с. 275-305, 443-452; 4 с.281-284; 5 с.297-302; 6 с.228-233; 7 с.203-205; 8 с. 229-234, 517-532; 9 с.168-172; 10 с.200-216; 11 с.98-109; 12 с. 100-118; 13 с. 228-391.

Задача 7.1.

Відповідно запропонованої схеми первинних кіл комутації РТП₀₂-35/10 кВ (додаток Д, рис. Д1) необхідно здійснити розрахунок та вибір вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги:

Вибір трансформаторів струму. На стороні вищої напруги 35 кВ у перемичці встановлений трансформатор струму, призначений для приєднання вимірювальних приладів і приладів релейного захисту. До даного трансформатора приєднані амперметр Э377 ($S_a=0,25 \text{ В}\cdot\text{А}$), лічильник активної енергії САЗУ-И681 ($S_{ла}=1,5 \text{ В}\cdot\text{А}$), лічильник реактивної енергії СРЗУ-И674

($S_{лр}=2,0 \text{ В}\cdot\text{А}$). Крім того, вихідними даними є: $I_{трив.р} = 57,8 \text{ А}$; $I_{к1}^{(3)} = 2,59 \text{ кА}$; $i_{ук1}^{(3)} = 5,4 \text{ кА}$; $t_{ф} = 2,5 \text{ с}$. Відстань від місця розташування трансформаторів струму до вимірювальних приладів складає $l = 24 \text{ м}$. З'єднання виконано мідними проводами.

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Відповідним по розрахунковому струму може бути трансформатор струму типа ТФЗМ-35А-0,5/Р-75У1, призначений для зовнішньої установки, в порцеляновому покритті з обмоткою ланкового типу та масляним наповненням на номінальну напругу 35 кВ, номінальним струмом первинної обмотки $I_{1н} = 75 \text{ А}$, має дві вторинні обмотки з $I_{2н} = 5 \text{ А}$, призначені для приєднання вимірювальних приладів (клас точності 0,5) та пристроїв релейного захисту (Р). Номінальне вторинне навантаження у класі точності 0,5 складає $S_{2н}=50 \text{ В}\cdot\text{А}$, а для обмотки приєднання пристроїв релейного захисту $S_{2н}=20 \text{ В}\cdot\text{А}$. Односекундна термічна кратність складає $k_m = 65$, а динамічна $k_d = 150$ [8 с 532 таблиця Д6.1]. Згідно умови (7.1) та з урахуванням (7.2) отримаємо:

$$S_{2н} \geq S_a + S_{ла} + S_{лр} + I_{2н}^2 \cdot R_{пров} + I_{2н}^2 \cdot R_k \quad (7.10)$$

Приймаючи активний опір контактів $R_k = 0,1 \text{ Ом}$ [5.2] з виразу (7.3) визначаємо необхідний опір з'єднувальних проводів $R_{пров}$:

$$R_{пров} \leq \frac{S_{2н} - (S_a + S_{ла} + S_{лр} + I_{2н}^2 \cdot R_k)}{I_{2н}^2} \quad (7.11)$$

$$R_{пров} \leq \frac{50 - (0,25 + 1,5 + 2,0 + 5^2 \cdot 0,1)}{5^2} = 0,25 \text{ Ом}$$

Переріз з'єднувальних проводів визначаємо за виразом (7.4) з урахуванням того, що прилади з'єднані схемою повної зірки $k_{сх} = 1,0$:

$$F_{\Delta.пров} = \frac{\rho \cdot l}{R_{пров}}; \quad F_{\Delta.пров} = \frac{0,0283 \cdot 24}{0,25} = 2,72 \text{ мм}^2$$

Вибираємо провід перерізом $F_{\Delta.пров} = 4 \text{ мм}^2$. Опір з'єднувальних проводів буде дорівнювати:

$$R_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 24}{4,0} = 0,17 \text{ Ом}$$

Тоді вторинне навантаження трансформатора струму буде складати:

$$S_{2p} \geq 0,25 + 1,5 + 2,0 + 5^2 \cdot 0,17 + 5^2 \cdot 0,1 = 10,5 \text{ В} \cdot \text{А}$$

На термічну стійкість трансформатор струму перевіряємо за умовою:

$$(I_{1н} \cdot k_T)^2 t \geq I_{K1}^{(3)2} \cdot t_{\phi}, \quad (7.12)$$

де $I_{K1}^{(3)}$ - усталений струм короткого замикання на шинах 35 кВ, кА;

t_{ϕ} - приведений (фіктивний) час дії к. з., с;

t - тривалість дії к. з., на яку розраховано трансформатор струму, с; береться з паспортних даних.

$$(I_{1н} \cdot k_T)^2 t = (0,075 \cdot 65)^2 \cdot 1,0 = 31,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{K1}^{(3)2} \cdot t_{\phi} = 2,59^2 \cdot 2,5 = 16,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова (7.12) виконується.

На динамічну стійкість трансформатор струму перевіряємо за умовою:

$$\sqrt{2} I_{1н} \cdot k_{\delta} \geq i_{y1}^{(3)} \quad (7.13)$$

$$\sqrt{2} I_{1н} \cdot k_{\delta} = 1,41 \cdot 0,075 \cdot 150 = 15,9 \text{ кА}; \quad i_{y1}^{(3)} = 5,44 \text{ кА}$$

Динамічній стійкості трансформатор струму також відповідає.

Умови вибору та технічні дані трансформаторів струму наведені у таблицях 7.10 і 7.11.

Таблиця 7.10 – Вибір та перевірка трансформатора струму зі сторони 35 кВ

| Позицій- не позна- чення на схемі | Розрахункові дані | | Параметри апарата | | Умови вибору | |
|--|---|-------------------|---|-------------------|---|---------------|
| | Параметр | Чисельне значення | Параметр | Чисельне значення | Умова | Чисельні дані |
| ТА1 | $U_{роб}, кВ$ | 35 | $U_{ном}, кВ$ | 35 | $U_{ном} \geq U_{роб}$ | 35=35 |
| | $I_{трив.р}, А$ | 57,8 | $I_{1н}, А$ | 75 | $I_{1н} \geq I_{трив.р}$ | 75>57,8 |
| | $S_{2р}, В \cdot А$ | 10,5 | $S_{2н}, В \cdot А$ | 50 | $S_{2н} \geq S_{2р}$ | 50>10,5 |
| | $I_{к1}^{(3)2} \cdot t_{\phi},$ $кА^2 \cdot с$ | 16,77 | $(I_{1н} \cdot k_T)^2 t,$ $кА^2 \cdot с$ | 31,6 | $(I_{1н} \cdot k_T)^2 t \geq$ $I_{к1}^{(3)2} \cdot t_{\phi}$ | 31,6>16,77 |
| | $i_{y1}^{(3)}, кА$ | 5,44 | $I_t^2 \cdot t,$ $кА^2 \cdot с$ | 15,9 | $\sqrt{2} I_{1н} \cdot k_{\delta} \geq$ $i_{y1}^{(3)}$ | 15,9>5,44 |

Вибір трансформаторів напруги. Для визначення дійсного вторинного навантаження необхідно знати загальну кількість вимірювальних приладів, їх тип; потужність та коефіцієнт потужності. Номенклатуру, необхідну кількість та інші необхідні дані вимірювальних приладів наведено у таблиці 7.1. Загальна кількість їх зі сторони 10 кВ складає: амперметри типа Э378 ($S_A = 0,25 В \cdot А$; $\cos \varphi_A = 1,0$) – 6 шт; вольтметри Э378 ($S_V = 2,6 В \cdot А$; $\cos \varphi_V = 1,0$) – 1 шт; лічильники активної енергії САЗУ-И681 ($S_{CA} = 2,0 В \cdot А$; $\sin \varphi_{CA} = 0,92$ $\cos \varphi_A = 0,39$) – 6 шт; лічильники реактивної енергії СРЗУ-И673 ($S_{CP} = 2,5 В \cdot А$; $\sin \varphi_{CP} = 0,92$ $\cos \varphi_{CP} = 0,39$) – 5 шт; ватметр Д30 ($S_W = 3,0 В \cdot А$; $\cos \varphi_W = 1,0$) – 1 шт; ватметр Д341 ($S_{WP} = 3,0 В \cdot А$; $\cos \varphi_{WP} = 1,0$) – 1 шт. Вимірювальні прилади приєднуються до вторинної обмотки, яка з'єднана у зірку. Вторинне навантаження визначається за виразом (7.9). Для даного випадку:

$$S_{2p}^2 = (S_A \cdot \cos \varphi_A \cdot n_A + S_V \cdot \cos \varphi_V \cdot n_V + S_{CA} \cdot \cos \varphi_{CA} \cdot n_{CA} + S_{CP} \cdot \cos \varphi_{CP} \cdot n_{CP} + S_W \cdot \cos \varphi_W \cdot n_W + S_{WP} \cdot \cos \varphi_{WP} \cdot n_{WP})^2 + (S_{CA} \cdot \sin \varphi_{CA} \cdot n_{CA} + S_{CP} \cdot \sin \varphi_{CP} \cdot n_{CP})^2, \quad (7.14)$$

де n_i - кількість вимірювальних приладів i -го типу.

$$S_{2p}^2 = (0,2 \cdot 1,0 \cdot 6 + 2,6 \cdot 1,0 \cdot 1 + 2,0 \cdot 0,39 \cdot 6 + 2,5 \cdot 0,39 \cdot 5 + 3,0 \cdot 1,0 \cdot 1 + 3,0 \cdot 1,0 \cdot 1)^2 + (2,0 \cdot 0,92 \cdot 6 + 2,5 \cdot 0,92 \cdot 5)^2 = 896,2 (B \cdot A)^2$$

$$S_{2p}^2 = \sqrt{896,2} = 29,94 B \cdot A$$

Згідно алгоритму (рисунок 7.2) та з урахуванням того, що $U_{Тн} \geq U_{уст.н} = 10 \text{ кВ}$ і $S_{Тн2} \geq S_{2p} = 29,94 B \cdot A$ по [8 с 534 таблиця Д7.1] обираємо трансформатор типа ЗНМИ-10-У2 – трансформатор напруги трифазний з заземленим виводом первинної обмотки, масляний, з додатковою обмоткою „И” для контролю ізоляції. Номінальна первинна напруга 10 кВ, вторинна – 100 В, призначений для роботи в умовах помірного клімату та для розміщення у закритих зовнішніх неопалюваних приміщеннях. Номінальна потужність обмотки класу точності 0,5 дорівнює $S_{Тн2} = 45 B \cdot A$ з максимальною потужністю $S_{2max} = 1000 B \cdot A$.

Зі сторони вищої напруги 35 кВ вибираємо трансформатор напруги типа ЗНОМП-35-У1 з паспортними даними: $U_{ВН} = 35000 / \sqrt{3} B$; $U_{НН} = 100 / \sqrt{3} B$; $U_{\epsilon} = 100 B$; $S_{Тн2} = 200 B \cdot A$; $S_{2max} = 1200 B \cdot A$.

Таблиця 7.11 – Технічні характеристики вибраних трансформаторів струму

| Позиційне позначення на схемі | Тип трансформатору струму | Варіант виконання обмоток | Номінальний струм, А | | Вторинна напруга, кВ | Номінальне вторинне навантаження в класі точності, В·А | | | | Односекундна термічна стійкість k_T | Електродинамічна кратність k_D |
|--|---------------------------|---------------------------|----------------------|-----------|----------------------|--|-----|-----|----|---------------------------------------|----------------------------------|
| | | | первинний | вторинний | | 0,5 | 1,0 | 3,0 | 10 | | |
| ТА1 | ТФЗМ-35А-0,5/Р-75У1 | 0,5/Р | 75 | 5 | 35 | 50 | - | - | 20 | 65 | 150 |
| ТА4 – ТА6 | ТВТ-35-Р-300У2 | Р | 100 | 5 | 35 | - | - | - | 15 | 25 | 150 |
| ТА1.1 – ТА1.2 ТА2.1 – ТА2.2 ТА5.1 – ТА5.2 ТА7.1 – ТА7.2 | ТПЛ-10-0,5/Р-150У2 | 0,5/Р | 150 | 5 | 10 | 10 | 20 | 30 | - | 90 | 250 |
| ТА3.1 – ТА3.2 | ТПЛ-10-0,5/Р-300У2 | 0,5/Р | 300 | 5 | 10 | 15 | 25 | 30 | - | 90 | 250 |

Задача 7.2 (самостійно)

Відповідно запропонованої схеми первинних кіл комутації (додаток Д, рис.Д1) виконати вибір трансформаторів струму і трансформаторів напруги. Вихідні дані для розрахунків за варіантами наведено в таблиці 7.12.

Таблиця 7.12 – Вихідні дані для розрахунків

| Варіант | $I_{гр,р}$, А | $I_{К1}^{(3)}$, кА | $i_v^{(3)}$, кА | t_{ϕ} , с | l , м |
|---------|----------------|---------------------|------------------|----------------|---------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | 47,5 | 2,06 | 4,3 | 0,3 | 24 |
| 2 | 42 | 1,83 | 3,8 | 0,6 | 32 |
| 3 | 75,9 | 3,3 | 6,86 | 0,9 | 46 |
| 4 | 57,5 | 2,5 | 5,2 | 2,3 | 34 |
| 5 | 43,7 | 1,9 | 3,95 | 5,6 | 30 |
| 6 | 52,7 | 2,29 | 4,76 | 7,4 | 38 |
| 7 | 53,6 | 2,33 | 4,85 | 9,4 | 44 |
| 8 | 45,4 | 1,97 | 4,11 | 0,6 | 42 |
| 9 | 42 | 1,83 | 3,8 | 2,3 | 50 |

Продовження таблиці 7.12

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|-----------|-------|------|------|-----|----|
| 10 | 62,1 | 2,7 | 5,62 | 7,4 | 48 |
| 11 | 48,3 | 2,1 | 4,37 | 0,3 | 28 |
| 12 | 67 | 2,91 | 6,05 | 0,9 | 26 |
| 13 | 45,3 | 1,97 | 4,1 | 5,6 | 36 |
| 14 | 64,6 | 2,81 | 5,84 | 9,4 | 40 |
| 15 | 58,9 | 2,56 | 5,32 | 2,5 | 52 |
| 16 | 46,4 | 2,02 | 4,2 | 0,9 | 54 |
| 17 | 42,6 | 1,85 | 3,85 | 0,6 | 56 |
| 18 | 99,5 | 4,33 | 9,0 | 0,3 | 58 |
| 19 | 64,6 | 2,81 | 5,84 | 5,6 | 42 |
| 20 | 85,1 | 3,7 | 7,7 | 7,4 | 58 |
| 21 | 44,0 | 1,91 | 3,97 | 9,4 | 44 |
| 22 | 51,19 | 2,22 | 4,62 | 0,6 | 46 |
| 23 | 43 | 1,87 | 3,89 | 2,5 | 38 |

ЗАНЯТТЯ 8

Тема: ВИБІР ПРИЛАДІВ КОНТРОЛЮ І ОБЛІКУ

Мета заняття: Навчитися виконувати вибір приладів контролю і обліку трансформаторних підстанцій напругою 35(110)/10 та 10/0,4 кВ.

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Для якісної експлуатації електричних мереж і підтримання у них відповідних режимів (своєчасне включення і відключення окремих ділянок, обладнання, підтримання на необхідному рівні частоти і напруги в системі, здійснення безперервного контролю за роботою електрообладнання і мережі, своєчасне виявлення несправностей у мережах і їх швидка локалізація, обліку електричної енергії) у системах електропостачання ПБЕ передбачає застосування контрольно-вимірювальних приладів і технічних засобів обліку, з'єднаних у певній послідовності, які виконують перераховані вище функції.

Система обліку і вимірювань повинна включати комплекс необхідних вимірювальних приладів. Типова схема розміщення приладів на понижуючій підстанції наведена у таблиці 8.1.

Необхідні прилади обирають за такими показниками: рід струму (постійний, змінний), частота, діапазон вимірюваної величини, точність, вхідні параметри і ступінь впливу зовнішніх факторів.

При виборі приладів контролю і обліку необхідно враховувати ті обставини, що параметри і характеристики вимірювальної апаратури значною мірою визначають точність результатів вимірювань.

Номінальна частота або область частот вимірювального приладу повинна відповідати частоті струму кола, яке контролюється ($f_{np}=f_c$). Від різниці між частотою мережі і частотою приладу залежить величина похибки.

Номінальні межі приладів не повинні перевищувати верхні межі вимірюваної величини більш, ніж на 25%. Чим більш вони відрізняються, тим

менш точними є результати виміру певної величини.

Границі вимірювання приладів (згідно з ПБЕ) повинні вибиратися з урахуванням можливих найбільших тривалих відхилень вимірювальних величин від номінальних значень.

Згідно з ПБЕ за класом точності засоби вимірювань електричних величин повинні відповідати наступним вимогам:

- 1) клас точності вимірювальних приладів повинний не бути нижчим за 2,5;
- 2) клас точності вимірювальних шунтів, додаткових резисторів, трансформаторів і перетворювачів повинні бути не гірші, ніж наведені у таблиці 8.2

Таблиця 8.1 – Схема установки приладів на підстанції

| Об'єкт схеми | Місце встановлення приладу | Амперметр | Вольтметр | Вагметр | Варметр | Лічильник активної енергії | Лічильник реактивної енергії | Контроль ізоляції | Примітка |
|--|----------------------------|-----------|-----------|---------|---------|----------------------------|------------------------------|-------------------|----------|
| Знижуючий двообмоточний трансформатор. Трьохобмоточний трансформатор | ВН | - | - | - | - | - | - | - | |
| | НН | X | - | X | X | X | X | - | |
| | ВН | X | - | - | - | - | - | - | |
| | СН НН | X X | - - | X - | X X | X X | X X | - - | |
| Збірні шини 6 – 10,35 кВ Лінія 6,10,35 кВ Трансформатор власних потреб | на кожній секції | | X | - | - | - | - | X | |
| | | X | - | - | - | X | X | - | |
| | НН | X | - | - | - | X | - | - | |

Примітка – На шинах 35 кВ транзитної підстанції встановлюється реєструючий вольтметр, якщо шини підстанції є контрольними точками з напруги у системі.

Таблиця 8.2 – Класи точності засобів вимірювання

| Клас точності приладу | Клас точності шунта, додаткового резистора | Клас точності вимірювального перетворювача | Клас точності вимірювального трансформатора |
|-----------------------|--|--|---|
| 1,0 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| 1,5 | 0,5 | 0,5(1,0) | 0,5(1,0) |
| 2,5 | 0,5 | 1,0 | 1,0(3,0) |

Примітка - У дужках вказані допустимі класи точності засобів вимірювання.

Основним параметром вимірювального приладу, який впливає на зміну режиму досліджуваного кола, є його вхідний опір $r_{вх}$. Чим точніше вимірювання, тим більшими повинні бути вхідні опори вимірювальних приладів (кіл), які включаються паралельно $r_{вхпр} \rightarrow max$, і тим меншими вони повинні бути у приладів, які включені послідовно у контрольоване коло $r_{вхпр} \rightarrow min$.

Згідно з ПБЕ і ПТЕ в електричних мережах повинен бути передбачений розрахунковий і технічний облік електроенергії. **Розрахунковим обліком електроенергії** називається облік виробленої і відпущеної споживачам електроенергії для грошового розрахунку за неї. Лічильники, які встановлюються для розрахункового обліку, називаються **розрахунковими лічильниками** (клас точності 2), з класом точності вимірювальних трансформаторів – 0,5.

Технічним (контрольним) обліком електроенергії називається облік для контролю витрати електроенергії підстанцій, підприємств, будівель тощо. Лічильники, які встановлюються для технічного обліку, називають **контрольними лічильниками** (класу 2,5) з класом точності вимірювальних трансформаторів – 1,0.

Для обліку електроенергії в мережах встановлюються лічильники активної і реактивної енергії. Місця встановлення лічильників електроенергії наведені у таблиці 8.1. Схеми включення лічильників різних типів докладно описані у довідковій і спеціальній літературі з вимірювання електричних величин.

Технічні характеристики електровимірювальних приладів наведені у до-

відкової літературі, наприклад [8]

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1 Як здійснюється система вимірювань в основних електричних колах енергетичних об'єктів?

2.Визначить максимальну кількість приладів, які можуть бути приєднані до вибраного трансформатора струму.

3. У яких колах використовують безпосереднє вмикання вимірювальних приладів?

4. Які переваги посереднього вмикання вимірювальних приладів?

3 ЛІТЕРАТУРА

3. с. 275-305, 443-452; 4 с.281-284; 5 с.297-302; 6 с.228-233; 7 с.203-205; 8 с. 229-234, 517-532; 9с.168-172; 10 с.200-216;11 с.98-109; 12с. 100-118; 13 с. 228-391.

ЗАДАЧА 8.1

На підставі схеми вимірів, контролю та обліку (таблиця 8.1) згідно вимог ПУЕ для розроблюваної схеми підстанції (додаток Д, рис.Д1) визначити номенклатуру приладів, які необхідні для підключення.

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1) з високої сторони 35 кВ:

- у перемичці з секційним вимикачем QW встановлюємо амперметр Э378, лічильники активної САЗУ-И681 та реактивної енергії СРЗУ-И673, так як в даному випадку здійснюється транзит потужності [1; 4; 8, додаток Д8, таблиця Д8.1];

- з високої сторони трансформатору TV1 встановлюємо ампер-

метр типа Э378 [2; 4];

2) з низької сторони 10 кВ:

- зі сторони вторинної напруги трансформатора TV1 перед вимикачем, згідно [2.2; 3] встановлюємо три амперметри типа Э378, ватметр Д30, варметр Д341, лічильники активної САЗУ-И681 та реактивної СРЗУ-И673 енергії [8 таблиця Д8.1];

- на секції шин 10 кВ додатково встановлюється вольтметр Э378 [8 таблиця Д8.1], а також передбачено контроль стану ізоляції;

- у кожній чарунці відхідних ліній 10 кВ встановлюємо амперметр Э378, лічильники активної САЗУ-И681 та реактивної СРЗУ-И673 енергії [8 таблиця Д8.1];

- у чарунці трансформатора власних потреб, згідно рекомендацій (таблиця 8.1) встановлюємо амперметр Э378 і лічильник активної енергії САЗУ-И681 [8 таблиця Д8.1].

Підключення усіх вимірювальних приладів та лічильників енергії здійснюється через перетворюючі пристрої, як по струму, так і по напрузі. За родом струму усі прилади призначені для використання в колах змінного струму частотою 50 Гц. За класом точності та діапазоном вимірювань відповідають вимогам ПУЭ, основні з яких наведені у пп. 8.2.2.4. Окрім того, при виборі враховані умови алгоритму рисунку 8.1. Умови вибору, вихідні дані для розрахунків та технічні характеристики обраних вимірювальних приладів, засобів контролю та обліку наведені у таблиці 8.3.

Таблиця 8.3 – Технічні дані вибраних приладів контролю та обліку

| Місце розташування | Найменування приладу | Тип | Номинальний струм $I_{н.н.}, A$ | Номинальна напруга $U_{н.н.}, B$ | Клас точності | Діапазон вимірювання | | Споживча потужність обмотки, В·А | | $\cos\varphi$ | $\sin\varphi$ |
|---|------------------------------|------|---------------------------------|----------------------------------|---------------|----------------------|-----------|----------------------------------|---------|---------------|---------------|
| | | | | | | безпосередньо | непряме | струму | напруги | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Сторона ВН 35 кВ: - перемикач з вимикачем QW | Амперметр | ЭЗ78 | | $\frac{100}{\sqrt{3}}$ | 1,5 | - | 0-75 А | 0,25 | - | 1,0 | - |
| | Лічильник активної енергії | САЗУ | 5 | 100 | 2,0 | - | - | 1,5 | 2,0 | 0,39 | 0,92 |
| | Лічильник реактивної енергії | СРЗУ | 5 | 100 | 2,5 | - | - | 2,0 | 2,5 | 0,39 | 0,92 |
| - трансформатор TV1 | Амперметр | ЭЗ78 | | $\frac{100}{\sqrt{3}}$ | 1,5 | - | 0-75 А | 0,25 | - | 1,0 | - |
| Сторона НН 10 кВ: - чарунка вимикача QW3.1 | Амперметр | ЭЗ78 | | $\frac{100}{\sqrt{3}}$ | 1,5 | - | 0-250 А | 0,25 | - | 1,0 | - |
| | Ватметр | Д30 | | | 2,5 | - | 0-3000 Вт | 1,5 | 3,0 | 1,0 | - |
| | Варметр | Д341 | | | 2,5 | - | - | 1,5 | 3,0 | 1,0 | - |
| | Лічильник активної енергії | САЗУ | 5 | 100 | 2,0 | - | - | 1,5 | 2,0 | 0,39 | 0,92 |
| | Лічильник реактивної енергії | СРЗУ | 5 | 100 | 2,5 | - | - | 2,0 | 2,5 | 0,39 | 0,92 |
| - шини 10 кВ | Вольтметр | ЭЗ78 | | $\frac{100}{\sqrt{3}}$ | 1,0 | - | 0-10 кВ | - | 2,6 | 1,0 | - |
| - чарунка відхідної лінії 10 кВ | Амперметр | ЭЗ78 | | $\frac{100}{\sqrt{3}}$ | 1,5 | - | 0-75 А | 0,25 | - | 1,0 | - |
| | Лічильник активної енергії | САЗУ | 5 | 100 | 2,0 | - | - | 1,5 | 2,0 | 0,39 | 0,92 |

Продовження таблиці 8.3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|------------------------------|------|---|------------------------|-----|---|-------|------|-----|------|------|
| | Лічильник реактивної енергії | СРЗУ | 5 | 100 | 2,5 | - | 0-5 А | 0,25 | - | 1,0 | - |
| - чарунка трансформатора власних потреб | Амперметр | Э378 | | $\frac{100}{\sqrt{3}}$ | 1,5 | - | 0-5 А | 0,25 | - | 1,0 | - |
| | Лічильник активної енергії | САЗУ | 5 | 100 | 2,0 | - | - | 1,5 | 2,0 | 0,38 | 0,92 |

Задача 8.2 (самостійно)

Відповідно запропонованої схеми первинних кіл комутації (додаток Д, рис.Д2) та згідно вимог ПУЕ для розроблюваної схеми підстанції виконати вибір вимірювальних приладів контролю і обліку.

ЗАНЯТТЯ 9

Тема: ВИБІР ЗАПОБІЖНИКІВ.

Мета заняття: Навчитися виконувати вибір запобіжників трансформаторних підстанцій напругою 35(110)/10 та 10/0,4 кВ.

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

У сільських електроустановках як до 1000 В, так і вище цього значення для автоматичного однократного відключення електричних кіл при к.з. або тривалих перевантаженнях широко застосовуються плавкі запобіжники. В електроустановках 0,38 кВ найбільш розповсюджені запобіжники типів ПР-2, ПН-2 і НПН-2, а у мережах з напругою вище 1 кВ – запобіжники типів ПКТ, ПВТ, ПКН та ПКНУ (колишні назви останніх – ПК, ПСН, ПКТ).

Запобіжники типів ПКТ і ПВТ застосовуються для захисту силових трансформаторів понижуючих підстанцій (у тому числі трансформаторів власних потреб) і трансформаторів напруги від коротких замикань. Запобіжники типу ПКТ встановлюються на стороні вищої напруги споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,38 кВ, а вихлопні (стріляючі) запобіжники типу ПВТ – на стороні 35 або 110 кВ підстанцій 35-110/6-10 кВ.

Запобіжники вибираються за такими умовами:

- за номінальною напругою запобіжників $U_{н.з.}$:

$$U_{н.з.} \geq U_{н.м.}, \quad (9.1)$$

де $U_{н.м.}$ – номінальна напруга мережі, В;

- за номінальним струмом запобіжників $I_{н.з.}$:

$$I_{н.з.} \geq I_{розр.}, \quad (9.2)$$

де $I_{розр.}$ – розрахунковий струм електроустановки, яку захищають, А;

- за номінальним струмом відключення $I_{відкл.}$:

$$I_{відкл.} \geq I_{k \max}, \quad (9.3)$$

де $I_{k \max}$ – максимальний струм к.з. в місці встановлення запобіжника, кА (для мережі 0,38 кВ $I_{k \max} = I_k^{(3)}$);

- за номінальним струмом плавкої вставки $I_{н.вст.}$:

а) для запобіжників, що захищають трансформатор з боку вищої напруги $I_{н.вст.}$ вибирається з умови селективності дії захисту, а також з урахуванням пускових струмів двигунів і кидків струму намагнічування трансформаторів:

$$I_{н.вст.} \approx 2I_{н.тр.} \quad (9.4)$$

де $I_{н.тр.}$ – номінальний струм трансформатора, А

При умові (9.4) забезпечується селективність між запобіжниками типу ПКТ-10 і автоматичними вимикачами миттєвої дії, встановленими з боку 0,38 кВ, а також запобіжниками 0,38 кВ, обраними за умовою $I_{н.вст.} \approx I_{н.тр.}$. Значення $I_{н.вст.}$, які рекомендуються для трансформаторів напругою 10/0,38 кВ наведені у таблиці 9.1

б) для запобіжників у мережі 0,38 кВ:

$$I_{н.вст.} \geq k_n I_{розрах.} \quad (9.5)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, який залежить від характеру навантаження. При відсутності двигунів $k_n = 1,1$, при наявності електродвигунів з важкими умовами пуску $k_n = 2-2,5$;

$I_{розрах.}$ – розрахунковий струм навантаження, А;

- за селективністю і чутливістю дії запобіжника:

а) захисту трансформаторів 6-10/0,4 кВ з апаратами захисту з боку 0,4 кВ:

1) селективність буде забезпечена при виконанні умови:

$$t_a \geq \frac{t_{с.з.} + \Delta t}{k_n} \quad (9.6)$$

де t_a – час плавлення плавкої вставки запобіжника при к.з. на стороні 0,4 кВ, с; визначається за ампер-секундною характеристикою (рисунок 9.1а) для значення струму плавкої вставки, яке обирається за таблицею 9.1;

$t_{c.z.}$ – повний час спрацьовування захисту з боку 0,4 кВ, з яким здійснюється узгодження запобіжника, с; для запобіжників визначається за амперсекундною характеристикою (рисунок 9.1в); для автоматичних вимикачів за часо-струмовими характеристиками (для автоматів з електромагнітним розчіплювачем типу АП-50, А3100 з урахуванням розкидання $t_{c.z.}=0,02 \pm 0,01$ с).

Δt – мінімальний ступінь селективності, с; для автоматичних вимикачів $\Delta t=0,3$ с; для запобіжників $\Delta t=0,6$ с;

k_n – коефіцієнт приведення каталожного часу плавлення плавкої вставки до часу її розігріву; $k_n=0,9$ [10];

Примітка: при невиконанні умови (9.6) слід прийняти плавку вставку на більший номінальний струм.

2) при виконанні умови (9.6) плавка вставка перевіряється згідно з умовою:

$$t_g \leq t_k \leq 5c, \quad (9.7)$$

де t_k – допустимий час протікання струму к.з. у трансформаторі за умовою термічної стійкості, с; значення t_k у всіх випадках не повинно бути більше, аніж 5с.

$$t_k=900/k^2, \quad (9.8)$$

де k – відношення усталеного струму к. з. I_∞ до номінального струму трансформатора $I_{н.тр.}$.

$$k = I_\infty / I_{н.тр.}, \quad (9.9)$$

б) захисту трансформаторних підстанцій 35-110/6-10 кВ з боку 35-110 кВ із захистом з боку 6-10 кВ:

1) вибирають за номінальним струмом трансформатора плавку вставку (таблиця 9.1)

2) визначають струм к.з. $I_{k(35)}^{(3)}$ на боці 35-110 кВ з урахуванням коефіцієнта надійності:

$$I_{k(35)}^{(3)} = \frac{k_H}{k_T} I_{k(10)}^{(3)}, \quad (9.10)$$

де k_H – коефіцієнт надійності, який враховує розкидання ампер-секундних характеристик запобіжників і необхідний запас; $k_H=1,3$;

k_m – коефіцієнт трансформації трансформатора;

$I_{k(10)}^{(3)}$ - струм трифазного к.з. на стороні нижчої напруги трансформатора, кА;

3) за значенням $I_{k(35)}^{(3)}$, за ампер-секундними характеристиками запобіжника (див. рисунок 9.1б) для $I_{н.вст.}$ визначається час перегорання плавкої вставки t_g ;

4) перевіряється умова селективності:

$$\Delta t = t_g - t_{с.з.} \geq 0,6с, \quad (9.11)$$

де $t_{с.з.}$ – час спрацьовування захисту з боку 6-10 кВ трансформатора, с.

Якщо умова (9.11) не виконується ($\Delta t < 0,6с$), необхідно вибрати вставку на більший номінальний струм.

в) потрібна чутливість дії запобіжника у мережі 0,38 кВ визначається за співвідношенням:

$$I_k^{(1)} / I_{н.вст.} \geq 3, \quad (9.12)$$

де $I_k^{(1)}$ – струм однофазного к.з. у найбільш віддаленій точці лінії, яку захищають, А.

г) чутливість дії запобіжників зі сторони високої напруги перевіряється за умовою:

$$\frac{I_{н.мп.}}{I_{вст.}} \cong 4,0, \quad (9.13)$$

Таблиця 9.1 – Значення $I_{н. вст.}$ запобіжників, які рекомендуються для захисту трансформаторів.

| Номінальна потужність трансформатора, кВА | Первинна напруга трансформаторів, кВ | | | |
|---|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | 6 | | 10 | |
| | Номінальний струм трансформатора, А | Номінальний струм плавкої вставки, А | Номінальний струм трансформатора, А | Номінальний струм плавкої вставки, А |
| 25 | 2,4 | 5,0 | 1,45 | 5,0(3,0) |
| 40 | 3,85 | 7,5 | 2,31 | 8,0(5,0) |
| 63 | 6,06 | 10,0 | 3,64 | 10(7,5) |
| 100 | 9,62 | 20,0 | 5,77 | 16(10) |
| 160 | 15,4 | 30,0 | 9,25 | 20(15) |
| 250 | 24,0 | 40,0 | 14,5 | 40(20) |
| 400 | 38,6 | 50,0 | 23,1 | 50(30) |
| 630 | 60,6 | 75,0 | 36,4 | 80(50) |

Примітка: - Номінальні струми плавких вставок запобіжників ПВТ-35 (ПСН-35) за умовами відбудови від кидків струму намагнічування для трансформаторів з вищою напругою 35 кВ при потужності трансформаторів приймають:

- 630 кВА – 20 А;
- 1000 кВА – 40 А;
- 1600 кВА – 50 А;
- 2500 кВА – 75 А;

Номенклатура і паспортні дані запобіжників наведені у [8, с 538-540 додаток Д9].

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Яке призначення запобіжників?
2. Які основні елементи конструкції будь-якого запобіжника?
3. Що таке номінальний струм запобіжника?
4. Що таке номінальний струм плавкої вставки?
5. Які матеріали використовують для виготовлення плавких вставок?

вок, їх переваги та недоліки?

6. Яке призначення плавких вставок запобіжників?

7. Поясніть конструкцію запобіжника типу ПР2 і процес гасіння дуги в ньому.

8. Поясніть конструкцію запобіжників типу ПН2 та НПН2 і процес гасіння дуги в них.

9. Поясніть конструкцію запобіжників типу ПКТ і процес гасіння дуги в них.

10. Як працює показчик спрацьовування запобіжника типу ПКТ?

11. Поясніть конструкцію вихлопних (стріляючих запобіжників) типу ПВТ і процес гасіння дуги в них.

12. Чому у низьковольтних запобіжниках ПР2 плавка вставка виконується із звуженими місцями?

13. З якою метою у запобіжниках типу ПКТ використовують плавкі вставки різного перерізу та довжини?

14. Чим відрізняються запобіжники типу ПКТ від запобіжників ПКН?

15. Який принцип дії керованого запобіжника?

16. Які якості запобіжника типу ПР2 залежать від форми його плавкої вставки?

17. Чим забезпечується ефект обмеження струму у запобіжниках типу ПН2 та НПН2?

18. Яке призначення олов'яних кульок на плавких вставках запобіжника типу ПКТ?

19. Які конструктивні відмінності між запобіжниками ПКТ на 7,5А та на 10...400 А?

20. За якими параметрами виконують вибір плавких запобіжників?

3 ЛІТЕРАТУРА

1 гл. 1.8; 4 с.87-89, 243- 251; 5 с.87-90; 254-264; 6 с.29-31, 171-172; 7 с.29-32, 133-134; 10 с.137-141; 11 с. 26-32, 206-211.

Задача 9.1

Згідно принципової схеми кіл первинної комутації підстанції (додаток Д, рис.Д1) трансформатор власних потреб від коротких замикань захищається запобіжниками. Здійснити вибір даного запобіжника.

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Вибір та перевірку запобіжників виконуємо за алгоритмом рисунку 9.2.

Вихідними даними для трансформатора власних потреб є: $U_{н.с} = 10 \text{ кВ}$; $I_{н.тр} = 1,45 \text{ А}$; $u_{Т.к} = 4,5 \%$; $S_{Тн} = 25 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $U_{Тн} = 10 \text{ кВ}$; $P_{ТХ} = 105 \text{ Вт}$; $P_{ТК} = 600 \text{ Вт}$.

Для захисту вибираємо запобіжник типу ПКТ-10-12,5УЗ з технічними даними згідно умов (9.1 – 9.2): $U_{н.з} = 10 \text{ кВ} = U_{н.м} = 10 \text{ кВ}$; $I_{н.з} = 40 \text{ А} > I_{н.тр} = 1,45 \text{ А}$; $I_{відк} = 12,5 \text{ кА}$ [8, додаток Д9, таблиця Д9.1]. Для перевірки та забезпечення виконання інших умов алгоритму (рис. 9.2) визначаємо струм трифазного короткого замикання на стороні 0,4 кВ трансформатора власних потреб TV4.1 (додаток Д, рис.Д1). Вирази для визначення необхідних величин:

$$I_{60,4} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{60,4}}; I_{60,4} = \frac{100}{1,73 \cdot 0,4} = 144,5 \text{ кА}$$

$$x_{ТВП}^* = \frac{u_{к\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{Тн}}; x_{ТВП}^* = \frac{4,5 \cdot 100}{100 \cdot 0,025} = 180$$

З урахуванням даних таблиці [8, с.276 т.5.36] та схеми [8, с 268, рис. 5.26]:

$$r_{\Sigma ТВП}^* = r_{2\Sigma}^*; x_{\Sigma ТВП}^* = x_{2\Sigma}^* + x_{ТВП}^*; x_{\Sigma ТВП}^* = 2,0 + 180 = 182;$$

$$z_{\Sigma TBP}^* = \sqrt{(r_{\Sigma TBP}^*)^2 + (x_{\Sigma TBP}^*)^2}; z_{\Sigma TBP}^* = \sqrt{0,29^2 + 182^2} = 182$$

Струм трифазного к. з. зі сторони 0,4 кВ трансформатору власних потреб буде складати:

$$I_{\kappa 0,4}^{(3)} = \frac{I_{60,4}}{z_{\Sigma TBP}^*}; I_{\kappa 0,4}^{(3)} = \frac{144,5}{182} = 0,794 \text{ кА}$$

На боці 10 кВ ТВП:

$$I_{\kappa 10}^{(3)} = \frac{I_{\kappa 0,4}}{K_T}; I_{\kappa 10}^{(3)} = \frac{0,794}{25} = 32,8 \text{ А}$$

Визначаємо час плавлення вставки запобіжника при к. з. з низької сторони ТВП за виразом (9.6). При цьому повний час спрацювання захисту зі сторони 0,4 кВ, з яким здійснюється узгодження запобіжника $t_{c.z.} = 0,03 \text{ с}$; мінімальна ступінь селективності $\Delta t = 0,6 \text{ с}$; коефіцієнт приведення каталогового часу плавлення вставки до часу її розігріву $k_n = 0,9$. Тоді:

$$t_e \geq \frac{0,03 + 0,6}{0,9} = 0,7 \text{ с}$$

По таблиці 9.1 вибираємо плавку вставку запобіжника з $I_{н.вст} = 3 \text{ А}$. При $I_{н.вст} = 3 \text{ А}$ час плавлення вставки t_e , згідно ампер-секундної характеристики (рисунок 9.1 а) буде дорівнювати: $t_{e2} = 0,03 \text{ с}$. Так як $t_{e2} = 0,03 \text{ с} < t_e \geq 0,7 \text{ с}$, умова (9.6) не виконується. Тому вибираємо запобіжник з $I_{н.вст} = 5 \text{ А}$. Тоді $t_{e2} = 0,72 \text{ с}$ (рисунок 9.1 а). В даному випадку умова (9.6) виконується.

Перевіряємо термічну стійкість трансформатора при проходженні струму к. з. по умові (9.7). Кратність термічної стійкості трансформатору:

$$k = \frac{I_{\kappa 10}^{(3)}}{I_{н.тр}}; k = \frac{32,8}{1,45} = 22,6$$

Допустимий час проходження струму к. з. через трансформатор (вираз (9.8):

$$t_k = \frac{900}{k^2}; \quad t_k = \frac{900}{22,6^2} = 1,76 \text{ с}$$

Так як умова (9.7) виконується, тобто $t_{e2} \leq t_k \leq 5 \text{ с}$ ($0,72 \leq 1,73 \leq 5 \text{ с}$), термічна стійкість трансформатору власних потреб при к. з. буде забезпечена.

Задача 9.2 (самостійно)

Згідно принципової схеми кіл первинної комутації підстанції (додаток Д, рис.Д2) вибрати запобіжники, які захищають трансформатор власних потреб від коротких замикань.

Таблиця 9.2 – Вихідні дані для розрахунків

| Варі-ант | S _{н.тр.сн,К} ВА | S _{н.т1} , кВА | I _{н.тр.} А | U _{н.тр,К} В | U _{т.к} , % | P _{тх} , кВт | P _{тк} , кВт | Довжи-на ПЛ 35кВ | Марка проводу ПЛ35кВ |
|----------|------------------------------|----------------------------|-------------------------|--------------------------|----------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1 | 250 | 4000 | 14,4 | 10 | 4,7 | 0,78 | 4,2 | 20,0 | А-120 |
| 2 | 160 | 4000 | 9,25 | 10 | 4,5 | 0,53 | 2,65 | 15,0 | А-120 |
| 3 | 100 | 2500 | 5,8 | 10 | 4,7 | 0,34 | 2,27 | 10,0 | А-95 |
| 4 | 400 | 6300 | 23,1 | 10 | 4,5 | 1,0 | 5,5 | 4,0 | А-70 |
| 5 | 63 | 2500 | 3,64 | 10 | 4,7 | 0,25 | 1,47 | 30,0 | А-120 |
| 6 | 25 | 1000 | 1,45 | 10 | 4,7 | 0,13 | 0,69 | 26,0 | А-120 |
| 7 | 630 | 10000 | 36,4 | 10 | 5,5 | 1,41 | 7,6 | 35,0 | А-95 |
| 8 | 40 | 1600 | 2,3 | 10 | 4,7 | 0,18 | 1,0 | 17,0 | А-95 |
| 9 | 160 | 4000 | 9,25 | 10 | 4,5 | 0,53 | 2,65 | 33,0 | А-150 |
| 10 | 250 | 4000 | 14,4 | 10 | 4,7 | 0,78 | 4,2 | 11,0 | А-95 |
| 11 | 400 | 6300 | 23,1 | 10 | 4,5 | 1,0 | 5,5 | 23,0 | А-150 |
| 12 | 250 | 4000 | 14,4 | 10 | 4,7 | 0,78 | 4,2 | 21,0 | А-95 |
| 13 | 160 | 4000 | 9,25 | 10 | 4,5 | 0,53 | 2,65 | 15,0 | А-95 |
| 14 | 100 | 2500 | 5,8 | 10 | 4,7 | 0,34 | 2,27 | 10,0 | А-95 |
| 15 | 400 | 6300 | 23,1 | 10 | 4,5 | 1,0 | 5,5 | 5,0 | А-70 |
| 16 | 63 | 2500 | 3,64 | 10 | 4,7 | 0,25 | 1,47 | 30,0 | А-150 |
| 17 | 25 | 1000 | 1,45 | 10 | 4,7 | 0,13 | 0,69 | 25,0 | А-120 |
| 18 | 630 | 10000 | 36,4 | 10 | 5,5 | 1,41 | 7,6 | 35,0 | А-150 |
| 19 | 40 | 1600 | 2,3 | 10 | 4,7 | 0,18 | 1,0 | 18,0 | А-95 |
| 20 | 160 | 4000 | 9,25 | 10 | 4,5 | 0,53 | 2,65 | 33,0 | А-95 |
| 21 | 250 | 4000 | 14,4 | 10 | 4,7 | 0,78 | 4,2 | 12,0 | А-70 |
| 22 | 400 | 6300 | 23,1 | 10 | 4,5 | 1,0 | 5,5 | 23,0 | А-95 |

ЗАНЯТТЯ 10

Тема: ВИБІР ШИН РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ.

Мета заняття: Навчитися виконувати вибір шин розподільчих пристроїв трансформаторних підстанцій напругою 35(110)/10 та 10/0,4 кВ.

I ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Для обладнання розподільчих пристроїв можуть застосуватися мідні, алюмінієві і сталеві шини. Мідні шини застосовують при великих навантаженнях або у тих випадках, коли застосування алюмінієвих і сталевих шин неможливе через корозію, недостатню гнучкість тощо. Сталеві шини застосовують у розподільчих пристроях з малими струмами (до 300 А).

Шини можуть бути виконані як жорсткими, так і гнучкими прямокутного або круглого перерізу. У розподільчих пристроях напругою 6-10 кВ головним чином застосовуються жорсткі алюмінієві одно- і двох штабові шини прямокутного перерізу. Круглі шини застосовуються в установках з відносно малими струмами, та і те тільки у тому випадку, якщо використання сталевих шин прямокутного перерізу з яких-небудь причин неможливе.

Для розподільчих пристроїв напругою 35 кВ і вище, з метою уникнення коронування, застосовують переважно шини круглого перерізу, які виконуються з голого багатодрогового проводу.

Переріз шин обирають за нагрівом максимальним струмом навантаження, який йде по шинах протягом тривалого часу з перевіркою на механічну міцність (електродинамічну стійкість). Шини відкритих розподільчих пристроїв напругою 35 кВ і вище повинні бути також перевірені на коронування. Узагальнені умови вибору наведені у таблиці 10.1.

Вибір шин за тривало допустимим максимальним струмом навантаження і перевірка на термічну стійкість проводиться аналогічно вибору кабелів за алгоритмом рисунка 10.2 Значення тривало допустимого струму для шин прямокутного і

круглого перерізів наведені у таблицях 10.2 і 10.3. При цьому необхідно враховувати, що при розташуванні прямокутних шин плазом, значення допустимих струмів, прийнятих за таблицею 10.2, повинні бути зменшені:

- для шин з шириною штаби до 60 мм – на 5%;
- для шин з шириною штаби більше, ніж 60 мм – на 8%.

Перевірка на електродинамічну стійкість (механічну міцність). При коротких замиканнях в результаті виникнення найбільшого ударного струму к.з. в шинах виникають електродинамічні зусилля, які створюють вигинаючий момент, а отже, механічне напруження у метали.

Таблиця 10.1 – Вибір і перевірка струмопровідних частин і ізоляторів розподільчих пристроїв

| Струмопровідні частини і ізолятори | Умови вибору і перевірки | | | |
|------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--|-------------------------------------|
| | за напругою | за струмом | на термічну стійкість | на механічну стійкість |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Шини | - | $I_{доп.} \geq I_{д.р.}$ | $g_{ки.доп.} \geq g_{ки.розрах.}$ | $\sigma_{доп} \geq \sigma_{розрах}$ |
| Кабелі | $U_{ном.} \geq U_{роб.}$ | $I_{доп.} \geq I_{д.р.}$ | $g_{к.доп.} \geq g_{к.розрах.}$ $F_{зск} \geq F_{зск. min}$ | - |
| Опорні ізолятори | $U_{ном.} \geq U_{уст.}$ | - | - | $F_{доп} \geq F_{розрах}$ |
| Прохідні ізолятори | $U_{ном.} \geq U_{уст.}$ | $I_{ном.} \geq I_{д.р.}$ | - | $F_{доп} \geq F_{розрах}$ |

Перевірка шин полягає у виконанні умови:

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_{розрах} \quad (10.1)$$

де $\sigma_{доп}$, $\sigma_{розрах}$ - відповідно, допустиме і розрахункове значення напруження на згин матеріалу шин, МПа.

Значення допустимих напружень згину $\sigma_{доп}$ для шин з різного матеріалу наведені у таблиці 10.4.

Таблиця 10.4 – Значення допустимих напружень згину для матеріалу шин.

| Матеріал і марка шин | $\sigma_{дон}$, МПа (кгс/см ²) |
|----------------------|---|
| Мідь МТ | 130 (1300) |
| Алюміній АТ | 65 (650) |
| Алюміній АТТ | 90 (900) |
| Сталь | 160 (1600) |

Найбільша статична сила $F_{розрах}$ (Н), яка діє на середню фазу (що знаходиться у найбільш важких умовах) трьох паралельних шин при протіканні по них ударного струму трифазного к.з. визначається за виразом [10].

$$F_{розрах} = 1,76k_{\phi}i_y^{(3)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (10.2)$$

де $i_y^{(3)}$ - ударний струм трифазного к.з., А;

l - довжина прольоту шин, м;

a - відстань між вісями шин суміжних фаз, м;

k_{ϕ} - коефіцієнт форми шин, який визначається за кривими (рисунок 10.1) в залежності від співвідношень:

$$\frac{b}{h} = m \text{ та } \frac{a-b}{b+h}, \quad (10.3)$$

де b, h - відповідно, товщина і висота шини, м.

Якщо відношення $\frac{a-b}{b+h} \geq 2$ або шини круглого перерізу, то $k_{\phi}=1$.

Розрахункове напруження на згин визначається за виразами:

- при одному та двох прольотах:

$$\sigma_{розрах} = \frac{F_{розрах} \cdot l}{8W}; \quad (10.4)$$

- при кількості прольотів більше двох:

$$\sigma_{розрах} = \frac{F_{розрах} \cdot l}{10W} \quad (10.5)$$

Значення моменту опору у залежності від розташування і форми їх перерізу наведені у таблиці 10.5.

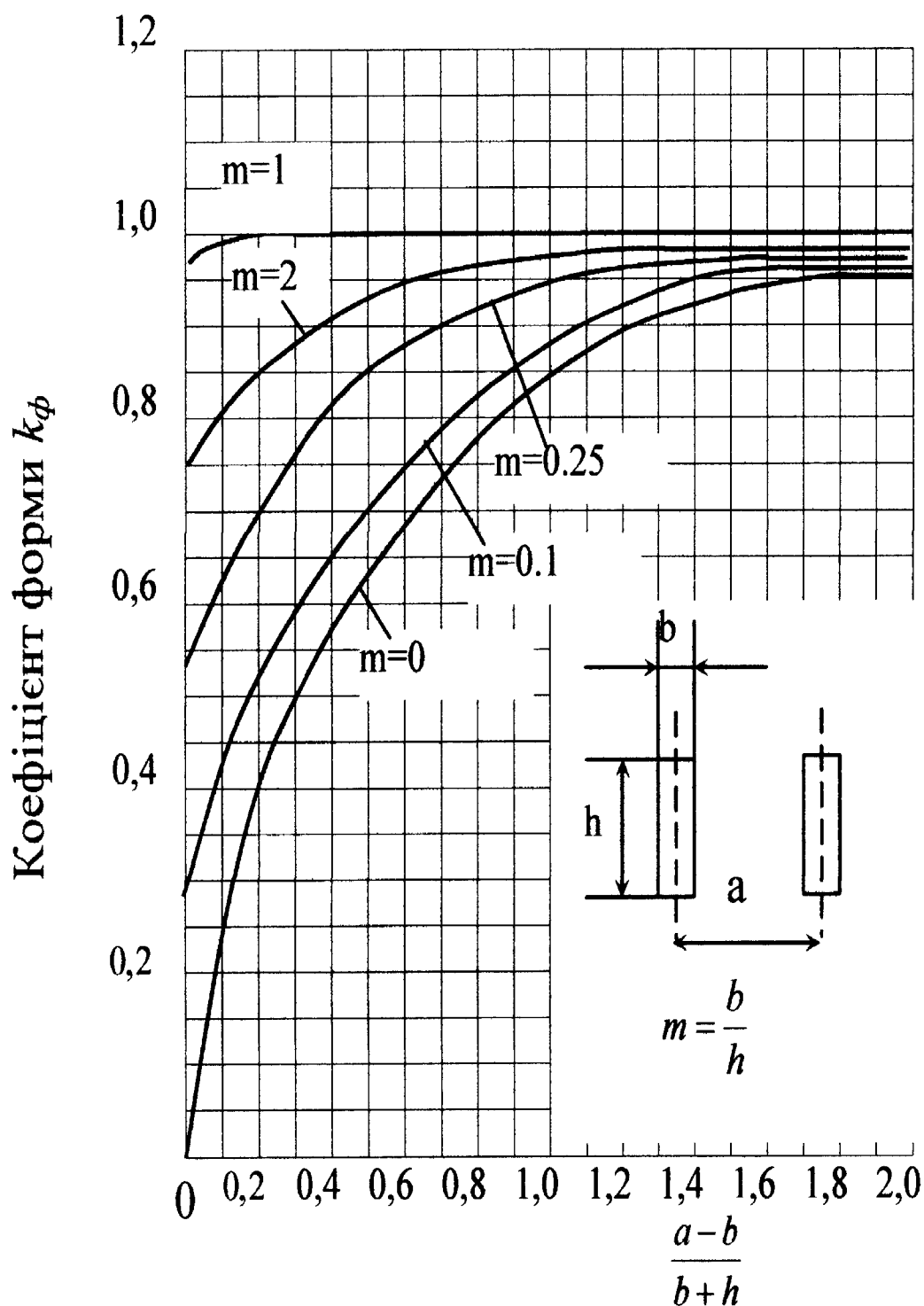
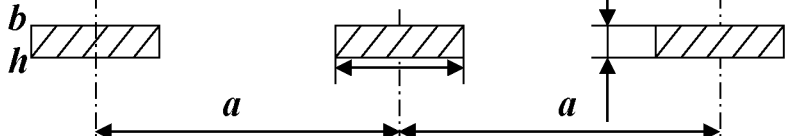
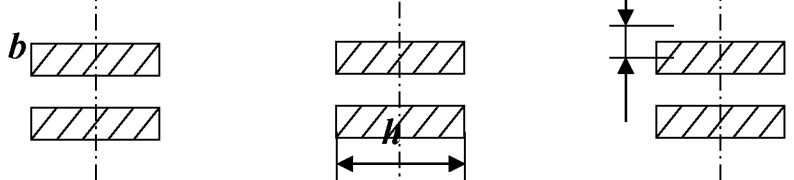
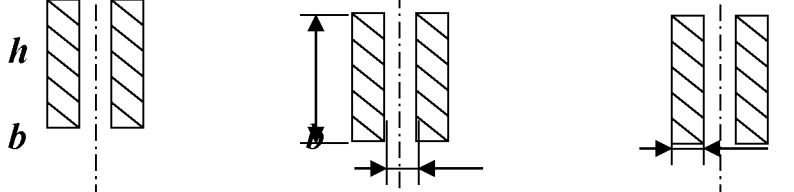
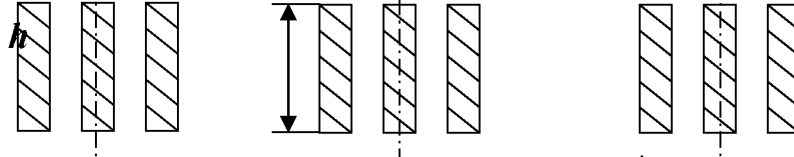
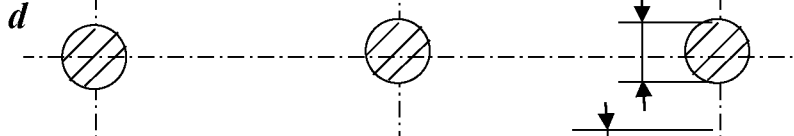
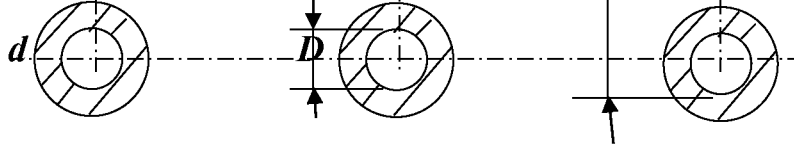


Рисунок 10.2 – Криві для визначення коефіцієнту форми шин прямокутного перерізу

Таблиця 10.5 – Визначення моменту опору шин

| Ескіз розташування шин і форма їх перерізу | Момент опору W , м ³ |
|---|-----------------------------------|
|  | $0,167bh^2$ |
|  | $0,333bh^2$ |
|  | $1,44hb^2$ |
|  | $3,3hb^2$ |
|  | $0,1d^3$ |
|  | $0,1(D^3 - d^3)$ |

У відкритих розподільчих пристроях 35-110 кВ понижуючих підстанцій використовують гнучкі шини із сталевобалюмінієвих проводів, закріплені на підвісних ізоляторах.

Вибір гнучких шин проводиться так само, як і жорстких, за виключенням:

- 1) перевірка на електродинамічну стійкість не ведеться;
- 2) при напрузі 35 кВ і вище обрані за економічною щільністю і перевірені за допустимим струмом навантаження шини повинні бути перевірені на коронування [1] за умовою:

$$U_{KP} \geq U_{уст.н.}, \quad (10.6)$$

де U_{KP} - критична напруга корони, кВ.

Критичну напругу корони можна визначити за емпіричною формулою:

$$U_{KP} = 68,5 \delta r \lg \frac{D}{r}, \quad (10.7)$$

де δ - коефіцієнт, що враховує атмосферні умови (при тиску 760 мм і температурі $+25^\circ \text{C}$ $\delta = 1$);

D - відстань між вісями шин (проводів), мм;

r - радіус шини (проводу), мм.

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Для чого призначені збірні шини?
2. Які види збірних шин використовуються в енергетичних об'єктах?
3. При яких струмах допустимо застосовувати шини із сталі?
4. Які шини використовують при струмах більше 3000 А?
5. Що уявляє собою конструкція жорстких шин?
6. Шини відкритих розподільних пристроїв якої напруги перевіряють на коронування?
7. Чому шини відкритих РП напругою вище 10 кВ виконуються гнучкими проводами?
8. Перелічіть види перетинів жорстких шин закритих РП.
9. Яка найбільша напруженість (E , кВ/см) електричного поля біля поверхні провідника?
10. Як обчислюється початкова напруженість електричного поля (E_0 , кВ/см) біля поверхні провідника?
11. Як визначається допустимий струм $I_{доп}$ на шини вибраного перерізу?
12. Якої серії шинопроводи використовуються для живлення освітлювальних мереж?
13. Скільки відсотків не повинна перевищувати втрата напруги: в живлячому шинопроводі; в розподільючому шинопроводі; з рівномірним навантаженням?

14. Як визначається втрата напруги в живлячому шинопроводі?
15. По якому струму вибирається розрахунковий струм магістрального шинопровода?
16. Коли враховується індуктивний опір шинопровода?
17. На якій висоті можуть застосовуватися магістральні шинопроводи, якщо не перешкоджають місцеві умови?
18. Як підключають окремі приймачі до шинопроводів?
19. На якій висоті виконуються відкриті шинопроводи на ізоляторах?

3 ЛІТЕРАТУРА

1 гл. 1.8; 4 с.87-89, 243- 251; 5 с.87-90; 254-264; 6 с.29-31, 171-172; 7 с.29-32, 133-134; 10 с.137-141; 11 с. 26-32, 206-211.

Задача 10.1

Для районної трансформаторної підстанції РТП₀₂ -35/10 кВ, (додаток Д, рис.Д1) здійснити вибір шин.

Вихідні дані: одна секція прямокутних шин, які встановлені в одній горизонтальній площині плашмя з прольотом $l = 0,8 \text{ м}$ і відстанню між вісями опорних ізоляторів суміжних фаз $a = 0,25 \text{ м}$. Матеріал шин – алюміній з допустимим значенням напруження на згин $\sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа}$; кількість прольотів – більше двох. Крім того, розрахунковий максимальний струм секції шин дорівнює $I_{p.\text{max}} = I_{\text{трив.р}} = I_{\text{д.р}} = 202,3 \text{ А}$ (значення струму визначене раніше); $I^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = I_{\text{к2}}^{(3)} = 2,72 \text{ кА}$; $i_{\text{ук2}}^{(3)} = 5,71 \text{ кА}$; $I_{\text{к2}}^{(2)} = 2,37 \text{ кА}$ (дані розрахунку струмів короткого замикання). Розрахунковий час проходження струму к. з. при міжфазних коротких замиканнях $t_{\text{к}} = t_{\text{з}} + t_{\text{вим}} = 1,4 + 0,2 = 1,6 \text{ с}$ (де $t_{\text{з}}$ –тривалість дії захисту, с; $t_{\text{вим}}$ - тривалість дії вимикаючої апаратури, с).

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Так як шини встановлені в РП-10 плашмя, то допустимий по умові тривалого нагріву струм $I_{m.\dot{d}on}$ необхідно зменшити на 5%, тобто $0,95I_{m.\dot{d}on} \geq I_{\dot{d}.p} = I_{трив.р}$; $I_{трив.р} / 0,95 = 202,3 / 0,95 = 213 \text{ А}$. Із таблиці 10.1 вибираємо алюмінієві шини з достатнім перерізом: $F_{ж.ш} = h \cdot b = 20 \cdot 3 = 60 \text{ мм}^2$ з $I_{m.\dot{d}on} = 215 \text{ А}$.

Перевіряємо вибрані шини на термічну стійкість. Так як $I^{(3)} = I_{\infty}^{(3)}$, то $\beta^{(3)} = 1$. По рисунку 10.4 а при $\beta^{(3)} = 1$ та $t_k = 1,6 \text{ с}$ визначаємо приведений час для періодичної складової струму к. з. $t_{ф.н}$, який дорівнює $t_{ф.н} = 1,31 \text{ с}$. Так як $t_k > 1 \text{ с}$, то $t_{ф} = t_{ф.н} = 1,31 \text{ с}$, тобто фіктивний приведений час аперіодичної складової струму к. з. не враховується.

Визначаємо температуру шин до моменту короткого замикання по виразу п. 4.1 алгоритму (рисунок 10.1):

$$\vartheta_p = \vartheta_{н.н} + (\vartheta_{m.\dot{d}on} - \vartheta_{н.н}) \left(\frac{I_{трив.р}}{I_{m.\dot{d}on}} \right)^2; \text{ де } \vartheta_{m.\dot{d}on} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ (таблиця 10.5)}$$

$$\vartheta_{н.н} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ (таблиця 10.6)}$$

$$\vartheta_p = 25 + (70 - 25) \left(\frac{202,3}{215,0} \right)^2 = 64,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

По кривим [8 с 253, рисунок 5.20] та при $\vartheta_p = 64,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$ для алюмінієвих шин знаходимо значення $A_{\vartheta_p} = 0,63 \cdot 10^4$. Визначаємо A_{ϑ_k} за виразом пункту 4.4 алгоритму рисунку 10.1:

$$A_{\vartheta_k} = A_{\vartheta_p} + \left(\frac{I_{\infty}^{(3)}}{F_{ж.ш}} \right)^2 \cdot t_{ф};$$

$$A_{\vartheta_k} = 0,63 \cdot 10^4 + \left(\frac{2720}{60} \right)^2 \cdot 1,31 = 0,899 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$$

Із залежності (рисунок 10.2) по $A_{\theta_k} = 0,899 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$ знаходимо значення $\theta_{k.розр} = 92 \text{ }^\circ\text{C}$. Знаходимо значення гранично допустимої температури нагріву алюмінієвих шин при короткому замиканні $\theta_{k.дон} = 200 \text{ }^\circ\text{C}$ (таблиця 10.7). Так як $\theta_{k.дон} > \theta_{k.розр}$, шини задовольняють умовам термічної стійкості.

Для перевірки шин на електродинамічну стійкість визначаємо силу $F_{розр}$, яка діє на шини при проходженні ударного струму трифазного к. з. за виразом (10.2) або по п. 6 алгоритму (рисунок 10.2).

$$F_{розр} = 1,76 k_{\phi} \cdot i_y^{(3)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7}$$

Для визначення коефіцієнту форми k_{ϕ} розраховуємо співвідношення по п. 6.2 алгоритму (рисунок 10.2) або за виразом (10.3):

$$m = \frac{b}{h} = \frac{3}{20} = 0,15; \quad \frac{a-b}{b+h} = \frac{250-3}{3+20} = 10,7$$

Так як $\frac{a-b}{b+h} > 2$, то коефіцієнт $k_{\phi} = 1$. Тоді:

$$F_{розр} = 1,76 \cdot 1,0 \cdot 5710^2 \cdot \frac{0,8}{0,25} \cdot 10^{-7} = 18,4 \text{ Н}$$

Визначаємо момент опору шин W за виразами таблиці 10.2:

$$W = 0,167 \cdot b \cdot h^2;$$

$$W = 0,167 \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot (25 \cdot 10^{-3})^2 = 313,1 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3$$

Розрахункове напруження на згин шин визначаємо за виразом (10.5) або п. 8 алгоритму (рисунок 10.2).

$$\sigma_{розрах} = \frac{F_{розрах}}{10W}; \quad \sigma_{розрах} = \frac{18,4}{313,1} \cdot 10^9 = 58,8 \text{ МПа}$$

Допустиме значення напружень згину алюмінієвих жил дорівнює $\sigma_{дон} = 65 \text{ МПа}$ (таблиця 10.4).

Так як $\sigma_{\text{дон}} > \sigma_{\text{розрах}}$, то шини задовольняють умовам електродинамічної стійкості, а з урахуванням результатів розрахунків на термічну стійкість можна заключити, що шини задовольняють усім умовам вибору та можуть бути прийняті до установки.

Задача 10.2 (самостійно)

Згідно принципової схеми кіл первинної комутації підстанції (додаток Д, рис.Д2) вибрати жорсткі шини.

Таблиця 10.8 – Вихідні дані до вибору жорстких шин

| Варіант | $S_{\text{н.т1}}, S_{\text{н.т2}}, \text{кВА}$ | $I''^{(3)}=I_{\infty}^{(3)}=I_{\text{к}}^{(2)}, \text{кА}$ | $i_y^{(3)}, \text{кА}$ | $I_{\text{к2}}^{(2)}, \text{кА}$ |
|---------|--|--|------------------------|----------------------------------|
| 1 | 4000 | 2,57 | 6,89 | 2,22 |
| 2 | 4000 | 2,95 | 6,19 | 2,6 |
| 3 | 2500 | 2,44 | 5,12 | 2,09 |
| 4 | 6300 | 5,24 | 11,00 | 4,94 |
| 5 | 2500 | 2,7 | 5,67 | 2,35 |
| 6 | 10000 | 7,52 | 15,79 | 7,17 |
| 7 | 10000 | 9,26 | 19,32 | 8,96 |
| 8 | 1600 | 2,79 | 5,96 | 2,44 |
| 9 | 4000 | 4,91 | 10,3 | 4,56 |
| 10 | 4000 | 5,32 | 11,17 | 4,97 |
| 11 | 6300 | 5,78 | 12,14 | 5,43 |
| 12 | 4000 | 5,94 | 12,47 | 5,59 |
| 13 | 4000 | 2,85 | 5,98 | 2,5 |
| 14 | 2500 | 3,71 | 7,79 | 3,36 |
| 15 | 6300 | 5,21 | 10,94 | 4,86 |
| 16 | 2500 | 3,47 | 7,29 | 3,12 |
| 17 | 10000 | 6,71 | 14,09 | 6,36 |
| 18 | 1000 | 2,84 | 5,96 | 2,49 |
| 19 | 1600 | 2,98 | 6,26 | 2,63 |
| 20 | 4000 | 5,22 | 10,96 | 4,87 |
| 21 | 4000 | 5,62 | 10,92 | 5,27 |
| 22 | 6300 | 7,68 | 16,13 | 7,33 |

ЗАНЯТТЯ 11

Тема: ВИБІР ІЗОЛЯТОРІВ.

Мета заняття: Навчитися виконувати вибір ізоляторів для монтажу шин розподільчих пристроїв трансформаторних підстанцій напругою 35(110)/10 та 10/0,4 кВ.

І ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Ізолятори шинної конструкції для розподільчих пристроїв вибирають за номінальною напругою, родом установки (зовнішня, внутрішня), типом (опорна, прохідна) і допустимим механічним навантаженням. Окрім цього, прохідні ізолятори вибирають за номінальним струмом. Узагальнені умови вибору ізоляторів наведені у таблиці 11.1.

За допустимим механічним навантаженням ізолятори вибирають згідно з умовою:

$$F_{із.розрах} \leq F_{доп.} \approx 0,6 F_{руйн.} \quad (11.1)$$

де $F_{із.розрах}$ - найбільше розрахункове навантаження на ізолятор, Н;

$F_{доп.}$ - допустиме навантаження на ізолятор, Н;

$F_{руйн.}$ - руйнуюче навантаження на згин, Н (береться з [8. с 541додаток Д10, таблиця Д10.1];

0,6 - коефіцієнт запасу міцності.

Найбільше розрахункове навантаження на ізолятор визначається за виразами:

- для опорних ізоляторів:

$$F_{із.розрах} = 1,76 i_y^{(3)2} \frac{l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7}, \quad (11.2)$$

де $i_y^{(3)2}$ - ударний струм трифазного к.з., А;

l, a - відповідно, довжина прольоту шин і відстань між осями шин суміжних фаз, м;

k_h - коефіцієнт поправки на висоту шини при розташуванні шини на ізоляторі „на ребро” (див. рисунок 11.1); при розташуванні шини навзаки $k_h=1$

$$k_h = \frac{H + b + \frac{h}{2}}{H}, \quad (11.3)$$

де H – висота ізолятора, м;

b, h - відповідно, ширина і висота шини, м;

- для прохідних ізоляторів:

$$F_{из.розрах.} = 0.88i_y^{(3)2} \frac{l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7}, \quad (11.4)$$

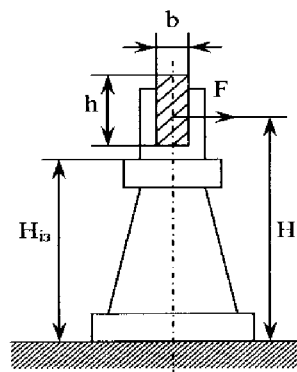


Рисунок 11.1 – До визначення розрахункового навантаження на ізолятор

Основні розміри і характеристики ізоляторів для шинних конструкцій РП наведені у [8, додаток Д10].

Умови вибору і перевірки ізоляторів і струмопровідних частин розподільчих пристроїв підстанції наведені у таблиці 11.1.

Таблиця 11.1 – Вибір і перевірка струмопровідних частин і ізоляторів розподільчих пристроїв

| Струмопровідні частини і ізолятори | Умови вибору і перевірки | | | |
|------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--|-------------------------------------|
| | за напругою | за струмом | на термічну стійкість | на механічну стійкість |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Шини | - | $I_{доп.} \geq I_{д.р.}$ | $g_{ки.доп.} \geq g_{ки.розрах.}$ | $\sigma_{доп} \geq \sigma_{розрах}$ |
| Кабелі | $U_{ном.} \geq U_{роб.}$ | $I_{доп.} \geq I_{д.р.}$ | $g_{к.доп.} \geq g_{к.розрах.}$ $F_{жск} \geq F_{жск. min}$ | - |
| Опорні ізолятори | $U_{ном.} \geq U_{уст.}$ | - | - | $F_{доп} \geq F_{розрах}$ |
| Прохідні ізолятори | $U_{ном.} \geq U_{уст.}$ | $I_{ном.} \geq I_{д.р.}$ | - | $F_{доп} \geq F_{розрах}$ |

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. З чого складається гірлянда ізоляторів?
2. Як розподіляється напруга, прикладена до гірлянди ізоляторів?
3. Скільки можливо виділити видів ємностей в гірлянді? Їх характеристика?
4. В чому перевага скляних ізоляторів перед фарфоровими?
5. Розшифруйте маркування вибраних опорних і прохідних ізоляторів.
6. Перелічіть типи ізоляторів і схарактеризуйте місця їх використання.
7. Де використовують опорні й прохідні ізолятори?
8. Чим відрізняються ізолятори ВЛ - 0,4кВ від ізоляторів ВЛ – 6 - 10кВ, ВЛ – 35 - 110 – 220 -50кВ?
7. Яка конструкція у підвісних ізоляторів та їх маркування?
8. Як конструктивно побудовані опорні ізолятори?

3 ЛІТЕРАТУРА

1 гл. 1.8; 4 с.87-89, 243- 251; 5 с.87-90; 254-264; 6 с.29-31, 171-172; 7 с.29-32, 133-134; 10 с.137-141; 11 с. 26-32, 206-211.

Задача 11.1

Для районної трансформаторної підстанції РТП₀₂ -35/10 кВ, яка розглядається вище (додаток Д, рис.Д1) здійснити вибір ізоляторів

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Для монтажу шин в РП-10 кВ необхідні опорні ізолятори, які вибираємо за умовами алгоритму (рисунок 11.2). Згідно умови $U_{із.н} \geq U_{уст.н} = 10 \text{ кВ}$ із таблиці [8 додаток Д10, таблиця Д10.1] вибираємо ізолятори типа ИОС-10-500 УХЛ – ізолятор опорний стержневий, розрахований на $U_{із.н} = 10 \text{ кВ}$ та руйнуюче навантаження на згин $F_{руйн} = 500 \text{ кН}$, який застосовується в умовах помірного та холодного клімату.

Визначаємо допустиме навантаження на ізолятор, Н (п. 7 алгоритму вибору або вираз (11.1):

$$F_{дон} \approx 0,6 F_{руйн}; F_{дон} \approx 0,6 \cdot 500 = 300 \text{ кН}$$

Так як $F_{із.розрах} = 18,4 \text{ Н}$ (відомо із попереднього розрахунку (при виборі жорстких шин в практичному занятті 10) значно менше $F_{дон} = 300 \text{ кН}$, то умова (11.1) або п. 8 алгоритму вибору (рисунок 11.2) виконується і даний тип ізоляторів може бути запропонований для використання в РП-10 кВ.

Задача 11.2 (самостійно)

Згідно принципової схеми кіл первинної комутації підстанції (додаток Д, рисунок Д2) вибрати ізолятори, користуючись даними розрахунку при виконанні практичного заняття 10.

ЗАНЯТТЯ 12

Тема: РОЗРАХУНОК ПРИСТРОЇВ ЗАЗЕМЛЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Мета заняття: Навчитися розраховувати пристрої заземлення сільських трансформаторних підстанцій напругою 35(110)/10 кВ

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Внаслідок появи на ізоляторах або між обмоткою й корпусом вологи й пилу на корпусах генераторів, трансформаторів, електричних машин, апаратів і приладів може виникнути напруга. Торкання до такого корпусу може призвести до смертельного ураження.

Пристрій заземлення складається із заземлювачів (металевого стержня, кутника, проводу, штаби тощо) і заземлюючих провідників. Заземлювач безпосередньо стикається із ґрунтом, а заземлюючі провідники з'єднують із заземлювачами ті елементи електричних установок, що заземлюються. Найчастіше використовують контур заземлення, який складається з кількох заземлювачів, з'єднаних між собою штабою (смугою) або проводом.

Основною характеристикою контуру заземлювання є **опір розтіканню струму** r_3 , який визначає опір ґрунту в об'ємі між заземлювачем і поверхнею нульового потенціалу:

$$r_3 = \frac{U_3}{I_3}, \quad (12.1)$$

де U_3 – напруга на заземлювачі відносно землі з нульовим потенціалом при проходженні струму розтікання I_3 .

При дотику людини до струмопровідних частин електроустановки, які знаходяться під напругою, а також до металевих частин, які опиняються під напругою в результаті пошкодження ізоляції, може бути ураження людини електричним струмом у вигляді електричного удару або електричної травми (опік та

ін.). В результаті електричного удару у людини можуть настати судороги, втрата свідомості, зупинитися дихання і кровообіг. При 12 В і більше може настати смерть.

Щоб виключити випадковий дотик людини до неізольованих струмопроводів, необхідно встановити огорожу або розміщувати струмопроводи на певній висоті. Крім цього, в електричних установках безпека людей забезпечується спорудженням заземлення або занулення, які повинні задовольняти вимогам, що впливають з режиму роботи електромережі і захисту від перенапруги.

В мережах з глухим заземленням нейтралі здійснюють **занулення**, а в мережах з ізолюваною нейтраллю – **заземлення**. В чотирипровідних мережах трифазного струму використовують **глухе заземлення нейтралі**.

В електроустановках із глухозаземленою нейтраллю напругою понад 1000 В (від 110 до 750 кВ) заземлювальний пристрій повинен мати опір не більше 0,5 Ом.

При використанні заземлювального пристрою лише для електроустановок напругою вище 1000 В з ізолюваною нейтраллю, а також у випадку використання його одночасно для електроустановок напругою до 1000 В, в яких N-, PEN- (PE-) провідники не виходять за межі цього заземлювального пристрою, опір заземлювального пристрою (Ом) визначають за виразом [1]:

$$R_z \leq \frac{250}{I_z}. \quad (12.2)$$

де I_z – розрахунковий струм замикання на землю, А.

Але опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати 10 Ом.

За розрахунковий струм замикання на землю I_z беруть найбільший можливий струм через заземлення. В установках з незаземленою нейтраллю беруть ємнісний струм однофазного замикання на землю.

Для повітряних ліній струм замикання на землю [1]:

$$I_z \cong \frac{U_n \cdot I_{ПЛ}}{350}.$$

При використанні заземлювального пристрою одночасно для електроустановок напругою вище 1000 В із ізольованою нейтраллю та до 1000 В із глухо-заземленою нейтраллю, в яких N-, PEN- (PE-) провідники виходять за межі цього заземлювального пристрою, а захист від замикання на землю в електроустановці напругою понад 1000 В з ізольованою нейтраллю діє на сигнал, тоді [1]:

$$R_3 \leq \frac{67}{I_3}. \quad (12.3)$$

У цьому випадку також необхідно виконувати вимоги, що висуваються до заземлення електроустановок напругою до 1000 В.

В електричних установках напругою до 1000 В з ізольованою нейтраллю опір пристрою заземлення не повинен перевищувати 4 Ом при сумарній потужності генераторів або трансформаторів більше 100 кВА і не перевищувати 10 Ом при сумарній потужності 100 кВА і менше.

В мережах із глухо заземленою нейтраллю напругою до 1000 В опір заземлювальних пристроїв, до яких приєднано нейтралі генераторів і трансформаторів, не повинен перевищувати: 2 Ом в установках напругою 660/380 В, 4 Ом для електроустановок напругою 380/220 В та 8 Ом для електроустановок напругою 220/127 В.

Цей опір необхідно забезпечити з урахуванням природних заземлювачів, а також повторних заземлень нульового проводу повітряних ліній напругою до 1000 В при кількості відхідних ліній не менше двох. При цьому опір заземлювача, до якого приєднують нейтраль генераторів і трансформаторів, не повинен перевищувати: 15 Ом для електроустановок напругою 660/380 В, 30 Ом для електроустановок напругою 380/220 В та 60 Ом для електроустановок напругою 220/127 В, якщо не вимагається меншого опору за умовами грозозахисту.

В кінці лінії напругою 380/220 В та на вводі в електроустановку або в приміщення рекомендується виконувати повторне заземлення PEN- (PE-) провідника. При цьому опір повторних заземлювачів не повинен перевищувати 30 Ом. Повторні заземлення виконуються лише у тому випадку, якщо на по-

вітряній лінії відсутні заземлювачі, що призначені для захисту від атмосферної перенапруги або їх кількість недостатня для отримання нормованого опору заземлювачів лінії.

Загальний опір усіх заземлювачів, що приєднані до PEN-провідника кожної лінії, у тому числі і природних заземлювачів, не повинен перевищувати 5, 10 та 20 Ом відповідно для лінійної напруги 660, 380 та 220 В трифазного струму.

Якщо питомий опір землі $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, то допускається збільшення опорів заземлювальних пристроїв в $\rho/100$ разів, але не більше ніж у десять разів.

Для електроустановок напругою понад та до 1000 В з ізольованою нейтраллю при питомому опорі землі $\rho > 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ допускається збільшення опору заземлення в $0,002\rho$ разів, але не більше ніж у 10 разів.

При розрахунку заземлення визначають опір розтіканню струму, вибирають тип заземлювача, схему контуру заземлення, його конструктивне виконання. Напругу на заземлювачі відносно землі для різних систем електропостачання вибирають різну.

Заземлювачі бувають **штучні і природні**. Штучними заземлювачами можуть бути вертикально забиті в землю стержні з кутової сталі товщиною полицьки не менше 4 мм і завдовжки 2,5...3 м або горизонтально прокладені круглі чи прямокутні сталеві штаби, що призначені для з'єднання вертикальних заземлювачів. Використання сталевих труб не рекомендується.

Заземлювачі залежно від плану електроустановки і їх кількості розміщують в ряд або по контуру їх забивають у ґрунт так, щоб верхній кінець був на 0,5...1,5 м нижче від поверхні землі. Чим глибше заземлювач в ґрунті, тим менше змінюється опір при сезонних змінах (промерзанні взимку і висиханні ґрунту влітку).

Останнім часом почали застосовувати глибинні заземлювачі з круглої стержневої сталі завдовжки 5...6 м. На великій глибині опір заземлення не залежить від атмосферних умов і буде стабільним.

Знаючи розрахунковий питомий опір ґрунту $\rho_{розр}$, можна визначити опір одного заземлювача.

Опір розтікання струму вертикального заземлювача визначається за виразом:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l_{cm}} \cdot \left(\lg \frac{k_B \cdot l_{cm}}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4h_c + l_{cm}}{4h_c - l_{cm}} \right), \quad (12.4)$$

де $\rho_{розр}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом·м;

k_B – коефіцієнт вертикального заземлювача: для круглих стержнів $k_B = 2$; для кутової сталі (кутників) $k_B = 2,1$;

l_{cm} – довжина заземлювача (електрода), м;

d – діаметр стержня або ширина полки кутника, м;

h_c – глибина закладення, що дорівнює відстані від поверхні землі до середини заземлювача, м.

Ґрунт, що оточує заземлювач, неоднорідний. Ґрунтові води дуже впливають на його опір. Правила влаштування електроустановок рекомендують визначати питомий опір ґрунту безпосереднім вимірюванням в тому місці, де розміщуватиметься заземлення. При цьому необхідно врахувати сезонні коливання опору ґрунту. Навесні й осінню він менший, ніж взимку і літом. Це коливання враховують введенням коефіцієнта сезонності k_c та коефіцієнта k_i (додаток Г), що враховує стан ґрунту при виконанні замірів.

В розрахунках можна користуватися спрощеними формулами: для електрода із кутової сталі $50 \times 50 \times 5$ мм завдовжки 2,5 м $R_{B.K.} = 0,34 \rho_{розр}$; для сталюго електрода круглого перерізу діаметром 16 мм завдовжки 5 м $R_{B.Kp.} = 0,227 \rho_{розр}$; де $\rho_{розр}$ виражено в омах на метр (Ом·м).

Розрахунковий опір ґрунту визначають за виразом:

$$\rho_{розр} = k_c \cdot k_i \cdot \rho_{вимір}. \quad (12.5)$$

де $\rho_{вимір}$ – вимірний опір ґрунту;

Питомий опір ґрунту можна визначити за допомогою вимірювача заземлення типу МС-0,8, М-416, ІС-10, Fluke-1625 та ін.

Якщо опір вертикальних заземлювачів більший від опору, що визначається за нормами, то слід врахувати опір горизонтальних з'єднувальних штаб (смуг зв'язку):

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр.}}{l_{см}} \cdot \lg \frac{k_{\Gamma} \cdot l_{см}^2}{d_{см} \cdot h_{см}}, \quad (12.6)$$

де $l_{см}$ – довжина смуги зв'язку, м;

$d_{см}$ – діаметр круглої сталі або ширина смуги прямокутного перерізу, м

$h_{см}$ – глибина залягання горизонтального заземлювача (смуги), м;

k_{Γ} – коефіцієнт горизонтального заземлювача; для круглого перерізу

$k_{\Gamma} = 1$, а для прямокутного $k_{\Gamma} = 2$.

Провідність з'єднувальної штаби (смуги) враховують лише при великих контурах заземлення.

Опір заземлення одного забитого в землю заземлювача здебільшого становить 20...50 Ом. Для одного контуру заземлення беруть не менше двох електродів. Між собою їх з'єднують приварюванням до сталюї штаби на глибині не менш 0,3 м від поверхні землі. На загальний опір заземлювачів впливає їх взаємне екранування, яке враховується в розрахунках коефіцієнтом використання заземлювачів. Цей коефіцієнт завжди менший від одиниці і визначається за кривими або за таблицями [3], (додаток Г).

Для n заземлювачів з однаковими опорами заземлення при їх паралельному з'єднанні загальний опір контуру заземлення:

$$R_{\text{конт.}} = \frac{R_3}{\eta \cdot n}. \quad (12.7)$$

Слід широко використовувати природні заземлювачі: металеві оболонки кабелю (крім алюмінієвих), обсадні труби артезіанського колодязя тощо.

Якщо опір природного заземлювача $R_{\text{прир.}}$ більший від розрахункового R_3 , то треба додати штучне заземлення, опір якого $R_{\text{штучн.}}$ визначають за формулою:

$$R_{\text{штучне}} = \frac{R_3 \cdot R_{\text{прир.}}}{R_{\text{прир.}} - R_3}. \quad (12.8)$$

Для електроустановок напругою до 1000 В із глухим заземленням нейтралі, якщо не використовуються природні заземлювачі,

$$R_{\text{штучне}} = \frac{R_3 \cdot R_{\text{повт.}}}{R_{\text{повт.}} - R_3}, \quad (12.9)$$

де $R_{\text{повт.}}$ – загальний опір повторних заземлювачів, Ом.

Необхідну кількість вертикальних заземлювачів (теоретичне число) знаходять так:

$$n_m = \frac{R_B}{R_3}. \quad (12.10)$$

Дійсне число заземлювачів (електродів) із врахуванням смуги зв'язку визначають за виразом:

$$n_{\text{дійсне}} = \frac{R_B \cdot \eta_{\Gamma} \cdot [1/(R_3 \cdot \eta_{\Gamma}) - 1/R_{\Gamma}]}{\eta_B}. \quad (12.11)$$

Якщо за виразом (12.11) отримують $n_{\text{дійсне}} \leq n_m$, то для виконання пристрою заземлення приймають кількість стержнів (електродів), що дорівнює n_m . Якщо ж отримують $n_{\text{дійсне}} > n_m$, то для виконання пристрою заземлення приймають $n_{\text{дійсне}}$ стержнів.

Якщо опір смуги зв'язку не враховують, то $n_{\text{дійсне}}$ визначають за виразом:

$$n_{\text{дійсне}} = \frac{n_m}{\eta_B}. \quad (12.12)$$

Далі за значенням $n_{\text{дійсне}}$ визначають уточнене значення η_B' і визначають розрахунковий опір заземлювального пристрою:

$$R'_3 = \frac{R_B \cdot \eta_\Gamma}{n_{\text{дійсне}} \cdot \eta_B'}. \quad (12.13)$$

Якщо $R'_3 \leq R_{\text{штучне}}$, то на цьому розрахунок закінчується. Якщо $R'_3 > R_{\text{штучне}}$, то збільшують кількість стержнів.

Контур заземлення розміщують навколо будівлі так, як показано на рисунку 12.1. Для зниження напруги дотику і крокової напруги через кожні 8...10 м прокладають додаткові заземлюючі штаби, які внаслідок взаємного впливу електродів підпирають потенціал, забезпечуючи його рівномірне зниження. У зовнішній частині контуру заземлення додаткові заземлювачі закладають на різну глибину. Окремі елементи контуру заземлення з'єднують зварюванням, а корпуси апаратури і металеві конструкції приєднують до заземлювальних провідів болтами.

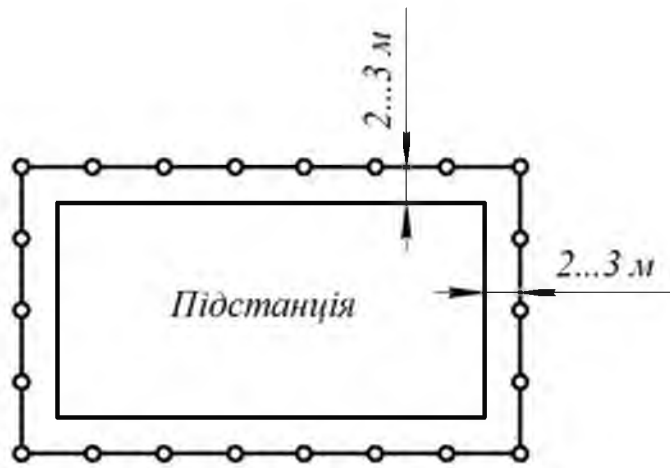


Рисунок 12.1 – Контур заземлення підстанції

Кожен елемент установки, який заземлюється, приєднують до заземлення або до заземлювальної магістралі окремим провідником. Заземлювальними провідниками при відкритій прокладці можуть бути голі мідні провідники перерізом не менше 6 мм^2 , алюмінієві перерізом не менше 16 мм^2 та перерізом не менше 50 мм^2 для сталі.

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Чим забезпечується захист людини від ураження струмом під час роботи електроустановки?
2. Що називається захисним заземленням?
3. Що таке робоче заземлення?
4. Що називається опором розтікання струму в контурі заземлення?
5. Що називається напругою дотикання і напругою кроку?
6. Як обчислюють опір контуру заземлення і як вибирають кількість заземлювачів?
7. Як виконується мережа заземлення?

3 ЛІТЕРАТУРА

1 гл. 1.8; 4 с.87-89, 243- 251; 5 с.87-90; 254-264; 6 с.29-31, 171-172; 7 с.29-32, 133-134; 10 с.137-141; 11 с. 26-32, 206-211.

Задача 12.1

Розрахувати заземлювальний пристрій трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ із одним трансформатором потужністю 2500 кВА. Сумарна довжина електрично зв'язаних ліній напругою 35 кВ – 90 км. Від РП 10 кВ підстанції відходить три повітряні лінії напругою 10 кВ сумарною довжиною 44, 33 та 38 км. До шин 10 кВ приєднано трансформатор власних потреб напругою 10/0,4 кВ, нейтраль якого приєднана до контуру заземлення підстанції. Заземлювальний контур підстанції виконати у вигляді прямокутника 20 × 13 м. Значення питомого опору ґрунту, що виміряне в дощовий осінній період, становить $\rho_{\text{вимір.}} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку В.

1. Загальна довжина електрично зв'язаних ліній напругою 10 кВ:

$$l_{\text{ПЛ}10} = \sum l_i; \quad l_{\text{ПЛ}10} = 44 + 33 + 38 = 115 \text{ км.}$$

2. Визначаємо розрахунковий струм замикання на землю:

$$I_z = \frac{U_n \cdot l_{\text{ПЛ}}}{350};$$

$$\text{– для ПЛ 35 кВ:} \quad I_z = \frac{35 \cdot 90}{350} = 9,0 \text{ А;}$$

$$\text{– для ПЛ 10 кВ:} \quad I_z = \frac{10 \cdot 115}{350} = 3,3 \text{ А.}$$

Приймаємо для розрахунку більше із отриманих значень $I_z = 9,0 \text{ А}$.

3. Так як заземлювальний пристрій виконують спільним для електрообладнання підстанції напругою до та понад 1000 В то опір заземлення:

$$R_z \leq \frac{67}{I_z}; \quad R_z = \frac{67,0}{9,0} = 7,4 \text{ Ом.}$$

Так як до контуру заземлення підстанції приєднано нейтраль трансформатора власних потреб, опір контуру заземлення не повинен перевищувати 4 Ом. Для подальших розрахунків приймаємо $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

4. Заземлювальний пристрій підстанції виконуємо електродами із кутової сталі $50 \times 50 \times 4 \text{ мм}$, довжиною 2,5 м, що заглиблені на 0,7 м від поверхні землі і зв'язані між собою стальною смугою перерізом $40 \times 4 \text{ мм}$ на глибині 0,8 м.

5. Розрахунковий питомий опір ґрунту із врахуванням коефіцієнта сезонності $k_c = 1,1$ (таблиця Г.2) та коефіцієнта $k_1 = 1,15$ (таблиця Г.3):

$$\rho_{розр.} = k_c \cdot k_1 \cdot \rho_{вимір.};$$

$$\rho_{розр.} = 1,1 \cdot 1,15 \cdot 100 = 127 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

6. Визначаємо опір вертикального заземлювача (кутника):

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{розр.}}{l_{см}} \cdot \left(\lg \frac{k_B \cdot l_{см}}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4h_c + l_{см}}{4h_c - l_{см}} \right);$$

$$R_B = 0,366 \frac{127}{2,5} \cdot \left(\lg \frac{2,1 \cdot 2,5}{0,05} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4(0,7 + 1,25) + 2,5}{4(0,7 + 1,25) - 2,5} \right) = 40,3$$

Ом.

7. Визначаємо опір смуги зв'язку (горизонтального заземлювача):

$$R_G = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр.}}{l_{см}} \cdot \lg \frac{k_G \cdot l_{см}^2}{d_{см} \cdot h_{см}};$$

Для горизонтального заземлювача $k_c = 1,4$, та $k_1 = 1,6$ (таблиця Г.3),

тоді $\rho_{розр.} = 1,4 \cdot 1,6 \cdot 100 = 224 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

$$R_G = \frac{0,366 \cdot 224}{(2 \cdot 20 + 2 \cdot 13)} \cdot \lg \frac{2 \cdot (2 \cdot 20 + 2 \cdot 13)^2}{0,04 \cdot 0,8} = 6,7 \text{ Ом}.$$

8. Визначаємо теоретичне число стержнів (кутників):

$$n_m = \frac{R_B}{R_3}; \quad n_m = \frac{40,3}{4} \approx 10 \text{ шт.}$$

9. Відстань між стержнями (кутниками) при $l_{перим.} = 66 \text{ м}$ ($2 \times (20+13)$):

$$a = \frac{l_{перим.}}{n_m}; \quad a = \frac{66}{10} = 6,6 \text{ м.}$$

10. Находимо дійсне число кутників.

При $n = 10$ та $a/l_{ст} = 6,6/2,5 = 2,64$ находимо за таблицями

$\eta_B = 0,74$ (таблиця Г.4), $\eta_\Gamma = 0,5$ (таблиця Г.6):

$$n_{дійсне} = \frac{R_B \cdot \eta_\Gamma \cdot [1/(R_3 \cdot \eta_\Gamma) - 1/R_\Gamma]}{\eta_B};$$

$$n_{дійсне} = \frac{40,3 \cdot 0,5 [1/(4 \cdot 0,5) - 1/6,7]}{0,74} = 9,6 \text{ шт.}$$

Приймаємо остаточно для пристрою заземлення 10 електродів (кутників).

11. Визначаємо розрахунковий опір заземлювального пристрою при $n = 10$; $a = 66/10 = 6,6 \text{ м}$; $a/l = 6,6/2,5 = 2,64$; $\eta'_B = 0,74$, $\eta'_\Gamma = 0,5$.

$$R_3 = \frac{R_B \cdot \eta'_\Gamma}{n_{дійсне} \cdot \eta'_B}; \quad R_3 = \frac{40,3 \cdot 0,5}{10 \cdot 0,74} = 2,7 \text{ Ом.}$$

$2,7 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$. Умова виконується.

Задача 12.2 (самостійно)

Розрахувати заземлювальний пристрій трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ із одним трансформатором потужністю $S_{н.тр}$, кВА. Сумарна довжина електрично зв'язаних ліній напругою 35 кВ – $l_{\Sigma 35}$, км. Від РП 10 кВ підстанції відходить $N_{лін 10}$, шт., повітряних ліній напругою 10 кВ сумарною довжиною $l_{\Sigma 10}$, км. До шин 10 кВ приєднано трансформатор власних потреб підстанції напругою 10/0,4 кВ, нейтраль якого приєднана до контуру заземлення підстанції. Заземлювальний контур підстанції виконати у вигляді прямокутника $a \times b$, м. Значення питомого опору ґрунту, що виміряне в певний період року, становить $\rho_{вимір}$, Ом·м. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведено в таблиці 12.1.

Таблиця 12.1 – Вихідні дані для розрахунку

| Варіант | $S_{н.тр}$, кВА | $l_{\Sigma 35}$, км | $N_{лін 10}$, шт | $l_{\Sigma 10}$, км | $a \times b$, м | Стан ґрунту | $\rho_{вимір}$ Ом·м |
|---------|------------------|----------------------|-------------------|----------------------|------------------|---------------|------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 1000 | 90 | 2 | 60 | 18×14 | сильно волог. | 50 |
| 2 | 1600 | 80 | 3 | 90 | 20 × 14 | вологий | 70 |
| 3 | 2500 | 70 | 3 | 80 | 22 × 14 | сухий | 90 |
| 4 | 4000 | 60 | 4 | 120 | 22 × 16 | сильно волог. | 110 |
| 5 | 6300 | 50 | 5 | 110 | 24 × 18 | вологий | 130 |
| 6 | 10000 | 100 | 6 | 150 | 25 × 18 | сухий | 150 |
| 7 | 1000 | 110 | 2 | 40 | 18×14 | сильно волог. | 180 |
| 8 | 1600 | 120 | 3 | 50 | 20 × 14 | вологий | 200 |
| 9 | 2500 | 130 | 3 | 70 | 22 × 14 | сухий | 230 |
| 10 | 4000 | 140 | 4 | 100 | 22 × 16 | сильно волог. | 250 |
| 11 | 6300 | 150 | 5 | 120 | 24 × 18 | вологий | 300 |
| 12 | 10000 | 90 | 6 | 140 | 25 × 18 | сухий | 290 |
| 13 | 1000 | 80 | 2 | 30 | 18×14 | сильно волог. | 280 |
| 14 | 1600 | 70 | 3 | 90 | 20 × 14 | вологий | 270 |
| 15 | 2500 | 60 | 3 | 80 | 22 × 14 | сухий | 260 |

Продовження таблиці 12.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-----------|-------|-----|---|-----|---------|---------------|-----|
| 16 | 4000 | 50 | 4 | 125 | 22 × 16 | СИЛЬНО ВОЛОГ. | 240 |
| 17 | 6300 | 100 | 5 | 95 | 24 × 18 | ВОЛОГИЙ | 220 |
| 18 | 10000 | 110 | 6 | 160 | 25 × 18 | СУХИЙ | 170 |
| 19 | 1000 | 120 | 3 | 65 | 18×14 | СИЛЬНО ВОЛОГ. | 140 |
| 20 | 1600 | 130 | 3 | 115 | 20 × 14 | ВОЛОГИЙ | 100 |
| 21 | 2500 | 140 | 4 | 85 | 22 × 14 | СУХИЙ | 80 |
| 22 | 4000 | 150 | 4 | 130 | 22 × 16 | СИЛЬНО ВОЛОГ. | 60 |

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила устройства электроустановок. – Х.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2007. – 416с.
2. ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанцій та електричної мережі. Терміни та визначення.
3. Коваленко О.І. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, В.О. Мунтян, І.П. Радько. – Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – 462с.
4. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
5. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений)/И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.
6. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства – 2-е вид. перероб. та доп./І.П. Притака. - К.: Вища школа. Головне вид-во, 1983.– 343с.
7. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства / І.П. Притака, В.В. Козирський. – К.: Урожай, 1995.– 304с.
8. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК/ С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлев, В.О. Мунтян та ін. – Мелітополь: Люкс, 2009. – 568 с.
9. Практикум по електрообладуванню сільського господарства /под ред. И.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319с.
10. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование/И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351с.
11. Харкута К.С. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для учащихся техникумов)/К.С. Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш. – М.: Агропромиздат, 1992. – 223с.
12. Довідник сільського електрика. – 3-є видання, перероб. і доповн./ за ред. В.С. Олійника. – К.: Урожай, 1989, – 264с.

13. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Учеб. пособие для вузов – 4-е изд., перераб. и доп. / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608с.

Додаток А

Таблиця А.1 – Розрахункові дані алюмінієвих неізольованих проводів марок А, АН, АЖ

| Номінальний переріз, мм ² | Діаметр проводу, мм | Число дротів, шт. | Номінальний діаметр дротів, мм | Питомий електричний опір постійному струму при 20 °С, Ом/км | Розривне зусилля, кН | Питома маса проводу, кг/км |
|--------------------------------------|---------------------|-------------------|--------------------------------|---|----------------------|----------------------------|
| А | | | | | | |
| 16 | 5,1 | 7 | 1,70 | 1,800 | 2,87 | 43 |
| 25 | 6,4 | 7 | 2,13 | 1,140 | 4,29 | 68 |
| 35 | 7,2 | 7 | 2,50 | 0,830 | 5,86 | 94 |
| 50 | 9,0 | 7 | 3,00 | 0,585 | 8,46 | 135 |
| 70 | 10,7 | 7 | 3,55 | 0,418 | 11,5 | 189 |
| 95 | 12,3 | 19 | 4,10 | 0,315 | 14,9 | 252 |
| 120 | 14,0 | 19 | 2,80 | 0,251 | 20,0 | 321 |
| 150 | 15,8 | 19 | 3,15 | 0,197 | 24,6 | 406 |
| 185 | 17,5 | 19 | 3,50 | 0,161 | 30,4 | 502 |
| 240 | 20,0 | 19 | 4,00 | 0,123 | 38,6 | 655 |
| 300 | 22,1 | 37 | 3,15 | 0,102 | 47,9 | 794 |
| 400 | 25,6 | 37 | 3,66 | 0,075 | 63,9 | 1072 |
| АН | | | | | | |
| 16 | 5,1 | 7 | 1,70 | 1,980 | 3,55 | 43 |
| 25 | 6,4 | 7 | 2,13 | 1,280 | 5,11 | 68 |
| 35 | 7,2 | 7 | 2,50 | 0,902 | 7,03 | 94 |
| 50 | 9,0 | 7 | 3,00 | 0,624 | 10,14 | 135 |
| 120 | 14,0 | 19 | 2,80 | 0,266 | 23,97 | 321 |
| 150 | 15,8 | 19 | 3,15 | 0,211 | 30,33 | 406 |
| 185 | 17,5 | 19 | 3,50 | 0,171 | 37,45 | 502 |
| АЖ | | | | | | |
| 35 | 7,2 | 7 | 2,50 | 0,978 | 9,6 | 94 |
| 50 | 9,0 | 7 | 3,00 | 0,676 | 13,83 | 135 |
| 120 | 14,0 | 19 | 2,80 | 0,288 | 32,69 | 321 |
| 150 | 15,8 | 19 | 3,15 | 0,229 | 41,36 | 406 |
| 185 | 17,5 | 19 | 3,50 | 0,185 | 51,06 | 502 |

Таблиця А.2 – Розрахункові дані сталевалюмінієвих неізолюваних про-
водів АС та АСК

| Номиналь- ний переріз (алюміні- ній/сталь), мм ² | Переріз, мм ² | | Діаметр, мм | | Питомий електричний опір постій- ному струму при 20 °С, Ом/км | Розривне зусилля, кН | Питома ма- са проводу, кг/км |
|---|--------------------------|-------|-------------|-----------------|--|----------------------------|------------------------------------|
| | алюмінію | сталі | проводу | сталю осердя | | | |
| 35/6,2 | 36,9 | 6,15 | 8,4 | 2,8 | 0,773 | 12,7 | 149 |
| 50/8,0 | 48,2 | 8,04 | 9,6 | 3,2 | 0,592 | 16,32 | 194 |
| 70/11 | 68,0 | 11,3 | 11,4 | 3,8 | 0,420 | 22,98 | 274 |
| 70/72 | 68,4 | 72,2 | 15,4 | 11,0 | 0,420 | 93,25 | 755 |
| 95/16 | 95,4 | 15,9 | 13,5 | 4,5 | 0,299 | 31,85 | 384 |
| 95/141 | 91 | 141,0 | 19,8 | 15,4 | 0,316 | 174,9 | 1357 |
| 120/19* | 118 | 18,8 | 15,2 | 5,6 | 0,245 | 40,64 | 471 |
| 150/19 | 148 | 18,8 | 16,8 | 5,5 | 0,195 | 45,00 | 554 |
| 150/24* | 149 | 24,2 | 17,1 | 6,3 | 0,194 | 51,08 | 599 |
| 185/29* | 181 | 29,0 | 18,8 | 6,9 | 0,159 | 60,81 | 728 |
| 185/43 | 185 | 43,1 | 19,6 | 8,4 | 0,156 | 76,52 | 846 |
| 240/32 | 244 | 31,7 | 21,6 | 7,2 | 0,118 | 74,09 | 921 |
| 240/39* | 236 | 38,6 | 21,6 | 8,0 | 0,122 | 80,13 | 952 |
| 240/56 | 241 | 56,3 | 22,4 | 9,6 | 0,120 | 97,78 | 1106 |
| 300/39 | 301 | 38,6 | 24,0 | 8,0 | 0,096 | 89,35 | 1132 |
| 300/48* | 295 | 47,8 | 24,1 | 8,9 | 0,098 | 99,69 | 1186 |
| 300/66 | 288 | 65,8 | 24,5 | 10,5 | 0,100 | 121,9 | 1313 |
| 400/22 | 394 | 22,0 | 26,6 | 6,0 | 0,073 | 89,10 | 1261 |

* Провід АСК виготовляється для вказаних перерізів

Таблиця А.3 – Наближені значення індуктивних опорів повітряних ліній
з проводами з міді, алюмінію і сталі, Ом/км

| D_{cp} , мм | Переріз проводів в мм ² | | | | | | |
|---------------|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 25 | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 |
| 400 | 0,320 | 0,308 | 0,300 | 0,280 | 0,270 | – | – |
| 600 | 0,345 | 0,336 | 0,325 | 0,300 | 0,300 | 0,292 | 0,287 |
| 1000 | 0,380 | 0,366 | 0,355 | 0,341 | 0,332 | 0,324 | 0,305 |
| 1250 | 0,391 | 0,38 | 0,369 | 0,355 | 0,346 | 0,338 | 0,319 |
| 1500 | 0,402 | 0,391 | 0,380 | 0,366 | 0,257 | 0,349 | 0,333 |
| 2000 | 0,421 | 0,410 | 0,398 | 0,385 | 0,376 | 0,368 | 0,344 |
| 2500 | 0,435 | 0,424 | 0,413 | 0,399 | 0,390 | 0,382 | 0,363 |
| 3500 | 0,446 | 0,435 | 0,423 | 0,410 | 0,401 | 0,393 | 0,377 |

Таблиця Б.1 – Повні опори трансформаторів струму замикання на корпус

| Тип трансформатора | Потужність трансформатора, кВА | Опори $z_m^{(1)}$, приведені до напруги 400 В, Ом |
|--------------------|--------------------------------|--|
| ТМ | 16 | 4,62 |
| ТМ | 25 | 3,60 |
| ТМ | 40 | 2,58 |
| ТМ | 63 | 1,63 |
| ТМ | 100 | 1,07 |
| ТМ | 160 | 0,70 |
| ТМ | 250 | 0,43 |
| ТМ | 400 | 0,318 |
| ТМ | 630 | 0,246 |
| ТМА | 100 | 1,67 |
| ТСМА | 100 | 1,20 |
| ТМФ | 250 | 0,473 |
| ТМФ | 400 | 0,352 |
| ТМФ | 630 | 0,273 |

Додаток В

Таблиця В.1 – Значення $I_{н.в.}$ запобіжників, які рекомендуються для захисту трансформаторів споживчих ТП

| Номінальна потужність трансформатора, кВА | Первинна напруга трансформаторів, кВ | | | |
|---|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | 6 | | 10 | |
| | Номінальний струм трансформатора, А | Номінальний струм плавкої вставки, А | Номінальний струм трансформатора, А | Номінальний струм плавкої вставки, А |
| 25 | 2,4 | 7,5 | 1,45 | 5,0 |
| 40 | 3,85 | 10 | 2,31 | 7,5 |
| 63 | 6,06 | 16 | 3,64 | 10 |
| 100 | 9,62 | 20 | 5,77 | 16 |
| 160 | 15,4 | 32 | 9,25 | 20 |
| 250 | 24,0 | 50 | 14,5 | 40 (32) |
| 400 | 38,6 | 80 | 23,1 | 50 |
| 630 | 60,6 | 160 | 36,4 | 80 |

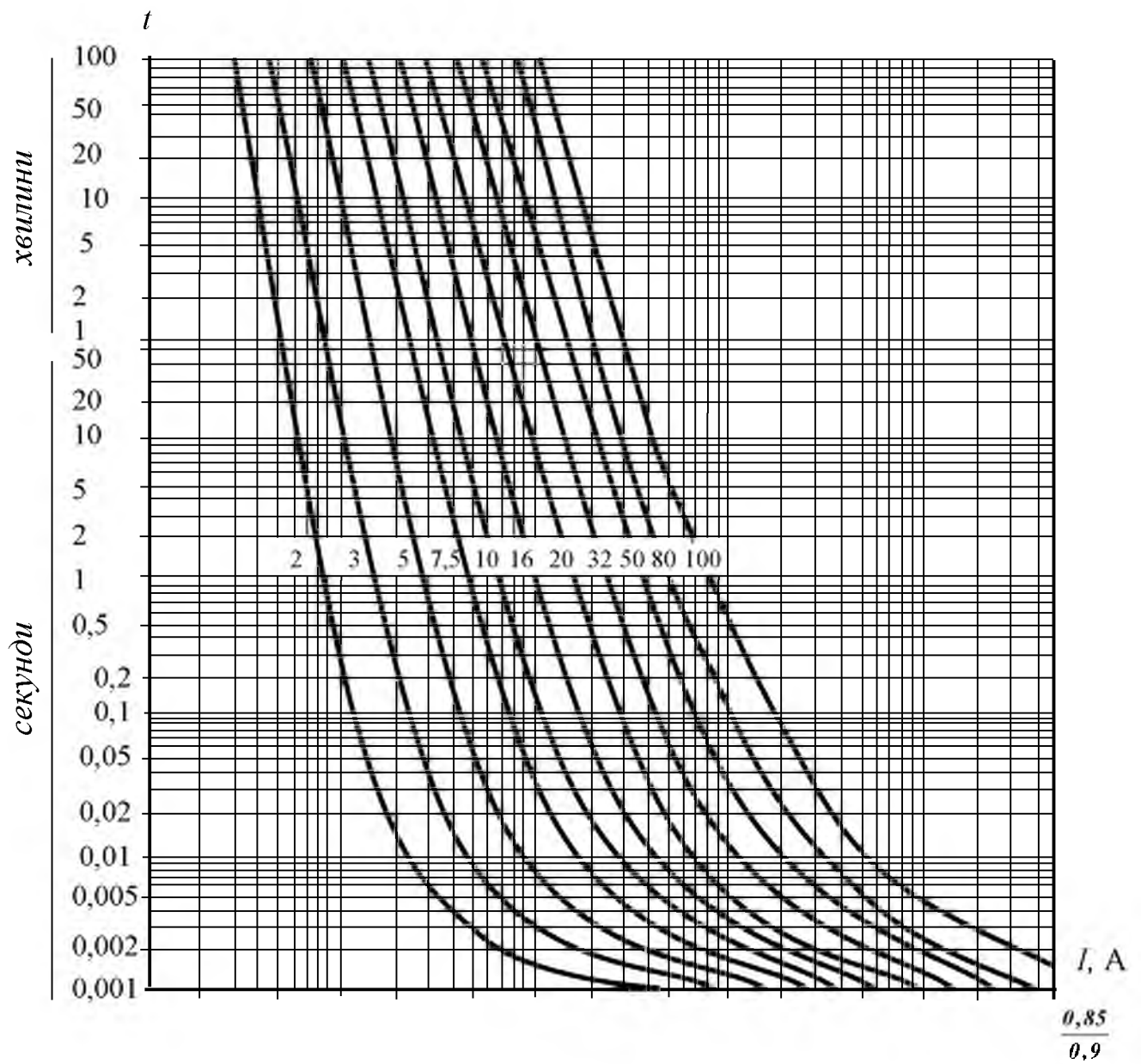


Рисунок В.1 – Ампер-секундні характеристики плавких вставок деяких запобіжників типу ПКТ

Таблиця Г.1 – Еквівалентний питомий опір ґрунту

| Ґрунт | Питомий опір ρ , Ом м | |
|----------|----------------------------|-------------------------------|
| | межі коливання | При вологості ґрунту 10...12% |
| Чорнозем | 9...53 | 20 |
| Торф | 9...53 | 20 |
| Глина | 8...70 | 40 |
| Суглинок | 40...150 | 100 |
| Супісок | 150...400 | 300 |
| Пісок | 400...700 | 700 |

Таблиця Г.2 – Коефіцієнти сезонності k_c для електродів заземлення

| Кліматична зона | Кліматичний признак | | Коефіцієнт сезонності k_c для електродів | | | | |
|----------------------------------|---|---------------|--|-----------------------------|--------------------------|------------------------------|------------------------------|
| | Середня багаторічна температура, $^{\circ}\text{C}$ | | Тривалість замерзання вод, діб | вертикальних довж. 2,5...3м | вертикальних Довжиною 3м | горизонтальних довжиною 10 м | горизонтальних довжиною 50 м |
| | нижча (січень) | вища (липень) | | | | | |
| Області України (крім південних) | -10...0 | +22...+24 | 100 | 1,3 | 1,15 | 2,5 | 2,0 |
| Південні області, АР Крим | 0...+5 | +24...+26 | 0 | 1,1 | 1,1 | 1,5 | 1,4 |

Таблиця Г.3– Коефіцієнти, що враховують стан ґрунту при вимірюванні питомого опору ґрунту

| Тип електродів | Коефіцієнти | | |
|---|-----------------------------|------------------------------|------------------------|
| | k_1 (значна вологість) | k_2 (середня вологість) | k_3 (сухий ґрунт) |
| Вертикальний: довжиною 3 м довжиною 5 м | 1,15 | 1 | 0,92 |
| | 1,1 | 1 | 0,95 |
| Горизонтальний: довжиною 10 м довжиною 50 м | 1,7 | 1 | 0,75 |
| | 1,6 | 1 | 0,8 |

Таблиця Г.4 – Коефіцієнт використання η_e вертикальних заземлювачів

| Кількість заземлювачів | Коефіцієнт використання η_e при відношенні відстані між електродами до їх довжини (a/l) | | | | | |
|------------------------|--|------|------|---------------------------------|------|------|
| | 3 | 2 | 1 | 3 | 2 | 1 |
| | Електроди розміщені в ряд | | | Електроди розміщені за контуром | | |
| 5 | 0,87 | 0,8 | 0,68 | - | - | - |
| 10 | 0,83 | 0,7 | 0,55 | 0,78 | 0,67 | 0,59 |
| 20 | 0,77 | 0,62 | 0,47 | 0,72 | 0,60 | 0,43 |
| 30 | 0,75 | 0,60 | 0,40 | 0,71 | 0,59 | 0,42 |
| 50 | 0,73 | 0,58 | 0,30 | 0,68 | 0,52 | 0,37 |
| 100 | - | - | - | 0,64 | 0,48 | 0,33 |
| 200 | - | - | - | 0,61 | 0,44 | 0,30 |
| 300 | - | - | - | 0,60 | 0,43 | 0,28 |

Таблиця Г.5 – Коефіцієнт використання η_2 горизонтальних з'єднувальних електродів в ряду із вертикальних електродів

| Відношення відстаней між вертикальними електродами до їх довжини a/l | Кількість вертикальних електродів у ряду, n | | | | | | | |
|--|---|------|------|------|------|------|------|------|
| | 4 | 5 | 8 | 10 | 20 | 30 | 50 | 65 |
| 1 | 0,77 | 0,74 | 0,67 | 0,62 | 0,42 | 0,31 | 0,21 | 0,20 |
| 2 | 0,89 | 0,86 | 0,79 | 0,75 | 0,56 | 0,46 | 0,36 | 0,34 |
| 3 | 0,92 | 0,90 | 0,85 | 0,82 | 0,68 | 0,58 | 0,49 | 0,47 |

Таблиця Г.6 – Коефіцієнт використання η_2 горизонтальних з'єднувальних електродів у контурі із вертикальних електродів

| Відношення відстаней між вертикальними електродами до їх довжини a/l | Кількість вертикальних електродів у контурі | | | | | | | | |
|--|---|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 4 | 6 | 8 | 10 | 20 | 30 | 50 | 70 | 100 |
| 1 | 0,45 | 0,40 | 0,36 | 0,34 | 0,27 | 0,24 | 0,21 | 0,20 | 0,19 |
| 2 | 0,55 | 0,48 | 0,43 | 0,40 | 0,32 | 0,30 | 0,28 | 0,26 | 0,24 |
| 3 | 0,70 | 0,64 | 0,60 | 0,56 | 0,45 | 0,41 | 0,37 | 0,35 | 0,33 |

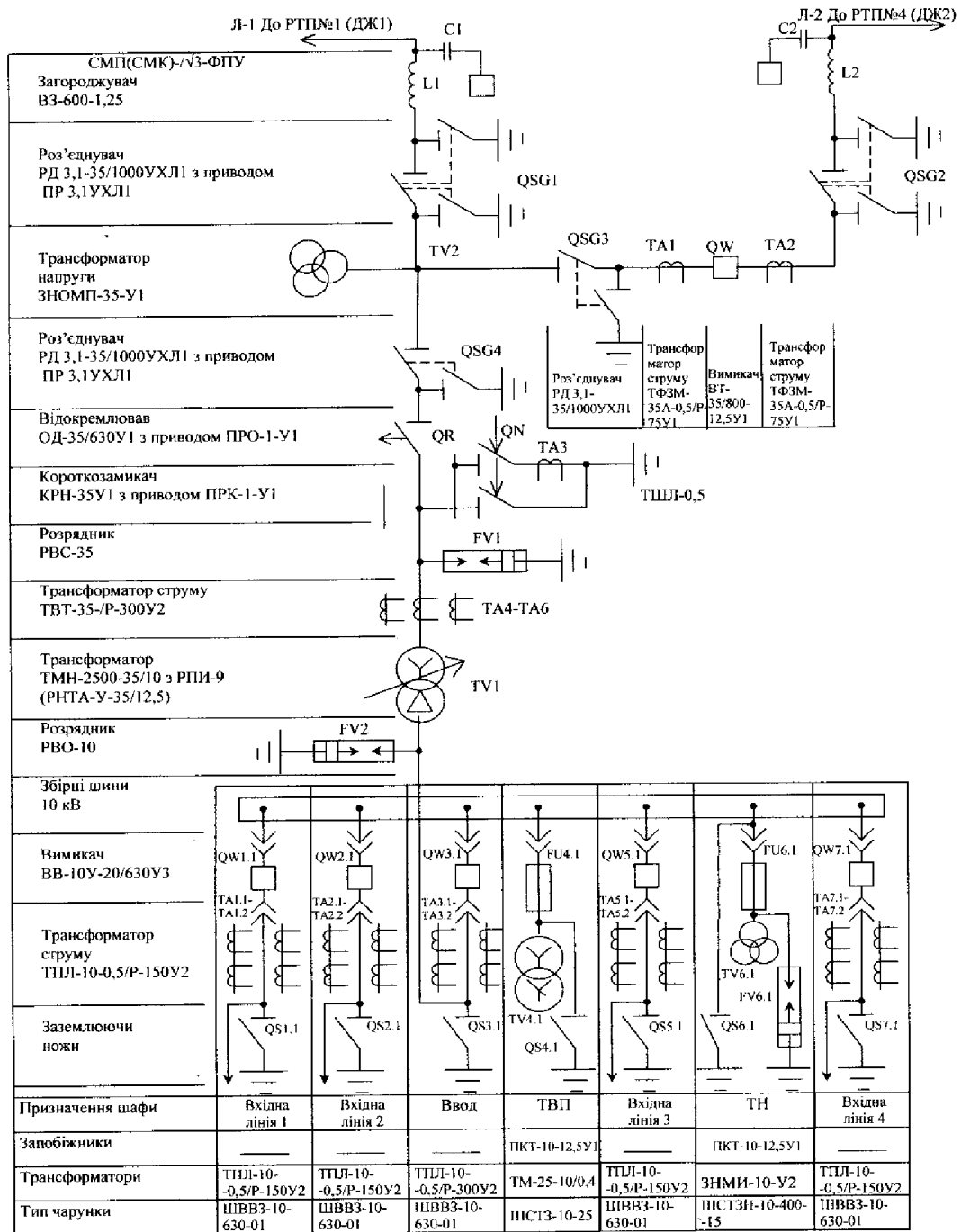


Рисунок Д1 – Схема первинних кід комутацій РТП-35/10 кВ

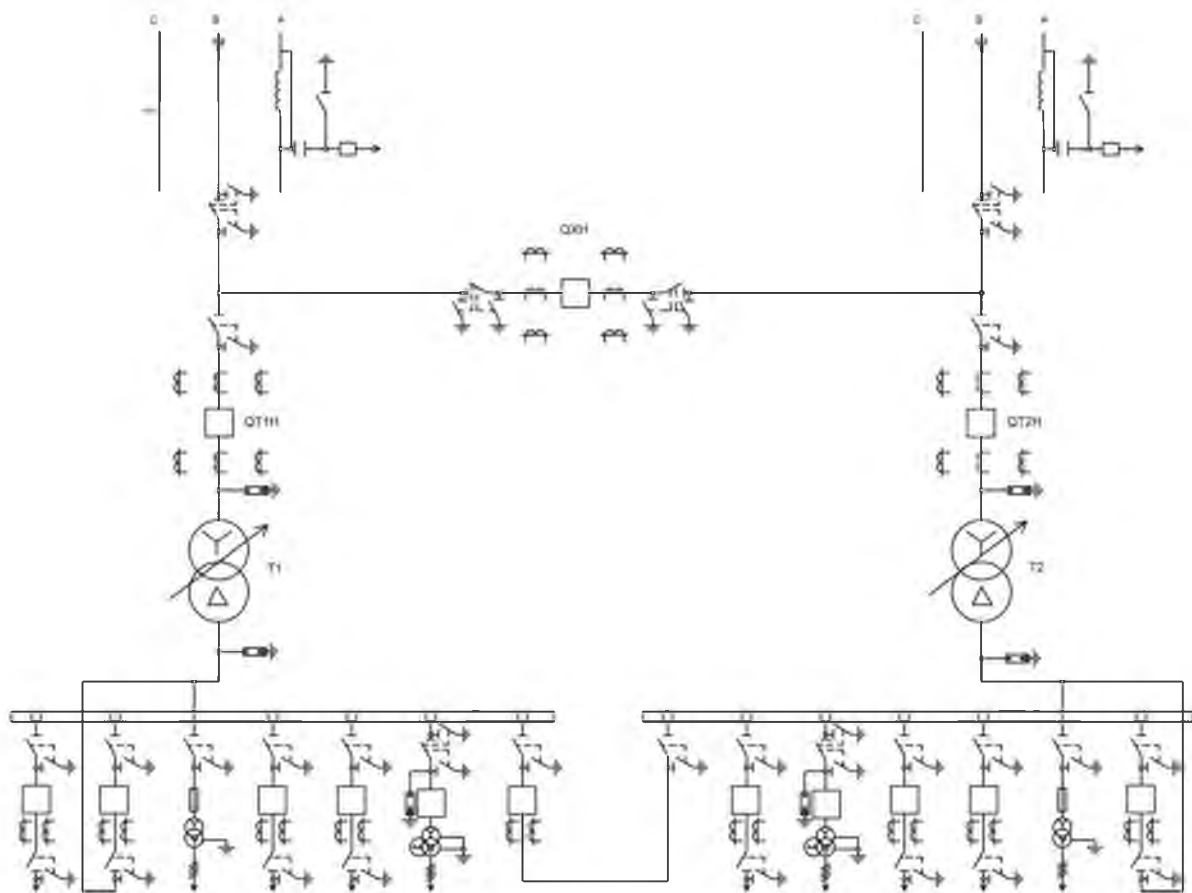


Рисунок Д2– Однолінійна схема двох трансформаторної підстанції з первинною напругою 35 кВ.

