

ЛІТЕРАТУРА



НАВЧАЛЬНО-МЕТОДИЧНА

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ТЕРНОПІЛЬСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ ІВАНА ПУЛЮЯ

Кафедра електричної інженерії



## ЛАБОРАТОРНИЙ ПРАКТИКУМ

3 КУРСУ

## ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ

для здобувачів вищої освіти  
за ОПШ Електроенергетика, електротехніка  
та електромеханіка  
першого рівня вищої освіти

ID 849

Тернопіль 2023

Оробчук Б.Я. **Енергетичні установки:** Методичні вказівки для проведення лабораторного практикуму. – Тернопіль, 2023. – 21с.

Методичні вказівки до лабораторного практикуму з дисципліни «Енергетичні установки» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» розроблені з метою засвоєння теоретичних матеріалів студентам при виконанні лабораторних робіт. Методичні вказівки містять теоретичні основи, довідковий матеріал, опис і методику проведення лабораторних робіт, які пов'язані з основними лекційними розділами дисципліни «Енергетичні установки». Окремо приведено додатки, завдання до виконання самостійних робіт і індивідуальних завдань.

Робота підготовлена на кафедрі «Електрична інженерія».

Укладач: к.т.н., доц. Б.Я. Оробчук

Рецензент: д.т.н, проф. М.Г. Тарасенко

Відповідальний за випуск: доцент Б.Я. Оробчук

Методичні вказівки для першого (бакалаврського) рівня вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» розглянуто і затверджено на засіданні кафедри електричної інженерії  
Протокол № 1 від 25 серпня 2023 р.

Розглянуто й рекомендовано до друку на засіданні науково-методичної комісії факультету прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя

Протокол № 1 від 30 серпня 2023 р.

Методичні вказівки складено з врахуванням матеріалів літературних джерел, наведених у списку.

## ЗМІСТ

<b>Вступ</b>	2
<b><u>Лабораторна робота №1:</u></b> Розрахунок параметрів кабельних і повітряних ліній електропередачі для живлення енергоустановок	3
<b><u>Лабораторна робота №2:</u></b> Розрахунок параметрів трансформаторів електроенергетичних установок	16
<b><u>Лабораторна робота №3:</u></b> Розрахунок параметрів розподільних мереж енергоустановок напругою 10 кВ	30
<b><u>Лабораторна робота №4:</u></b> Розрахунок режимів роботи енергоустановок з побудовою графіків навантаження і регулювання напруги	52
<b>Вимоги до оформлення лабораторної роботи</b>	74
<b>Використана література</b>	75
<b>Додатки</b>	76
<b>Індивідуальне завдання №1</b>	85
<b>Індивідуальне завдання №2</b>	98
<b>Самостійна робота №1</b>	114
<b>Самостійна робота №2</b>	116
<b>Самостійна робота №3</b>	118
<b>Самостійна робота №4</b>	120

## Вступ

Цей лабораторний практикум призначений для студентів, які претендують на отримання кваліфікації інженера-електрика за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», допомагає вивчити будову електричних енергетичних установок, їх проектування і експлуатацію електроенергетичних систем і мереж, систем електропостачання різного призначення.

Лабораторні роботи охоплюють основні розділи дисципліни, яка пов'язана з вивченням енергетичних установок в електричних мережах і системах. Зокрема, студенти отримують навички розрахунку параметрів елементів енергетичних установок електричних мереж і електричних навантажень в них, розрахунку усталених режимів розімкнених і найпростіших замкнутих мереж цих установок. На лабораторних роботах студенти вирішують завдання, пов'язані з проектуванням та оптимізацією енергетичних установок електричних мереж, розрахунком зниження втрат електроенергії в цих установках від застосування методів оптимізації цих втрат.

Аналіз студентами конкретних практичних рішень дозволяє сприяти більш глибокому осмисленню фізичної сутності процесів і взаємозв'язків в енергетичних установках та електричних мережах при вивченні теоретичних розділів. Запропоновані в лабораторному практикумі різні варіанти завдань дозволять навчитися неформально вирішувати аналогічні завдання при широкому спектрі різних вихідних даних. З цією метою весь матеріал практикуму орієнтований на застосування при розрахунках найпростіших обчислювальних засобів та лекційних матеріалів з дисципліни.

Отримавши практичні навички розрахунків на найпростіших задачах в лабораторному практикумі, студент з великим розумінням технології розрахунків зможе користуватися складними технологічними програмами на ЕОМ.

## ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №1

**Тема роботи:** *«Розрахунок параметрів кабельних і повітряних ліній електропередачі для живлення енергоустановок»*

**Мета роботи:** *Метою виконання даної лабораторної роботи є формування знань з проектування і експлуатації кабельних і повітряних ліній електропередачі для живлення енергоустановок із заданими параметрами*

Підвищення надійності роботи ліній електропередачі і зниження непродуктивних втрат електроенергії при її передачі є актуальним на сучасному етапі. Одним із шляхів вирішення зазначених завдань є підвищення рівня проектно-конструкторських розробок, що відрізняються раціональними режимами роботи повітряних і кабельних ліній електропередачі.

До завдань виконання лабораторної роботи входить: ознайомлення з методами розрахунку параметрів ліній електропередачі й одержання практичних навичок для самостійного проведення розрахунків режимів ліній електропередачі для живлення енергоустановок із заданими параметрами.

Для успішного виконання лабораторної роботи слід ознайомитися з методами розрахунку параметрів ліній електропередач, що викладені в лекційних матеріалах та рекомендованій літературі.

У процесі виконання роботи доцільно користуватися також довідковою літературою, в якій наведені раціональні параметри ліній електропередачі. При цьому слід звернути увагу на розмірність наведених параметрів з метою усунення грубих помилок. Деякі з довідкових матеріалів наведені в Додатках цих вказівок.

Порядок проведення розрахунків і рекомендовані методи розглянуті в порядку виконання лабораторної роботи.

## Завдання до лабораторної роботи

Номер варіанта завдання відповідає номеру, під яким студент записаний у журналі академічної групи. Відповідно до даного номера за таблицею вибирають параметри повітряної лінії електропередачі.

Для повітряної лінії електропередачі з горизонтальним розташуванням проводів відповідно до обраного варіанту виконайте наступні розрахунки.

1. Визначити параметри схеми заміщення повітряної лінії електропередачі.

2. Визначити, як зміниться повний опір лінії, якщо:

- проводи розташувати у вершинах рівностороннього трикутника;
- лінію замінити лінією постійного струму.

3. Визначити, як зміняться погонні індуктивні опори й ємнісна провідність лінії, якщо в кожній фазі існуючий провід замінити на два проводи з відстанню між ними, що зазначена у варіантах завдань до лабораторної роботи.

4. Визначити:

- зміну активного опору цієї лінії протягом року ( $T_{\min}=-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\max}=+35\text{ }^{\circ}\text{C}$ );
- втрати потужності на корону при гарній і поганій погоді;
- реактивну потужність, що генерується лінією.

5. Повітряна лінія електропередачі при температурі  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  покритася ожеледдю. Визначити, який струм необхідно пропустити по проводу, щоб скинути ожеледь при температурі проводу  $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

6. При температурі навколишнього середовища  $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$  і температурі проводу  $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$  повітряна лінія електропередачі допускає протікання струму, значення якого наведені в *Додатку 2*. Визначити допустиме навантаження лінії при температурі  $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$  та допустимий струм для мідного проводу такого ж перетину і за тих самих умов.

## Варіанти завдань до лабораторної роботи

Номер варіанта	Напруга, кВ	Марка про- воду	Відстань між прово- дами, м	Довжина лінії, км	Параметри ПЛ з розщепленою фазою		Потужність на- вантаження кВА
					Марка проводу	Відстань між проводами, см	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	110	A-70	1,5	35	A-35	30	8400+j6300
2	110	AC-70	1,6	55	AC-35	35	8600+j6500
3	110	A-95	1,7	50	A-50	35	8700+j6700
4	110	AC-95	1,8	60	AC-50	35	9100+j7300
5	110	A-120	1,9	65	A-70	35	9700+j8100
6	110	AC-120	2,0	75	AC-70	35	9900+j8400
7	110	A-150	2,1	60	A-70	35	10200+j9100
8	110	AC-150	2,2	70	AC-70	35	10900+j9500
9	110	A-185	2,3	45	A-95	40	11100+j9800
10	110	AC-185	2,4	65	AC-95	40	11400+j10800
11	110	ACO-240	2,5	60	A-120	50	11800+j10900
12	110	ACO-240	2,6	80	AC-120	50	12300+j11600
13	150	A-120	2,8	40	A-70	35	17800+j15700
14	150	AC-120	2,9	80	AC-70	35	18300+j15900
15	150	A-150	3,0	50	A-70	35	19400+j16800
16	150	AC-150	3,1	90	AC-70	35	20600+j17900
17	150	A-185	3,2	60	A-95	40	21700+j18200
18	150	AC-185	3,3	100	AC-95	40	22800+j19300
19	150	ACO-240	3,4	70	AC-120	40	23900+j20100
20	150	ACO-240	3,5	110	AC-120	40	24800+j21200
21	150	ACO-240	3,6	150	AC-120	50	25700+j22300
22	220	ACO-240	3,7	120	AC-120	50	45100+j38700
23	220	ACO-240	3,8	230	AC-120	50	47200+j41300
24	220	ACO-240	3,9	300	AC-120	50	49300+j43400
25	220	ACO-300	4,0	170	AC-150	50	51400+j45500
26	220	ACO-300	4,2	250	AC-150	50	53500+j47600
27	220	ACO-300	4,4	310	AC-150	50	55700+j49700
28	220	ACO-400	4,6	200	AC-185	60	57800+j51800
29	220	ACO-400	4,8	280	AC-185	60	59900+j53900
30	220	ACO-400	5,0	340	AC-185	60	62100+j55500

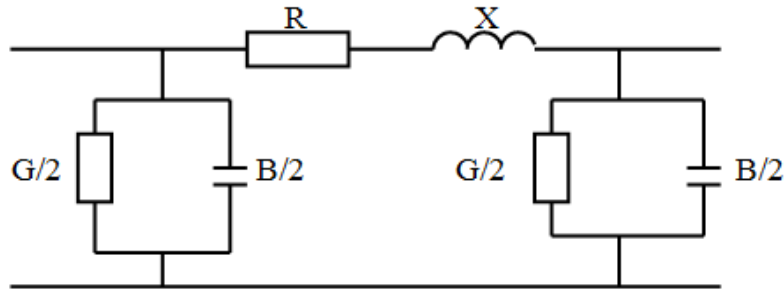
7. Визначити напругу наприкінці лінії, коли вона живить навантаження потужність якої приведена в варіантах завдань до лабораторної роботи.

### Порядок виконання лабораторної роботи

Визначимо параметри схеми заміщення для лінії електропередачі, яка має характеристики згідно варіанту завдання до лабораторної роботи:

Напруга, кВ	Марка проводу	Відстань між проводами, м	Довжина лінії, км	Параметри ПЛ з розщепленою фазою		Потужність навантаження кВА
				Марка проводу	Відстань між проводами, см	
110	АС-70	4,5	15	АС-35	40	8000+j6000

Схему заміщення ПЛ електропередачі 110 кВ і вище, як правило, подають у наступному вигляді:



Спочатку визначимо погонний активний опір лінії:

$$r = \frac{\rho}{F}, \quad \left( \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right), \quad (1)$$

де  $\rho$  – питомий опір (для алюмінію  $\rho = 31,5 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$ ),

$\gamma$  – питома провідність (для алюмінію  $\gamma = 31,7 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$ ),

$F$  – площа перерізу проводу,  $\text{мм}^2$ .



Тоді можна знайти активний опір лінії:

$$R = r \cdot l \quad (\text{Ом}) \quad (2)$$

Для визначення погонного індуктивного опору лінії використовуємо формулу

$$x = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_n} + 0,016, \quad \left( \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right), \quad (3)$$

де  $r_n$  – радіус проводу, см;

$D_{cp}$  – середньгеометрична відстань між провідниками

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}}, \quad (\text{см}) \quad (4)$$

$D_{12}, D_{23}, D_{31}$  – відстань між відповідними фазними проводами лінії.

Радіус проводу знаходимо з таблиці Додатку 2: ( $r_n$ , мм).

Тоді індуктивний опір лінії буде рівний:

$$X = x \cdot l. \quad (\text{Ом})$$

Розрахунок погонної активної провідності проводимо за формулою

$$g = \frac{\Delta P_{кор}}{U_n^2}, \quad \left( \frac{\text{См}}{\text{км}} \right), \quad (5)$$

де  $\Delta P_{кор}$  – втрати на корону:

$$\Delta P_{кор} = \frac{0,18}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{r_n}{D_{cp}}} \cdot (U_\phi - U_{кр})^2, \quad \left( \frac{\text{кВт}}{\text{км}} \right), \quad (6)$$

$\delta$  – коефіцієнт, що враховує барометричний тиск і температуру (при  $t = 25^\circ \text{C}$ ,  $\delta = 1$ );

$U_{кр}$  – критична фазна напруга:

$$U_{кр} = 48,9 \cdot m_o \cdot m_n \cdot \delta \cdot r_n \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_n}, \quad (7)$$

де  $m_o$  – коефіцієнт, що враховує стан поверхні проводу (для багатодровових проводів  $m_o = 0,83 - 0,87$ );

$m_n$  – коефіцієнт, що враховує стан погоди: при сухій погоді  $m_n = 1$ , при поганій погоді (туман, дощ, іній, сніжний буран)  $m_n = 0,8$ .

Ці формули справедливі в тому випадку, коли проводи ПЛ знаходяться у вершинах рівностороннього трикутника. Якщо проводи розташовані в одній площині, то корона на середньому проводі з'являється при фазній напрузі на 4% меншому критичного значення напруги, а на крайніх проводах - на 6% більшому критичного значення напруги.

Дальше визначаємо критичну фазну напругу при сухій погоді.

При горизонтальному розташуванні проводів значення критичної напруги на середньому проводі буде складати

$$U_{кр1} = 0,96 \cdot U_{кр}, \quad (кВ),$$

а на крайніх проводах  $U_{\phi} = \frac{U_{ПЛ}}{\sqrt{3}}, \quad (кВ).$

За отриманими результатами визначити, чи є значення менше чи більше критичної напруги, і чи буде виникати корона на всій довжині лінії.

Дальше визначаємо критичну фазну напругу при поганій погоді і на середньому проводі  $U_{кр2}$ , (кВ) і за отриманими результатами визначаємо, чи буде виникати корона на лінії при цій погоді.

Наступний крок – це визначення втрат потужності на корону відповідно при сухій і поганій погоді.

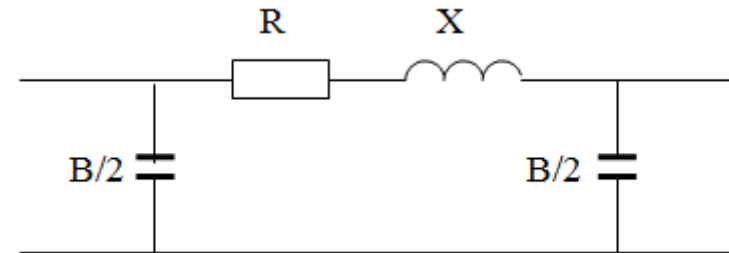
Погонну ємнісну провідність лінії визначаємо за формулою

$$b = \frac{7,58}{D_{cp}} \cdot 10^{-6}, \quad \left( \frac{Cm}{км} \right). \quad (8)$$

Визначаємо реактивну провідність лінії:

$$B = b \cdot l, \quad (Cm). \quad (9)$$

Таким чином, схему заміщення даної лінії можна подати у такому вигляді:



Для визначення реактивної потужності, що генерується лінією, використовуємо формулу

$$Q_c = U^2 \cdot b \cdot l, \quad (кВАр). \quad (10)$$

Використовуючи вихідні дані, знайти чисельне значення реактивної потужності.

Дальше необхідно розглянути, як зміниться повний опір лінії, якщо:

- 1) проводи розташувати у вершинах рівностороннього трикутника;
- 2) лінію замінити лінією постійного струму.

Повний погонний опір лінії знаходимо за наступною формулою:

$$z_{Л} = \sqrt{r^2 + x^2}, \quad \left( \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right). \quad (11)$$

1) Якщо проводи розташувати у вершинах рівностороннього трикутника, то  $D_{cp} = D$ .

У цьому випадку визначаємо погонний індуктивний опір лінії  $x_T$  із врахуванням заданої відстані між провідниками та повний погонний опір лінії  $z_T$ :

$$z_T = \sqrt{r^2 + x_T^2}, \quad \left( \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right).$$

Таким чином, повний опір лінії при розташуванні проводів у вершинах рівностороннього трикутника зменшиться на:

$$\frac{z_{Л} - z_T}{z_{Л}} \cdot 100, \quad (\%).$$

2) При живленні лінії постійним струмом її повний погонний опір буде дорівнювати активному погонному опорю  $z_L$ . Тому активний погонний опір лінії постійного струму буде менше повного погонного опорю лінії змінного струму в  $\frac{z_{Л}}{r}$  раз.

Розглянемо, як зміняться погонні індуктивні опори й смісна провідність лінії, якщо в кожній фазі існуючий провід замінити на два проводи з відстанню між ними  $a_{cp}$ , що зазначено в завданні.

Погонний індуктивний опір проводу ПЛ із розщепленою фазою визначаємо за формулою:

$$x' = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{R_e} + \frac{0,016}{2}, \quad (12)$$

де  $R_e$  – еквівалентний радіус:

$$R_e = \sqrt[n]{r_n \cdot a_{cp}^{n-1}}, \quad (см); \quad (13)$$

$n$  – кількість проводів в одній фазі.

Погонну ємнісну провідність ПЛ із розщепленою фазою визначаємо за формулою:

$$b' = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{R_e}} \cdot 10^{-6}, \quad (см/км). \quad (14)$$

Таким чином, при розщепленні фази на два проводи погонний індуктивний опір складе  $\frac{x - x'}{x} \cdot 100\%$ , тобто зменшиться на отримані (%), а погонна ємнісна провідність відповідно дорівнюватиме  $\frac{b' - b}{b} \cdot 100\%$ , тобто збільшиться на отримані (%).

Дальше необхідно визначити, як буде змінюватися активний опір лінії протягом року, коли навколишня температура змінюється від  $-25^{\circ}\text{C}$  до  $+35^{\circ}\text{C}$ .

Відповідно до виразів (1) і (2) ми вже визначили активний опір лінії при температурі  $20^{\circ}\text{C}$ .

Опір лінії при температурах, відмінних від  $20^{\circ}\text{C}$ , визначаємо за формулою:

$$R_t = R [1 + 0,004 (t - 20)] \quad (15)$$

Відповідно визначаємо опір при температурі  $-25^{\circ}\text{C}$  і  $+35^{\circ}\text{C}$ , а також, на скільки зменшиться активний опір при від'ємній температурі та збільшиться при додатній температурі (у %).

Дальше необхідно визначити величину струму, який потрібно пропустити по проводу, щоб скинути ожеледь при температурі проводу  $+70^{\circ}\text{C}$ .

Спочатку визначимо гранично допустимий струм для даної марки проводу. При заданій гранично допустимій температурі

провідника, а вона для неізолюваних проводів, прокладених поза приміщеннями, відповідно до нормативних документів складає +70 °С.

Довгостроково допустимий струм можна знайти за формулою:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{k \cdot F(t_{\text{доп}} - t_o)}{R}}, \quad (16)$$

де  $k$  – коефіцієнт тепловіддачі;

$F$  – поверхня охолодження провідника;

$R$  – опір провідника.

На практиці допустимі значення струмів, як правило, визначають за таблицями, наведеними у "Правилах улаштування електроустановок". Використовуємо для визначення допустимого значення струму для проводу відповідно до варіанту завдання дані, наведені в таблиці Додатку 2 (при температурі провідника +70 °С і температурі навколишнього середовища +25 °С).

У тому випадку, якщо температура навколишнього середовища відрізняється від +25 °С, то допустимий струм можна визначити за формулою:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{t_{\text{доп}} - t'_o}{t_{\text{доп}} - t_o}}, \quad (17)$$

де  $t_{\text{доп}}$  – припустима температура провідника за ДСТУ;

$t_o$  і  $t'_o$  – розрахункова і фактична температури навколишнього середовища.

Дальше визначаємо допустиме навантаження лінії при температурі +35 °С і допустимий струм для мідного проводу такого ж перерізу і за тих самих умов.

При температурі навколишнього середовища +25 °С і температурі проводу +70 °С повітряна лінія електропередачі допускає протікання струму, значення якого беремо з таблиці Додатку 2. У тому

випадку, якщо температура навколишнього середовища відрізняється від  $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , то допустимий струм можна визначити за формулою (17).

Визначаємо допустимий струм для мідного проводу такого ж перерізу і за тих самих умов. Для цього скористаємося формулою

$$I'_{\text{дон}} = I_{\text{дон}} \sqrt{\frac{\gamma_{\text{м}}}{\gamma_{\text{а}}}}, \quad (\text{А}) \quad (18)$$

де  $\gamma_{\text{м}}, \gamma_{\text{а}}$  - відповідно питома провідність ( $\text{м}/(\text{Ом}\cdot\text{мм}^2)$ ) мідного й алюмінієвого проводів.

Наступний крок – це визначення напруги наприкінці лінії, коли вона живить навантаження, параметри якого наведені в варіантах завдань.

Слід розрізняти втрату напруги  $\Delta U$  і падіння напруги.

*Втратою напруги* називається алгебраїчна різниця між величинами напруг (фазних чи лінійних) на початку ( $U_1$ ) і наприкінці ( $U_2$ ) лінії:

$$\Delta U = U_1 - U_2 . \quad (19)$$

*Падінням напруги* називається геометрична різниця між зазначеними величинами, причому при його розрахунку враховується не тільки різниця напруг, але і кут зміщення фаз між ними. Таким чином, падіння напруги можна представити поздовжньою і поперечною складовими.

*Поздовжня складова* (вона ж приймається рівною втраті напруги в проводах лінії) визначається формулами:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\phi} &= I \cdot r \cdot l \cdot \cos \varphi + I \cdot x \cdot l \cdot \sin \varphi; \\ \Delta U &= \sqrt{3} \cdot (I_a \cdot r + I_p \cdot x) \cdot l; \\ \Delta U &= \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U} \cdot l, \end{aligned} \quad (20)$$

а поперечна складова – формулами:

$$\begin{aligned}\delta U_{\phi} &= I \cdot x \cdot l \cdot \cos \varphi - I \cdot r \cdot l \cdot \sin \varphi; \\ \delta U &= \sqrt{3} \cdot (I_a \cdot x - I_p \cdot r) \cdot l; \\ \delta U &= \frac{P \cdot x - Q \cdot r}{U} \cdot l\end{aligned}\quad (21)$$

Напруги на початку і наприкінці лінії зв'язані з поздовжньою і поперечною складовими падіння напруги в лінії наступними співвідношеннями:

$$\begin{aligned}U_1 &= \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2}; \\ U_2 &= \sqrt{(U_1 - \Delta U)^2 + (\delta U)^2}\end{aligned}\quad (22)$$

Можна також використовувати більш прості формули, що мають прийнятну для інженерних розрахунків похибку:

$$\begin{aligned}U_1 &= (U_2 + \Delta U) + \frac{(\delta U)^2}{2U_2}; \\ U_2 &= (U_1 - \Delta U) + \frac{(\delta U)^2}{2U_1}.\end{aligned}\quad (23)$$

Дальше для заданого проводу із відомими вже погонними опорами ( $r$  і  $x$ ), визначаємо поздовжню і поперечну складову падіння напруги та напругу наприкінці лінії.



1. Які засоби використовуються для підвищення надійності роботи ліній електропередач і зниження непродуктивних втрат електроенергії при її передачі?
2. Що являє собою схема заміщення повітряних ліній електропередачі, її основні елементи та призначення?
3. Що представляє собою активний і індуктивний опір лінії, активна провідність? Як їх визначають?
4. Що таке критична фазна напруга? В яких випадках вона визначається?
5. Дайте визначення терміну «корона». Коли і при яких умовах виникає явище корони, як визначають втрати на корону?
6. Що таке реактивна провідність і реактивна потужність? Коли виникають в енергоустановках?
7. Як зміняться індуктивні опори й ємнісна провідність лінії, якщо в кожній фазі існуючий провід замінити на два проводи з зазначеною відстанню між ними?
8. Що таке розщеплена фаза і коли та для чого вона застосовується в лініях електропередачі?
9. Як впливає температура на активний опір лінії і чому?
10. Як визначають визначимо гранично допустимий струм для даної марки проводу?
11. Яка різниця між падінням і втратою напруги?
12. Яка різниця між поперечною і поздовжньою складовою падіння напруги?

## ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №2

**Тема роботи:** «Розрахунок параметрів трансформаторів електроенергетичних установок»

**Мета роботи:** Метою виконання даної лабораторної роботи є формування навичок розрахунку дво-, триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів, визначення параметрів їх схем заміщення та втрат електроенергії при заданому навантаженні.

Електроенергія, що виробляється генераторами електростанцій, при передачі до енергоустановок споживачів зазнає багаторазову трансформацію в підвищувальних і понижувальних трансформаторах. Тому встановлена потужність трансформаторів в енергосистемі перевищує потужність генераторів в 4 - 5 разів.

*Трансформатором* називають електромагнітний статичний пристрій, призначений для перетворення за допомогою явища електромагнітної індукції змінного струму однієї напруги на змінний струм іншої напруги.

Обмотку трансформатора, що споживає енергію з мережі, називають *первинною* обмоткою, а обмотку, що віддає енергію в мережу, - *вторинною*. Якщо вторинна напруга менша первинної, то трансформатор називається *понижуючим*, а якщо більша - *підвищуючим*. У залежності від включення тих чи інших обмоток до мережі кожен трансформатор може бути як підвищуючим, так і понижуючим.

Трансформатори можуть мати 2 або більше обмоток. На практиці застосовують:

- однофазні та трифазні трансформатори;
- двохобмоткові і триобмоткові трансформатори;
- автотрансформатори.

У розподільних мережах застосовують, як правило, трифазні двобмоткові понижуючі трансформатори, що перетворюють напругу 6 і 10 кВ в напругу 0,4 кВ. Трифазні трансформатори в порівнянні з однофазними економічніші (на 20 - 25% менша вартість, на

16. Як оцінити ефективність організаційних заходів щодо зниження втрат?

17. Як впливає неоднорідність замкнутої мережі на втрати електроенергії?

18. Назвіть основні організаційні заходи щодо зниження втрат.

19. Назвіть основні технічні заходи щодо зниження втрат.

20. Чому застосування трансформаторів з РПН дозволяє знизити втрати електроенергії?

21. Як визначити оптимальні точки розмикання замкнутих розподільних мереж напругою 6-10 кВ?

22. Назвіть найбільш точні методи розрахунку втрат електроенергії.

23. До яких позитивних наслідків призводить встановлення компенсуючих пристроїв в електричних мережах?

24. Якими способами в замкнутих неоднорідних мережах можна досягти економічного розподілу потужностей?

25. З якою метою виконують заміну недовантажених трансформаторів на трансформатори меншої потужності і проводів повітряних ліній здійснюється?

## САМОСТІЙНА РОБОТА №4

1. У чому полягає відмінність вибору перетинів провідників за допустимою втратою напруги в міських, промислових і сільських електричних мережах?
2. Які фактори, що впливають на нагрівання провідників, враховують при виборі чи перевірці їх перетинів за умовами нагрівання допустимим струмом?
3. У лініях якого виконання і якої напруги перетини провідників слід вибрати або перевірити за умовою нагрівання?
4. Для яких марок кабелів треба враховувати поправочний коефіцієнт на число поруч прокладених працюючих кабелів?
5. У яких лініях перетини провідників слід вибрати за умовою корони?
6. Назвіть мінімальні допустимі перетини провідників для ліній напругою вище 1 кВ за механічною міцністю.
7. Назвіть основні засоби регулювання напруги в електричних мережах.
8. У чому полягає зустрічне регулювання напруги?
9. Якими засобами регулювання забезпечується зустрічне регулювання напруги?
10. Назвіть можливості різних трансформаторів, як засобів регулювання напруги.
11. Наведіть порядок вибору регулювальних відгалужень для різних марок трансформаторів.
12. Які можливості регулювання напруги на електростанціях?
13. У чому полягає регулювання напруги зміною реактивної потужності, що передається, і якими засобами воно забезпечується?
14. Назвіть норми на відхилення напруги у споживачів.
15. У чому відмінність організаційних заходів щодо зниження втрат електроенергії від технічних?

12 - 15% менші втрати) і простіші в експлуатації. Тому в основному застосовують 3-х фазні трансформатори.

Двобмоткові трансформатори (35/6-10 кВ; 110/6-10 кВ) застосовуються в тих випадках, коли на підстанції потрібно мати одну вторинну напругу. Якщо потрібно отримати дві вторинні напруги, застосовуються три обмоткові трансформатори (220/110/6-10 кВ, 110/35/6-10 кВ). У них сумарна потужність обмоток середньої та низької напруг може бути рівна потужності обмотки вищої напруги або всі обмотки розраховані на однакову потужність.

Різновидом триобмоткового трансформатора є трансформатор з розщепленою обмоткою низької напруги (110/10/10 кВ; 110/6/6 кВ або 110/10/6 кВ). Обмотка низької напруги (НН) складається з двох гілок, розташованих симетрично обмотці високої напруги. Кожна гілка розрахована на  $0,5 \cdot S_{ном}$ . Трансформатори з розщепленою обмоткою мають великий опір, що дозволяє обмежити струми короткого замикання на стороні НН.

В електроустановках 220-500 кВ застосовують силові *автотрансформатори* (АТ). Якщо в трансформаторах, що мають самостійні обмотки первинної і вторинної напруги, укладені на загальний магнітопровід, передача енергії з однієї обмотки в іншу здійснюється електромагнітним шляхом, то в автотрансформаторах має місце і електричний зв'язок між обмотками.

Для силових трансформаторів і АТ застосовують буквено-цифрові позначення, встановлені Державними стандартами. У типі трансформаторів послідовно вказують:

**Т** - трифазний;

**О** - однофазний;

**С** - природне повітряне охолодження;

**М** - природне масляне охолодження;

**Д** - масляне охолодження з дуттям і природною циркуляцією масла;

**ДЦ** - масляне охолодження з дуттям і примусовою циркуляцією масла;

**Ц** - масляно-водяне охолодження з примусовою циркуляцією масла.

**Т** - триобмотковий;

**Р** - з розщепленою вторинною обмоткою;  
*без позначення* - двообмотковий.

Буква **А** перед позначенням позначає автотрансформатор.

Буква **Н** після позначення позначає наявність пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН).

*Приклади:* **ТДТН** - трансформатор трифазний з масляним охолодженням з дуттям триобмотковий з РПН; **ТРДН** - трансформатор трифазний з масляним охолодженням, з дуттям, з розщепленою вторинною обмоткою, з РПН; **ТДН** - трансформатор трифазний з масляним охолодженням, з дуттям, двообмотковий, з РПН; **АТДЦТН** - автотрансформатор трифазний з масляним охолодженням, з дуттям і примусовою циркуляцією масла, триобмотковий, з РПН.

Крім зазначених трансформаторів з масляним охолодженням (ТМ) випускаються *трансформатори в герметичному виконанні* (ТМГ), в яких масло не контактує з повітрям і, отже, виключається його прискорене окислення і зволоження.

Масляні трансформатори в герметичному виконанні повністю заповнені трансформаторним маслом і не мають розширювача, а температурні зміни його об'єму при нагріванні і охолодженні компенсуються зміною обсягу гофрів стінок бака. Ці трансформатори заповнюються маслом під вакуумом, внаслідок чого підвищується електрична міцність їх ізоляції.

*Сухий трансформатор*, так само як і масляний, складається з магніто-провода, обмоток ВН і НН, укладених в захисний кожух. Основним ізолюючим і охолоджуючим середовищем є атмосферне повітря. Однак повітря є менш досконалим ізолюючим і охолоджуючим середовищем, ніж трансформаторне масло. Тому в сухих трансформаторах всі ізоляційні проміжки і вентиляційні канали роблять більшими, ніж у масляних.

мереж.

16. Назвіть основні завдання проектування електричних мереж енергетичних установок.

17. Яким вимогам повинна задовольняти електрична мережа енергетичних установок?

18. На які категорії з надійності електропостачання діляться електроприймачі? Назвіть їх приклади.

19. Чим визначається номінальна напруга лінії електропередач?

20. Яким чином вибирається напруга ліній?

21. Принципи вибору трансформаторів на понижуючих підстанціях.

22. Назвіть умови вибору перетину провідників в лініях різного виконання і напруги.

23. Область застосування та сутність вибору перетинів провідників за економічною густиною струму.

24. Область застосування та сутність вибору проводів за економічними інтервалами потужності.

25. У яких мережах необхідно вибирати або перевіряти перетини за допустимою втратою напруги?

## САМОСТІЙНА РОБОТА №3

1. Наведіть алгоритм розрахунку режимів розімкнених мереж, які складаються з двох послідовних ліній при заданих навантаженнях і напрузі останнього споживача.

2. Назвіть особливості розрахунку режимів розімкнених розподільних мереж.

3. Які замкнуті мережі відносяться до числа неоднорідних?

4. Назвіть основні етапи розрахунку режимів замкнутих мереж.

5. У чому полягають особливості розрахунку режимів ліній з двостороннім живленням при неоднакових напругах джерел живлення?

6. У чому відмінність розрахунку режимів замкнутих однорідних і неоднорідних мереж?

7. У чому особливість розрахунку режимів замкнутих мереж при неспівпаданні точок поточкорозподілу активних і реактивних потужностей?

8. Назвіть особливості роботи та розрахунків режимів замкнутих за конфігурацією режимів розподільних мереж.

9. Принципи розрахунку режимів електричних мереж двох номінальних напруг.

10. Як визначають розрахункове навантаження для будь-якого вузла мережі, а також мереж, що мають у вузлах навантаження трансформатори?

11. У чому відмінність розрахунку режиму мережі за даними початку і за даними кінця?

12. Як виконують розрахунок режиму за даними кінця розгалуження мереж, коли відома напруга одного із віддалених вузлів?

13. Як визначають для будь-якої ділянки передану по ній потужність? Наведіть приклад.

14. Які мережі енергоустановок відносяться до найпростіших і мережі яких напруг експлуатуються у замкнутому режимі?

15. Охарактеризуйте стадії розрахунку режимів замкнутих

Сухі трансформатори мають дещо більші габаритні розміри і масу та меншу переважувальну здатність, ніж масляні, і використовуються для роботи в закритих приміщеннях з відносною вологістю не більше 80%. До переваг сухих трансформаторів відносять їх пожежобезпечність (відсутність масла), порівняльну простоту конструкції і відносно малі витрати на експлуатацію.

### Завдання до лабораторної роботи

Номер варіанту завдання відповідає номеру, під яким студент записаний у журналі академічної групи. Відповідно до даного номера за таблицею вибирають параметри повітряної лінії електропередачі.

Варіант вихідних даних (табл. 1 і 2 графи, «*варіант*») приймають відповідно до порядкового номера студента в журналі академічної групи. Варіанти відрізняються типом трансформатора і величиною навантаження зі сторін НН і середньої напруги (СН).

При виконанні завдання лабораторної роботи потрібно виконати розрахунок:

- двообмоткового трансформатора;
- триобмоткового трансформатора чи автотрансформатора залежно від вихідних даних.

У ході розрахунку необхідно:

- визначити параметри повної і спрощеної схем заміщення трансформаторів;
- визначити втрати електроенергії у трансформаторах при заданому навантаженні.

На рис. 1 наведені однолінійні схеми дво- і триобмоткового трансформаторів і автотрансформатора.

Таблиця 1 – **Варіанти завдань до лабораторної роботи**  
(*двообмоткові трансформатори*)

Варіант	Тип трансформатора	Навантаження зі сторони НН - $S_{\text{наб}}$ , кВ·А
1	ТДЦ-80000/110	0,7 $S_{\text{НОМ}}$
2	ТДЦ-125000/110	0,8 $S_{\text{НОМ}}$
3	ТДЦ-200000/110	0,75 $S_{\text{НОМ}}$
4	ТДЦ-250000/110	0,85 $S_{\text{НОМ}}$
5	ТДЦ-400000/110	0,9 $S_{\text{НОМ}}$
6	ТМН-6300/110	0,95 $S_{\text{НОМ}}$
7	ТДН-10000/110	1,0 $S_{\text{НОМ}}$
8	ТДН-16000/110	0,65 $S_{\text{НОМ}}$
9	ТДН-16000/150	0,7 $S_{\text{НОМ}}$
10	ТМН-400/35	0,75 $S_{\text{НОМ}}$
11	ТМ-100/35	0,8 $S_{\text{НОМ}}$
12	ТМ-160/35	0,85 $S_{\text{НОМ}}$
13	ТМ-250/35	0,9 $S_{\text{НОМ}}$
14	ТДЦ-250000/150	0,95 $S_{\text{НОМ}}$
15	ТМН-630/35	1,0 $S_{\text{НОМ}}$
16	ТМН-1000/35	0,6 $S_{\text{НОМ}}$
17	ТДЦ-80000/220	0,65 $S_{\text{НОМ}}$
18	ТДЦ-125000/220	0,7 $S_{\text{НОМ}}$
19	ТДЦ-200000/220	0,75 $S_{\text{НОМ}}$
20	ТДЦ-250000/220	0,8 $S_{\text{НОМ}}$
21	ТДЦ-400000/220	0,85 $S_{\text{НОМ}}$
22	ТЦ-630000/220	0,9 $S_{\text{НОМ}}$
23	ТМН-1600/35	0,95 $S_{\text{НОМ}}$
24	ТЦ-1000000/220	1,0 $S_{\text{НОМ}}$
25	ТДЦ-125000/330	0,6 $S_{\text{НОМ}}$
26	ТДЦ-200000/330	0,65 $S_{\text{НОМ}}$
27	ТДЦ-250000/330	0,7 $S_{\text{НОМ}}$
28	ТДЦ-400000/330	0,75 $S_{\text{НОМ}}$
29	ТЦ-1250000/330	0,8 $S_{\text{НОМ}}$
30	ТЦ-630000/330	0,85 $S_{\text{НОМ}}$

18. Яким параметром відрізняються напруги початку і кінця лінії?

19. Які складові має падіння напруги? Охарактеризуйте їх.

20. Якими елементами представляється лінія в схемі заміщення, коли не враховується зарядна потужність?

21. При яких напругах при розрахунку розподілу потужностей в лініях не враховуються втрати потужності і поперечна складова падіння напруги?

22. При яких напругах при розрахунку розподілу потужностей в лініях розрахунок втрати напруги виконується за номінальною напругою?

23. Який елемент вводять в схему заміщення трансформаторів і автотрансформаторів з високою напругою обмоток при розрахунку напруг?

24. Що собою представляє розщеплена обмотка трансформатора та як визначається номінальний коефіцієнт трансформатора?

25. Як виконують розрахунок потужностей двообмоткового трансформатора при відомих даних кінця?

26. Охарактеризуйте активну і реактивну потужність, яка споживається енергоустановками.

27. Як виконують розрахунок режимів двообмоткових трансформаторів за даними початку?

28. На чому ґрунтуються методи розрахунку втрат електроенергії? Що таке втрати електроенергії і з чого вони складаються?

29. Як визначаються втрати енергії в лінії і трансформаторі? Яка різниця між активною і реактивною енергією?

30. Що необхідно включати у формулу розрахункового навантаження для мереж, що мають у вузлах навантаження трансформатори, за якими задана потужність споживачів? Охарактеризуйте цей параметр.

## САМОСТІЙНА РОБОТА №2

1. Поясніть різницю між падінням і втратою напруги.
2. Для лінії електропередачі побудуйте векторну діаграму напруг. Покажіть на ній складові падіння напруги і втрату напруги.
3. Назвіть основні задачі розрахунку усталеного режиму.
4. Наведіть порядок розрахунку режиму лінії при заданій напрузі в кінці лінії.
5. На яких припущеннях базується розрахунок режимів ліній розподільних електричних мереж?
6. З яких етапів складається порядок розрахунку режиму лінії при заданій напрузі на її початку?
7. Наведіть порядок розрахунку напруги на стороні низької напруги трансформатора.
8. Назвіть основні методи визначення втрат електроенергії.
9. У чому сутність методу розрахунку втрат електроенергії за часом найбільших втрат?
10. Як визначити час використання максимального навантаження і час найбільших втрат?
11. Назвіть переваги і недоліки методу розрахунку втрат електроенергії за середньоквадратичним струмом.
12. Як можна розрахувати середньоквадратичний струм?
13. Як розраховуються мережі живлення енергоустановок, коли відома напруга джерела живлення і потужності вузлів навантаження?
14. Якими параметрами представляються лінії і трансформатори при розрахунку режимів мереж живлення 110 і 220 кВ?
15. Що собою представляє розрахункова схема і як визначаються розрахункові навантаження?
16. Як визначаються втрати потужності в опорах лінії енергетичних при розрахунку усталеного режиму?
17. Як визначається напруга на початку лінії при розрахунку усталеного режиму?

Таблиця 2 – Варіанти завдань до лабораторної роботи  
(триобмоткові трансформатори і автотрансформатори)

Варіант	Тип трансформатора	Навантаження $S_{\text{наб}}^i / \cos \varphi_i$ зі сторони - $i$ , кВ·А/в.о.	
		СН	НН
1	ТМТН-6300/110	0,5 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9	0,4 $S_{\text{НОМ}}$ /0,8
2	ТДТН-10000/110	0,55 $S_{\text{НОМ}}$ /0,8	0,35 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9
3	ТДТН-16000/110	0,6 $S_{\text{НОМ}}$ /0,85	0,3 $S_{\text{НОМ}}$ /0,7
4	ТДТН-25000/110	0,5 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9	0,3 $S_{\text{НОМ}}$ /0,85
5	ТДТН-40000/110	0,3 $S_{\text{НОМ}}$ /0,6	0,6 $S_{\text{НОМ}}$ /0,7
6	ТДТН-63000/110	0,8 $S_{\text{НОМ}}$ /0,5	0,2 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9
7	ТДТН-80000/110	0,7 $S_{\text{НОМ}}$ /0,6	0,2 $S_{\text{НОМ}}$ /0,8
8	ТМТН-6300/35	0,6 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9	0,2 $S_{\text{НОМ}}$ /0,7
9	ТДТН-16000/150-70У1	0,65 $S_{\text{НОМ}}$ /0,6	0,25 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9
10	ТДТН-25000/150-70У1	0,7 $S_{\text{НОМ}}$ /0,6	0,15 $S_{\text{НОМ}}$ /0,75
11	ТДТН-40000/150-70У1	0,5 $S_{\text{НОМ}}$ /0,85	0,25 $S_{\text{НОМ}}$ /0,75
12	ТДТН-63000/150-70У1	0,6 $S_{\text{НОМ}}$ /0,6	0,35 $S_{\text{НОМ}}$ /0,8
13	ТДТН-25000/220	0,5 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9	0,4 $S_{\text{НОМ}}$ /0,7
14	ТДТН-40000/220	0,6 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9	0,3 $S_{\text{НОМ}}$ /0,75
15	ТДТН-40000/220-81У1	0,7 $S_{\text{НОМ}}$ /0,6	0,25 $S_{\text{НОМ}}$ /0,75
16	ТДТН-63000/220-74Т1	0,6 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9	0,3 $S_{\text{НОМ}}$ /0,7
17	АТДЦТН-63000/220/110	0,65 $S_{\text{НОМ}}$ /0,6	0,15 $S_{\text{НОМ}}$ /0,8
18	АТДЦТН-125000/220/110	0,6 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9	0,1 $S_{\text{НОМ}}$ /0,7
19	АТДЦТН-200000/220/110	0,7 $S_{\text{НОМ}}$ /0,7	0,2 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9
20	АТДЦТН-250000/220/110	0,6 $S_{\text{НОМ}}$ /0,8	0,15 $S_{\text{НОМ}}$ /0,95
21	АТДЦТН-125000/330/110	0,7 $S_{\text{НОМ}}$ /0,65	0,1 $S_{\text{НОМ}}$ /0,75
22	АТДЦТН-200000/330/110	0,8 $S_{\text{НОМ}}$ /0,65	0,05 $S_{\text{НОМ}}$ /0,85
23	АТДЦТН-250000/330/150	0,9 $S_{\text{НОМ}}$ /0,7	0,1 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9
24	АОДЦТН-133000/330/220	0,8 $S_{\text{НОМ}}$ /0,6	0,15 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9
25	АТДЦТН-250000/500/150	0,6 $S_{\text{НОМ}}$ /0,6	0,2 $S_{\text{НОМ}}$ /0,7
26	АТДЦТН-250000/500/220	0,7 $S_{\text{НОМ}}$ /0,8	0,2 $S_{\text{НОМ}}$ /0,95
27	АОДЦТН-167000/500/220	0,6 $S_{\text{НОМ}}$ /0,7	0,2 $S_{\text{НОМ}}$ /0,85
28	АОДЦТН-267000/500/220	0,8 $S_{\text{НОМ}}$ /0,8	0,1 $S_{\text{НОМ}}$ /0,9
29	АОДЦТН-167000/500/330	0,8 $S_{\text{НОМ}}$ /0,8	0,1 $S_{\text{НОМ}}$ /0,6

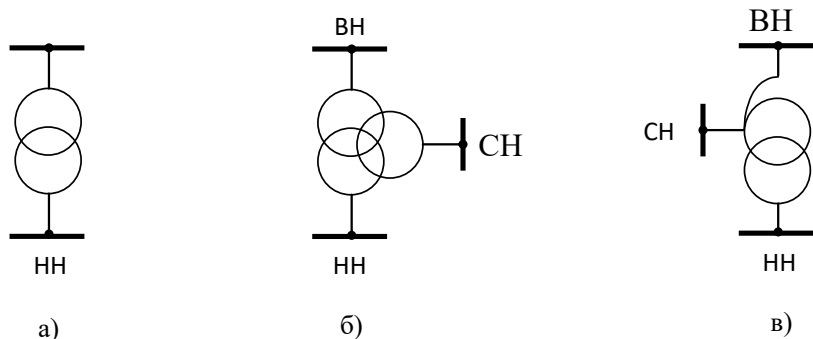


Рисунок 1 – Однолінійні схеми трансформаторів:

а) двообмотковий; б) триобмотковий; в) автотрансформатор

### Порядок виконання лабораторної роботи

Вихідними даними для розрахунку трансформатора є довідникові дані (Додаток 3 і Додаток 4) і навантаження трансформатора (табл. 1 і табл. 2).

Параметри схеми заміщення трансформатора, до яких відносяться його опори і провідності, визначають за довідниковими даними. При розрахунку слід мати на увазі, що параметри схеми заміщення трансформатора, якщо це не обговорено умовами проведення розрахунку, визначають відносно одного ступеня напруги – як правило, номінальної напруги  $U_{ном}$  обмотки ВН.

Втрати в трансформаторі, що складаються з постійних втрат (втрат холостого ходу або втрат у сталі) і змінних втрат (втрат у міді чи втрат в обмотках), визначають за довідниковими даними і навантаженням трансформатора.

Для того щоб параметри схеми заміщення відповідали одиницям виміру [Ом] і [См], необхідно в розрахунках потужності підставляти в [МВт], [МВАр] і [МВ·А], а напруги в [кВ].

17. Які переваги мають автотрансформатори перед триобмотковими трансформаторами і в яких випадках вони проявляються у значній мірі?

18. Як змінюється співвідношення активних і реактивних опорів обмоток трансформаторів різних потужностей і напруг?

19. Як змінюються опори трансформаторів із збільшенням номінальної потужності і чому?

20. З якими фізичними явищами пов'язані втрати активної потужності в сталі трансформатора?

21. Що показують статичні характеристики навантажень за напругою і частотою?

22. Чим відрізняються статичні характеристики за напругою вузлів навантаження з перевагою освітлювальних і випрямних енергетичних установок?

23. Назвіть способи представлення навантажень в розрахунках електричних мереж енергетичних установок та області їх застосування.

24. Назвіть основні характеристики графіків навантаження.

25. Яке максимальне значення може мати час використання найбільшого навантаження, що визначається за річним графіком за тривалістю або за добовим графіком?

26. Яка відмінність між активною і реактивною потужностями? Як вони себе проявляють в енергоустановках електричних мереж?

27. Що являють собою усталені режими в електроенергетиці? Як здійснюється їх розрахунок?

28. Які схеми заміщення використовують при розрахунках електричних мереж? Які між ними відмінності та умови застосування?

29. Що собою являють активний і реактивний опори, активна та ємнісна провідності? Де вони проявляються і як впливають на роботу електричних мереж?

30. Як здійснюють розщеплення фаз в залежності від напруги мережі?



## САМОСТІЙНА РОБОТА №1

1. Впливом яких чинників нехтують при визначенні активного опору лінії?
2. У яких випадках індуктивні опори різних фаз лінії неоднакові і чому?
3. Назвіть орієнтовні величини середньгеометричних відстаней між проводами ліній різних напруг і який основний їх визначальний фактор.
4. Чому при малій різниці значень ємнісної провідності в лініях різної напруги її вплив сильніший в лініях більш високої напруги?
5. На які параметри лінії і як впливає розщеплення фаз повітряних ліній?
6. Яким чином запобігають (зменшують) корону в повітряних лініях напругою 110 і 220 кВ?
7. Зміна якого параметра в процесі експлуатації лінії найбільш ефективна для зниження корони?
8. Дайте характеристику лінії, схема заміщення якої представлена тільки активним опором.
9. Яке співвідношення індуктивних опорів повітряних і кабельних ліній, чим це викликано?
10. Дайте характеристику лінії, схема заміщення якої представлена активним і реактивним опорами, причому  $R_{\Gamma} > X_{\Gamma}$ .
11. Як позначається розщеплення фаз на величині активного і реактивного опорів та ємнісній провідності?
12. До яких негативних наслідків призводить явище корони?
13. Назвіть марки двообмоткових трансформаторів і трансформаторів з розщепленою обмоткою.
14. Розшифруйте марки трансформаторів ТДТН-40000/220 і АТДЦТН-250000/220/110.
15. Дайте визначення втрат і напруги короткого замикання.
16. Чому розрахунок реактивного опору трансформаторів малої потужності безпосередньо за напругою короткого замикання пов'язаний зі значною похибкою?

## Розрахунок двообмоткового трансформатора

До довідникових даних двообмоткових трансформаторів відносяться:

- $S_{\text{НОМ}}$  – номінальна потужність;
- $U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$ ,  $U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}$  – номінальні напруги обмоток ВН і НН;
- $I_x$  – струм холостого ходу;
- $\Delta P_x$  – активні втрати холостого ходу;
- $u_k$  – напруга короткого замикання;
- $\Delta P_k$  – активні втрати короткого замикання.

На рис. 2 представлені повна і спрощена  $\Gamma$ -подібна схеми заміщення двообмоткового трансформатора.

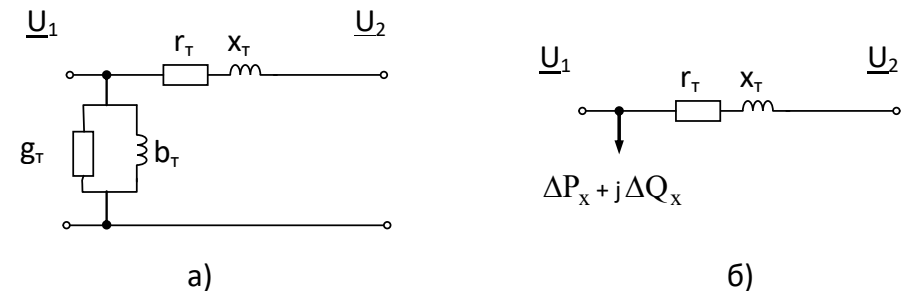


Рисунок 2 –  $\Gamma$ -подібні схеми заміщення двообмоткового трансформатора: а) – повна; б) – спрощена

Активна провідність трансформатора визначається як

$$g_{\Gamma} = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{НОМ}}^2}. \quad (1)$$

Реактивна провідність трансформатора визначається аналогічно:

$$b_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (2)$$

де  $\Delta Q_x$  – реактивні втрати холостого ходу, які визначаються:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \% \cdot S_{\text{НОМ}}}{100\%}, \quad (3)$$

Активний опір двообмоткового трансформатора  $r_T$ , що являє собою суму опорів обмоток ВН і НН, приведені до сторони ВН, визначається як

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (4)$$

Реактивний опір  $x_T$ , що являє собою так само суму опорів обмоток ВН і НН, приведені до сторони ВН, і визначається в такий спосіб:

$$x_T = \frac{u_{K,\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100\% \cdot S_{\text{НОМ}}}. \quad (5)$$

Постійні втрати двообмоткового трансформатора визначаються довідниковими даними і виразом (3) відповідно за активною і реактивною складовими:

$$\Delta \underline{S}_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x \quad (6)$$

Активні змінні втрати в двообмотковому трансформаторі визначаються як сума втрат в обмотках ВН і НН відповідно до наступного виразу:

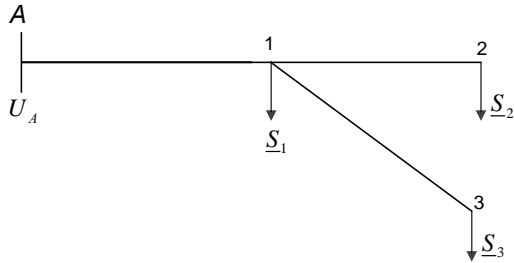
47. Визначити можливе зниження втрат електроенергії від заміни трансформатора ТМ-250/10, який забезпечує електроенергією молочно-товарну ферму з максимальною потужністю 110 кВ·А при  $T_{\text{нб}} = 3200$  год., на трансформатор меншої потужності [Л15].

48. Підприємство потужністю  $P = 510$  кВт при  $\cos\varphi = 0,85$  отримує електроенергію двома кабельними лініями через двотрансформаторну підстанцію з трансформаторами ТМ-630/10/0,4. Лінії напругою 10 кВ і довжиною 1 км виконані кабелем ААБ-3×50. Розрахувати втрати потужності в мережі [Л8].

49. До шин високої напруги підстанції, на якій встановлено трансформатор ТМН-630/35/0,4, підведена напруга  $U_1 = 34,3$  кВ. Вибрати регульовальне відгалуження трансформатора для забезпечення на шинах низької напруги  $U_{16} = 380$  В [Л12].

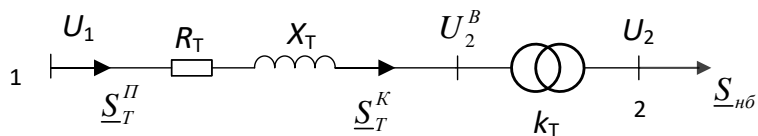
50. Промисловий склад потужністю  $\underline{S}_{2\text{нб}} = 4 + j1,8$  МВ·А забезпечується електроенергією лінією напругою 10 кВ і довжиною 3,4 км, виконаною проводом А-50. Паралельно їй передбачається прокласти таку ж повітряну лінію або кабельну лінію, виконану кабелем ААБ-3×50. Визначити для кожного з цих випадків загальні втрати активної потужності і порівняти їх [Л8].

44. У розподільній мережі, приведеній на рисунку, при напрузі у вузлі А в режимі максимальних навантажень рівній 10,2 кВ і в режимі мінімальних навантажень - 10 кВ втрати електроенергії склали 45 тис. кВт·год., а графік сумарного навантаження мережі характеризується значеннями  $k_{\min} = 0,35$  і  $k_3 = 0,6$ . Визначити зниження втрат електроенергії, якщо напругу в режимі максимальних навантажень підняти до 10,5 кВ, а в режимі мінімальних навантажень - до 10,2 кВ [Л14].



45. Споживач максимальною потужністю 1400 кВ·А при часі використання максимального навантаження 3300 год. забезпечується електроенергією лінією напругою 10 кВ і довжиною 7 км, виконаною проводом А-35. Визначити можливе зниження втрат електроенергії за рахунок заміни проводу на економічно доцільний перетин [Л15].

46. У схемі мережі, представленій на рисунку, визначити можливе зниження втрат електроенергії для випадків установки статичних конденсаторів потужністю 250 кВАр у вузлах 2 і 3. Час використання максимального навантаження споживача 3  $T_{\text{нб3}} = 3600$  год [Л15].



$$\Delta P_{\text{обм}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{S_{\text{нав}}^2}{S_{\text{ном}}^2}, \quad (7)$$

де  $S_{\text{нав}}$  – навантаження трансформатора.

Реактивні змінні втрати визначаються так само, як сума втрат в обмотках ВН і НН у такий спосіб:

$$\Delta Q_{\text{обм}} = \frac{u_{\text{к}} \% \cdot S_{\text{нав}}^2}{100\% \cdot S_{\text{ном}}}. \quad (8)$$

Сумарні втрати в трансформаторі визначають як суму постійних і змінних втрат:

$$\Delta \underline{S} = \Delta \underline{S}_{\text{х}} + \Delta \underline{S}_{\text{обм}} = \Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{обм}} + j(\Delta Q_{\text{х}} + \Delta Q_{\text{обм}}). \quad (9)$$

### Розрахунок триобмоткового трансформатора і автотрансформатора

При конструюванні цих трансформаторів з метою зниження втрат активної потужності перерізи проводів в обмотках вибирають з умови рівності щільності струму в них у випадку номінального навантаження.

Схеми заміщення триобмоткового трансформатора й автотрансформатора аналогічні. Але розрахунок цих трансформаторів трохи відрізняється, що викликано зменшеною номінальною потужністю обмотки НН автотрансформатора в порівнянні з його номінальною (прохідною) потужністю [1].

До довідникових даних триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів відносяться:

-  $S_{\text{ном}}$  – номінальна потужність;

- $S_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}$  – номінальна потужність обмотки НН (тільки для автотрансформатора);
- $U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$ ,  $U_{\text{НОМ}}^{\text{СН}}$ ,  $U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}$  – номінальні напруги обмоток ВН, СН і НН;
- $I_x$  – струм холостого ходу;
- $\Delta P_x$  – активні втрати холостого ходу;
- $u_k^{\text{BC}}$ ,  $u_k^{\text{ВН}}$  і  $u_k^{\text{СН}}$  – напруги КЗ в дослідах КЗ відповідно при закорочених обмотках ВН і СН, ВН і НН, СН і НН (для автотрансформаторів величини  $u_k^{\text{BC}}$ ,  $u_k^{\text{ВН}}$  і  $u_k^{\text{СН}}$  вказуються приведені до напруги  $U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$  і віднесені до  $S_{\text{НОМ}}$ );
- $\Delta P_k^{\text{BC}}$  – активні втрати КЗ у відповідному досліді КЗ.

Повна і спрощена трипроменеві схеми заміщення триобмоткового трансформатора й автотрансформатора подані на рис. 3.

Параметри кола холостого ходу ( $g_T$ ,  $b_T$  і  $\Delta Q_x$ ) визначаються аналогічно до двообмоткового трансформатора відповідно за виразами (1) – (3).

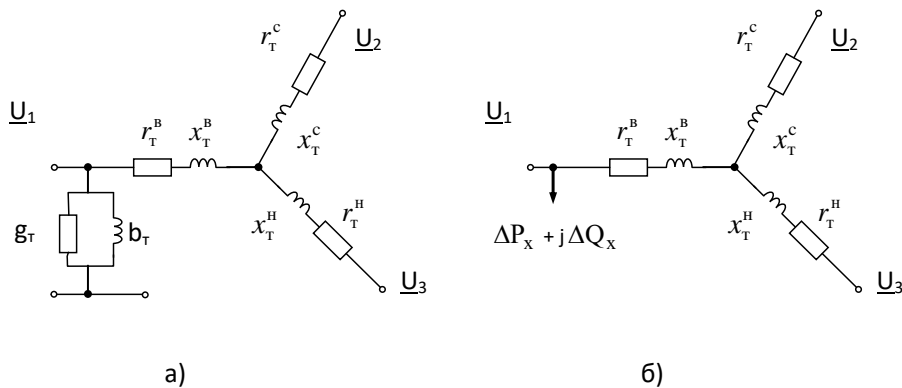
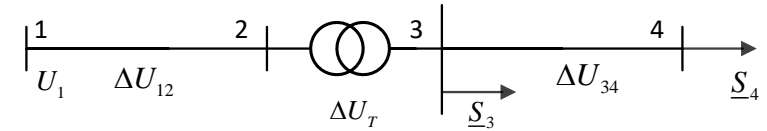


Рисунок 3 – Трипроменеві схеми заміщення триобмоткового трансформатора й автотрансформатора:

а) повна; б) спрощена

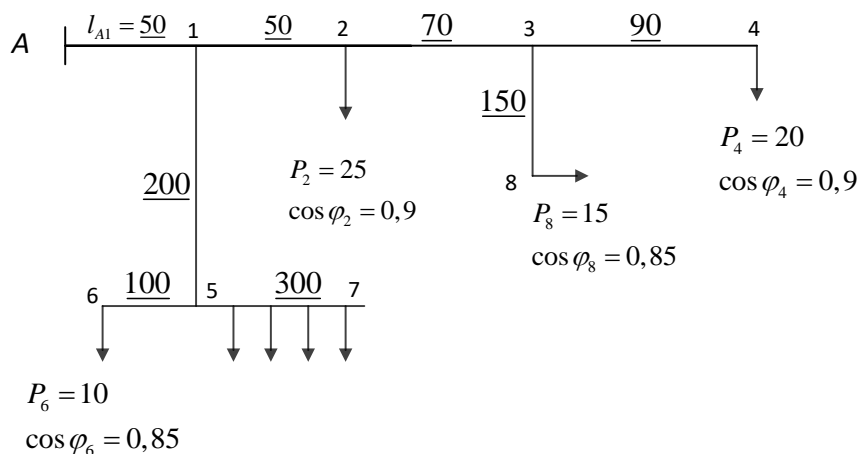


40. На підстанції встановлено триобмотковий трансформатор ТДТН-25000/115/38,5/6,6. Навантаження в максимальному режимі обмоток середньої та низької напруг дорівнюють  $S_{2\text{нб}} = 8 + j3 \text{ MB} \cdot \text{A}$  і  $S_{3\text{нб}} = 12 + j5 \text{ MB} \cdot \text{A}$ , а в мінімальному режиму вони складають 50% від максимального. Вибрати відгалуження для забезпечення на шинах низької напруги зустрічного регулювання напруги, а на шинах середньої напруги величини, близької до 36,5 кВ. У заданих режимах на шинах високої напруги підтримуються напруги відповідно 118 і 115 кВ [Л12].

41. Чотирипровідною лінією напругою 380 В і довжиною 300 м, яка виконана проводом А-50 здійснюється електропостачання об'єкта з однофазними і трифазними електроприймачами, що мають навантаження по фазах  $I_A = 90 \text{ A}$ ,  $I_B = 50 \text{ A}$ ,  $I_C = 70 \text{ A}$ . Оцінити величину зниження втрат потужності за рахунок вирівнювання навантаження фаз [Л14].

42. На підстанції з напругою 10/0,4 кВ встановлені два трансформатори потужністю по 250 кВ·А. Визначити потужність, нижче якої доцільно тримати в роботі один трансформатор [Л14].

43. Визначити величину зниження втрат електроенергії в розподільній мережі, якщо в результаті вирівнювання графіка навантаження час використання максимальних навантажень було збільшено з 3000 до 3600 годин. Втрати електроенергії в вихідному режимі склали 120 тис. кВт·год. [Л14].



38. До шин високої напруги районної підстанції з автотрансформатором марки АТДЦТН-125000/230/121/10,5 підведена напруга 230 кВ. Вибрати регульовальне відгалуження, яке забезпечує зі сторони середньої напруги 115 кВ, якщо навантаження зі сторони СН дорівнює  $85+j30$  МВ·А, а зі сторони НН автотрансформатора підключено синхронний компенсатор, що видає потужність  $Q_{с к} = 20$  МВАр. При розрахунку режиму втратами активної потужності в автотрансформаторі знехтувати [Л12].

39. У представленій на рисунку схемі електричної мережі лінії **12** і **34** виконані проводами АС-50/8 і А-35 та мають довжину відповідно 8 км і 150 м, а на підстанції встановлено трансформатор ТМ-250/10/0,4. У максимальному режимі навантаження вузлів **3** і **4** рівні  $\underline{S}_{3нб} = 150 + j80$  кВ·А,  $\underline{S}_{4нб} = 45 + j12$  кВ·А, а в мінімальному режимі їх величини складають 60% від максимального. Вибрати відгалуження трансформатора для забезпечення нормальних допустимих відхилень напруги у споживачів **3** і **4**, якщо при максимальних і мінімальних навантаженнях напруга у вузлі **1** рівна відповідно 10,5 і 10,1 кВ [Л12].

Активні опори обмоток ВН триобмоткового трансформатора й автотрансформатора визначаються в такий спосіб:

$$r_T^B = \frac{r_{\text{спільн}}}{2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P_K^{BC} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \quad (10)$$

Активні опори обмоток СН і НН триобмоткового трансформатора дорівнюють опорам обмотки ВН:

$$r_T^C = r_T^H = r_T^B \quad (11)$$

На відміну від триобмоткового трансформатора в автотрансформаторі тільки  $r_T^C = r_T^B$ . Активний опір обмотки НН автотрансформатора визначається в такий спосіб:

$$r_T^H = \frac{r_T^B}{\alpha_H} \quad (12)$$

де  $\alpha_H = S_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} / S_{\text{НОМ}}$  – коефіцієнт обмотки НН.

Реактивні опори обмоток ВН, СН і НН триобмоткового трансформатора й автотрансформатора визначаються так:

$$x_T^B = \frac{u_K^B \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \% \cdot S_{\text{НОМ}}} ; \quad x_T^C = \frac{u_K^C \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \% \cdot S_{\text{НОМ}}} ; \quad x_T^H = \frac{u_K^H \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \% \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (13)$$

де  $u_K^B$ ,  $u_K^C$  і  $u_K^H$  – напруги КЗ, прикладені до обмоток ВН, СН і НН відповідно.

Величини напруг  $u_K^B$ ,  $u_K^C$  і  $u_K^H$  визначають в такий спосіб:

$$u_K^B = \frac{1}{2}(u_K^{BC} + u_K^{BH} - u_K^{CH}); \quad u_K^C = \frac{1}{2}(u_K^{BC} + u_K^{CH} - u_K^{BH});$$

$$u_K^H = \frac{1}{2}(u_K^{BH} + u_K^{CH} - u_K^{BC}). \quad (14)$$

Постійні втрати триобмоткового трансформатора й автотрансформатора визначають аналогічно двообмотковому трансформатору (3), (6).

Змінні активні й реактивні втрати триобмоткового трансформатора й автотрансформатора визначаються окремо для кожної обмотки відповідно до наступних виразів:

$$\Delta P_{обм}^B = \frac{(S_{наб}^B)^2}{U_{ном}^2} \cdot r_T^B; \quad \Delta P_{обм}^C = \frac{(S_{наб}^C)^2}{U_{ном}^2} \cdot r_T^C; \quad \Delta P_{обм}^H = \frac{(S_{наб}^H)^2}{U_{ном}^2} \cdot r_T^H;$$

$$\Delta Q_{обм}^B = \frac{(S_{наб}^B)^2}{U_{ном}^2} \cdot x_T^B; \quad \Delta Q_{обм}^C = \frac{(S_{наб}^C)^2}{U_{ном}^2} \cdot x_T^C; \quad \Delta Q_{обм}^H = \frac{(S_{наб}^H)^2}{U_{ном}^2} \cdot x_T^H,$$
(15)

де  $S_{наб}^B = \sqrt{(P_{наб}^C + P_{наб}^H)^2 + (Q_{наб}^C + Q_{наб}^H)^2}$ ,  $S_{наб}^C$  і  $S_{наб}^H$  – навантаження трансформатора зі сторони ВН, СН і НН відповідно.

Втрати в триобмотковому трансформаторі й автотрансформаторі визначають аналогічно двообмотковому трансформатору:

$$\Delta \underline{S} = \Delta \underline{S}_X + \Delta \underline{S}_{обм} = \Delta P_X + \Delta P_{обм}^B + \Delta P_{обм}^C + \Delta P_{обм}^H +$$

$$+ j(\Delta Q_X + \Delta Q_{обм}^B + \Delta Q_{обм}^C + \Delta Q_{обм}^H) \quad (16)$$

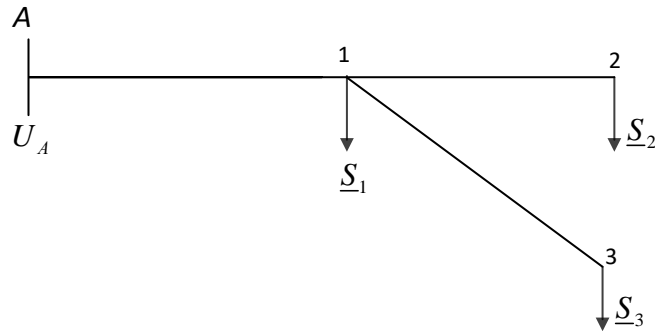
цьому перше підприємство, що має потужність  $3,2 + j0,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ , живиться одним кабелем, а друге потужністю  $4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  - двома кабелями. Кабелі прокладені у землі при температурі  $+20^\circ\text{C}$ , причому на виході від підстанції на ділянці довжиною 30 м всі три кабелі прокладені в загальній траншеї з відстанню між ними 100 мм. Перевірити перетини кабелів за умовою нагрівання [Л11].

35. На підстанції з трансформатором ТМН-6300/115/11 при навантаженні  $5000 + j2000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  і номінальному коефіцієнті трансформації на шинах низької напруги встановилося напруга  $U_2 = 10,1 \text{ кВ}$ . Вибрати регульовальне відгалуження трансформатора, при якому  $U_2$  було б рівна  $10,4 \text{ кВ}$  [Л12].

36. До шин високої напруги підстанції, на якій встановлено трансформатор ТМН-1000/35/0,4, підведена напруга  $U_1 = 34,5 \text{ кВ}$ . Вибрати регульовальне відгалуження трансформатора для забезпечення на шинах низької напруги  $U_{1б} = 400 \text{ В}$  [Л12].

37. Для схеми електричної мережі та вихідних даних, представлених на рисунку, вибрати регульовальні відгалуження трансформатора, що забезпечують зустрічне регулювання напруги на шинах низької напруги підстанції напругою  $10 \text{ кВ}$ , якщо потужності вузлів **A** і **1** в режимі мінімальних навантажень складають 50% від максимальних, а напруга у вузлі **A** в режимах максимальних і мінімальних навантажень відповідно дорівнює  $36,5$  і  $35,5 \text{ кВ}$  [Л12].

31. Вибрати перетини проводів для ділянки сільської електричної мережі, представленої на рисунку, напругою 10 кВ за втратою напруги, якщо  $\Delta U_{\text{доп}} = 6\%$ . Величини навантажень споживачів і довжини ліній:  $I_1 = 20$  А,  $I_2 = 35$  А,  $I_3 = 25$  А при однаковому  $\cos \varphi = 0.91$ ;  $l_{A1} = 2$  км;  $l_{12} = 0,5$  км;  $l_{13} = 1$  км [Л11].



32. Споживач потужністю 5 МВ·А при  $\cos \varphi = 0,9$  живиться двома кабелям напругою 10 кВ і довжиною 1,3 км, прокладених в землі при температурі ґрунту  $t = + 15$  °С з відстанню між ними 200 мм. Час використання максимального навантаження 4500 год. і допустима втрата напруги 5 %. Вибрати перетин кабелів з мідними жилами в паперовій ізоляції [Л11].

33. Вибрати перетин кабелів напругою 380 В з алюмінієвими жилами для живлення кількох цехів промислового підприємства, схема якого представлена на рисунку **задачі №31**. Потужності навантажень вузлів **1**, **2** і **3** рівні відповідно 80, 80 і 100 кВт при  $\cos \varphi = 0,9$ . Час використання максимального навантаження всіх споживачів становить 2900 год. Довжини ділянок ліній:  $l_{A1} = 60$  м;  $l_{12} = 40$  м;  $l_{13} = 50$  м. Допустима втрата напруги  $\Delta U_{\text{доп}} = 4$  % [Л11].

34. Два підприємства отримують електроенергію від однієї підстанції кабельними лініями напругою 10 кВ, виконаними кабелем з алюмінієвими жилами в паперовій ізоляції перетином 95 мм<sup>2</sup>. При

## Контрольні питання

1. Дайте визначення трансформатора та його призначення.
2. Які обмотки мають трансформатори і на які типи поділяються в залежності від напруги на обмотках?
3. Які трансформатори найбільше застосовуються в розподільних мережах енергоустановок і які вони мають переваги?
4. Коли має місце застосування двообмоткових трансформаторів?
5. Які трансформатори застосовують для отримання двох вторинних напруг?
6. Що представляє собою трансформатор з розщепленою обмоткою?
7. Що таке автотрансформатор і де вони застосовують в електроенергетичних установках?
8. Чим відрізняється трансформатор в герметичному виконанні від трансформатора з масляним охолодженням?
9. Що собою представляють сухі трансформатори, область їх застосування?
10. Нарисуйте повну  $\Gamma$ -подібну схему заміщення двообмоткового трансформатора і дайте пояснення.
11. Нарисуйте спрощену  $\Gamma$ -подібну схему заміщення двообмоткового трансформатора і дайте пояснення.
12. Як визначають сумарні втрати в трансформаторі?
13. Які заходи застосовують для зниження втрат активної потужності в три обмоткових трансформаторах?
14. Нарисуйте спрощену схему заміщення автотрансформатора і дайте пояснення.
15. Яка різниця між активним опором обмоток триобмоткового трансформатора і автотрансформатора?

### ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №3

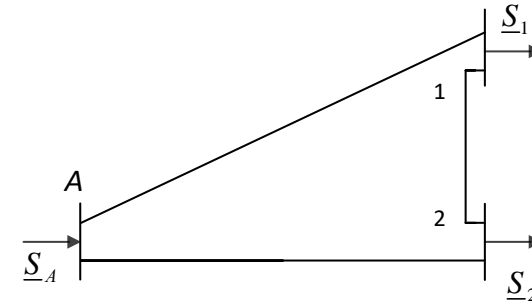
#### **Тема роботи:** «Розрахунок параметрів розподільних мереж енергоустановок напругою 10 кВ»

**Мета роботи:** Метою виконання даної лабораторної роботи є отримання теоретичних навиків та вмінь визначити переріз фазних проводів магістралі 380В, вибрати потужність трансформаторів підстанцій та обчислювати їх навантаження, вміти виконати розрахунок розподільної мережі 10 кВ.

Кожна електрична мережа, що живить енергоустановки, характеризується номінальною напругою, за якої забезпечується нормальна й найбільш економічна робота енергетичних систем і енергоустановок. Розрізняють номінальну напругу генераторів, трансформаторів, мереж і енергосистем (ЕС).

Номінальна напруга мережі збігається з номінальною напругою ЕС, а номінальна напруга генератора за умовами компенсації втрат напруги в мережі приймається на 5 % вище за номінальну напругу мережі. Номінальна напруга трансформатора встановлюється для його первинної та вторинної обмоток при холостому ході. У зв'язку з тим, що первинна обмотка трансформатора є приймачем електроенергії, для знижувального трансформатора її номінальна напруга приймається рівною номінальній напрузі мережі. Напруга вторинної обмотки трансформатора, що живить мережу чи енергоустановки, при навантаженні має на 5 % вищу за номінальну напругу мережі. Оскільки при навантаженні відбувається втрата напруги в самому трансформаторі, то номінальна напруга (тобто напруга холостого ходу) вторинної обмотки трансформатора приймається на 10 % вищою номінальної напругу мережі.

За характером живлення енергоустановок розрізняють мережі міські, промислові, сільські, електрифікованих залізниць, магістральних нафто- і газопроводів, електричних систем.



27. Визначити граничну активну потужність, яку можна передати при  $\cos\varphi = 0,9$  лінією напругою 10 кВ і довжиною 10 км, виконаною проводом АС-70/11, щоб втрата напруги в лінії не перевищила допустиму величину, рівну 6% [Л11].

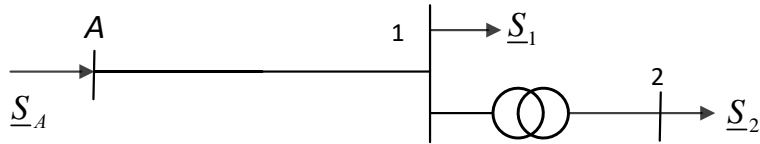
28. Електропостачання підприємства передбачається здійснити мережею напругою 10 кВ, виконаною кабелем марки ААБ перетином  $120 \text{ мм}^2$ . Кабелі прокладені у землі при температурі  $+25 \text{ }^\circ\text{C}$  з відстанями між ними 100 мм. Скільки кабелів буде потрібно прокласти за умовою нагрівання? [Л11]

29. Два кабелі напругою 10 кВ з мідними жилами і паперовою ізоляцією перетином  $95 \text{ мм}^2$  прокладені у землі при  $t = +20 \text{ }^\circ\text{C}$  і відстанями між ними 100 мм. Чи можуть вони за умовою нагрівання в нормальному та післяаварійному режимах забезпечити передачу потужності 5000 кВ·А? [Л11]

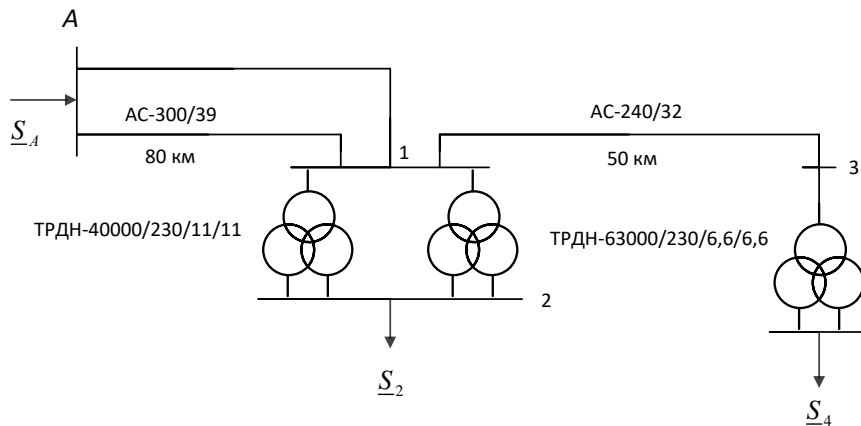
30. Два кабелі напругою 380 В марки АВВГ перетином  $70 \text{ мм}^2$  і довжиною 80 м прокладені у землі при  $t = +20 \text{ }^\circ\text{C}$ , при цьому на ділянці довжиною 20 м вони знаходяться на відкритому повітрі при  $t = +25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Визначити найбільшу потужність, яку можна передати кабелями за умовою нагрівання в нормальному і післяаварійному режимах [Л11].



24. Вибрати перетин проводів в повітряній лінії напругою 10 кВ і довжиною 6 км, яка представлена на рисунку, при наступних характеристиках навантажень:  $S_1 = 600 \text{ кВ}\cdot\text{А}$  при  $\cos\varphi = 0,9$ ;  $S_2 = 500 + j200 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ ;  $T_{нб1} = 2900$  год. і  $T_{нб2} = 5100$  год. [Л11]



25. Вибрати перетин проводів для лінії А1 електричної мережі напругою 220 кВ, представленої на рисунку, якщо  $S_A = 100 + j40 \text{ МВ}\cdot\text{А}$  і  $T_{нбА} = 4100$  год. [Л11]



26. Для замкнутої електричної мережі напругою 110 кВ, представленої на рисунку, вибрати перетин проводів всіх ліній. Навантаження підстанцій і довжини ліній рівні:  $S_1 = 30 + j15 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ;  $P_2 = 25 \text{ МВт}$  при  $\cos\varphi_2 = 0,93$ ;  $l_{A1} = 30 \text{ км}$ ;  $l_{12} = 15 \text{ км}$ ;  $l_{A2} = 20 \text{ км}$ . Час використання максимального навантаження  $T_{нб1} = T_{нб2} = 3800$  год. [Л11]

Міські мережі характеризуються високою густотою електричних навантажень (до 12 МВА/км) і великою кількістю різномірних споживачів, розміщених на обмеженій площі. При цьому потрібна висока надійність електропостачання, оскільки електроенергія відіграє вирішальну роль у забезпеченні нормальної життєдіяльності міста. Основними джерелами міст є місцеві електростанції та районні ПС 110 кВ і вище. Міські мережі діляться на електрозабезпечувальні мережі ВН, живильні і розподільні мережі середньої напруги (СН) і розподільні мережі низької напруги (НН).

Схеми електропостачання енергоустановок промислових підприємств, які живляться від енергосистеми, поділяються на схеми зовнішнього і внутрішнього електропостачання. Напруга мережі зовнішнього електропостачання залежить від напруги електричних мереж енергосистеми й навантаження підприємства. Для електропостачання дрібних підприємств (встановлена потужність ЕС до 5 МВт) використовуються мережі 10 (6) кВ із живленням від найближчих підстанцій енергосистеми. Для електропостачання середніх (встановлена потужність ЕС від 5 до 75 МВт) і крупних (встановлена потужність ЕС більше 75 МВт) підприємств використовують мережі 110 кВ і вище.

У схему внутрішнього електропостачання енергоустановок промислового підприємства входять постачальні та розподільні мережі 6-10 кВ і розподільні мережі до 1 кВ.

Основною системою напруги для електропостачання сільських споживачів є система 110/35/10/0,38 кВ. При значних навантаженнях і розвиненій мережі 110 кВ застосовується система 110/10/0,38 кВ. Ця система перспективніша і все ширше використовуватиметься при збільшенні густоти електричних навантажень.

Електропостачання сільських споживачів здійснюється здебільшого централізовано від енергосистем. Лише в окремих випадках (при невеликих навантаженнях і великій віддаленості від джерел живлення) може виявитися доцільним децентралізоване електропостачання від дизельної електростанції (ДЕС) або поновлюваних джерел

енергії. Система централізованого електропостачання сільських споживачів складається з постачальних і розподільних мереж. Перші призначені для передачі електроенергії від опорних ПС енергосистеми до проміжних ПС. До цих мереж належать ПЛ 35-110 кВ та ПС 110/35/10, 110/10 і 35/10 кВ. Розподільні мережі складаються з ПЛ 10 кВ та ПС 10/0,38 і 35/0,38 кВ і ПЛ 0,38/0,22 кВ.

Сільські мережі для живлення енергоустановок виконують, в основному, за розімкненими схемами. Мережі 35 кВ також переважно споруджують за радіальними розімкненими схемами, а за наявності ЕС I категорії застосовують схему з двостороннім живленням від двох незалежних джерел живлення. Мережі 10 кВ споруджують розгалуженими без резервування або з резервною перемичкою між мережами, що живляться від різних джерел живлення. Розподільні мережі 0,38/0,22 кВ завжди працюють за розімкненою схемою.

### Завдання до лабораторної роботи

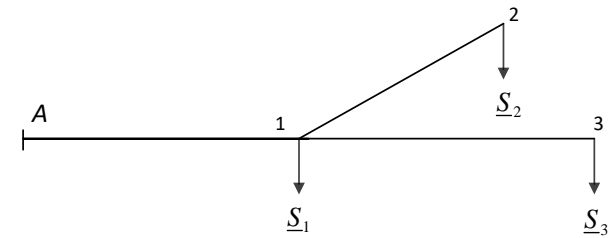
На рисунку 1 наведена схема розподільної мережі 10 кВ, виконана кабельними лініями з алюмінієвими жилами для живлення абонентських трансформаторних підстанцій АТП-1, АТП-2 і трансформаторних підстанцій ТП3, ТП4. До шин ТП3 підключена повітряна лінія, виконана із застосуванням алюмінієвих проводів, для електропостачання жилих будинків населеного пункту.

Активні навантаження АТП і ТП, навантаження повітряної лінії 380В й довжини ділянок ліній зазначені в табл. 1.

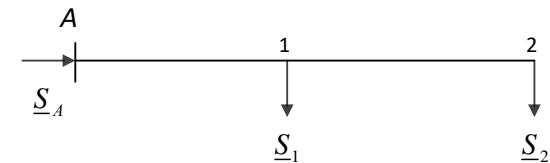
Коефіцієнт потужності навантажень АТП і ТП  $\cos \varphi = 0,95$ , а навантаження ПЛ  $\cos \varphi = 1,0$ . Допустима втрата напруги в повітряній лінії 380В  $\Delta U_{\text{доп}} = 4\%$ .

При виконанні лабораторної роботи необхідно виконати наступні розрахунки:

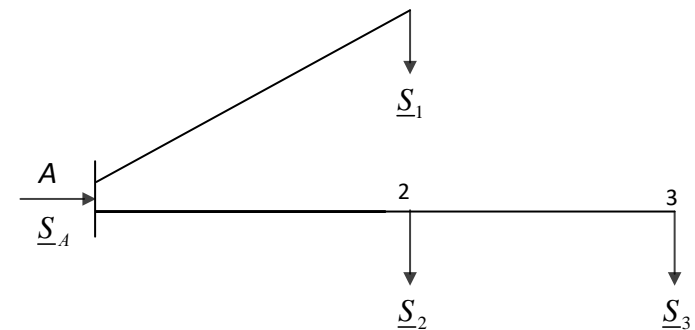
1) визначити переріз фазних проводів магістралі 380 В **а-б-в-г** і відгалуження **в-д**. Переріз магістралі **а-б-в-г** слід вибирати зменшувальними за довжиною методом мінімальної витрати матеріалу;



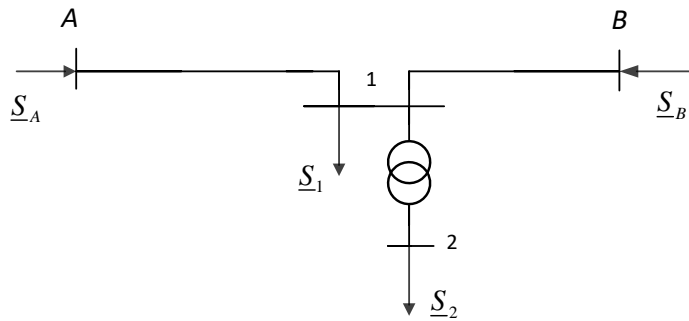
22. В електричній мережі, представленій на рисунку, напругою 220 кВ з навантаженням  $\underline{S}_1 = 70 + j30 \text{ MB} \cdot \text{A}$  і  $\underline{S}_2 = 60 + j25 \text{ MB} \cdot \text{A}$  при часі використання максимального навантаження відповідно 3100 і 5200 год. і довжинами  $l_{A1} = 60 \text{ км}$  і  $l_{12} = 40 \text{ км}$  вибрати перетини проводів [Л11].



23. Для електричної мережі напругою 35 кВ, представленій на рисунку, вибрати перетини проводів для ділянки **А1** при наступних вихідних даних:  $\underline{S}_A = 12 + j4 \text{ MB} \cdot \text{A}$ ,  $\underline{S}_2 = 4 + j1 \text{ MB} \cdot \text{A}$ ,  $\underline{S}_3 = 3 + j1 \text{ MB} \cdot \text{A}$ ,  $T_{\text{н6A}} = 4300 \text{ год.}$ ,  $T_{\text{н62}} = T_{\text{н63}} = 2800 \text{ год.}$ ;  $l_{A1} = 13 \text{ км}$ ,  $l_{A2} = 8 \text{ км}$ ,  $l_{23} = 10 \text{ км}$  [Л11].



і 50 км; потужності навантажень  $\underline{S}_1 = 40 + j25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  і  $\underline{S}_2 = 50 + j20 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Споживач вузла 2 відноситься до 1-ї категорії за надійністю електропостачання [Л10].



19. Від районної підстанції, що зв'язує мережі з напругою 110, 35 і 10 кВ, необхідно забезпечити електроенергією підприємство, що будується, потужністю 8 МВт, яке за надійністю електропостачання віднесене до 2-ї категорії і розташоване в 10 км від підстанції. Вибрати номінальну напругу лінії, яка живить підприємство [Л10].

20. Вибрати трансформатори на підстанції 10/0,4 кВ, які забезпечують електроенергією тваринницький комплекс з розрахунковим навантаженням 250 кВ·А, який віднесений до 1-ї категорії за надійністю електропостачання. У післяаварійному режимі передбачено резервування 40 кВ·А навантаження від сусідньої підстанції мережею напругою 380 В [Л10].

21. У наведеній на рисунку схемі електричної мережі напругою 110 кВ вибрати перетин проводів. Потужності навантажень вузлів рівні  $\underline{S}_1 = 20 + j12 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  $\underline{S}_2 = 15 + j6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  і  $\underline{S}_3 = 5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  при  $\cos \varphi = 0,9$ . Довжини ліній  $l_{A1} = 25 \text{ км}$ ,  $l_{12} = 15 \text{ км}$ ,  $l_{13} = 12 \text{ км}$ . Час використання максимального навантаження всіх споживачів однаковий і дорівнює 4800 год. [Л11].

2) вибрати потужність трансформаторів АТП і ТП;

3) обчислити навантаження АТП і ТП зі сторони ВН трансформаторів;

4) виконати розрахунок розподільної мережі 10 кВ.

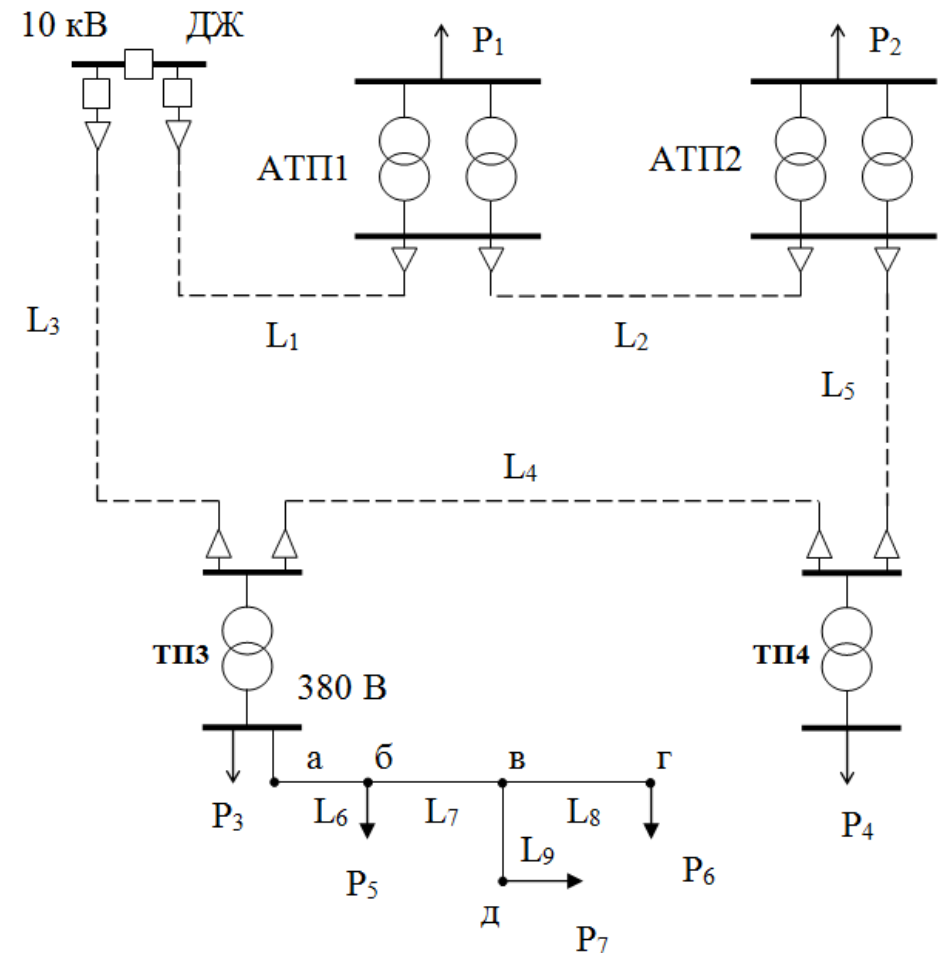


Рисунок 1 - Схема розподільної мережі 10 кВ та повітряної лінії 380 В

Вихідні дані обчислити шляхом множення довжин  $L'_i$  і потужностей  $P'_i$  з табл. 1 на коригувальні коефіцієнти (табл. 2):

$K_L$  - для довжини лінії,  $L_i = K_L \cdot L'_i$ ;

$K_P$  - для потужності навантаження,  $P_i = K_P \cdot P'_i$ .

### Порядок виконання лабораторної роботи

При розрахунку ПЛ розподільної мережі 380 В треба врахувати, що вона виконується алюмінієвими проводами наступних марок і перерізів: А16, А25, А35, А50, А70.

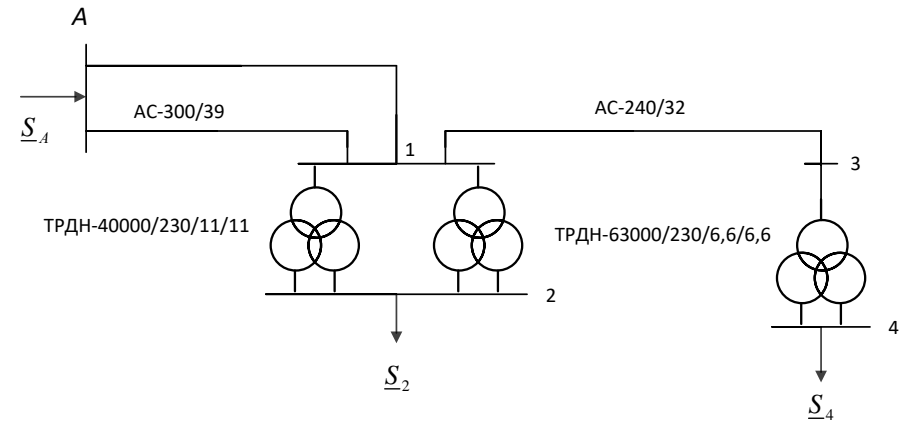
В якості критерію вибору перерізу проводів для ліній розподільної низьковольтної мережі використовують допустиму втрату напруги в мережі:

$$\Delta U_{\max} \leq \Delta U_{\text{доп}}, \quad (1)$$

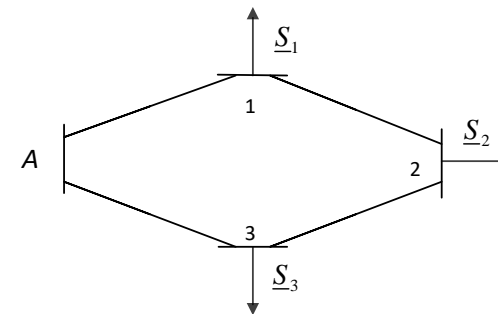
де  $\Delta U_{\max}$  – втрата напруги до найбільш електрично віддаленої точки.

Залежно від завдання переріз проводів магістральної частини лінії розраховують з урахуванням одного з наступних додаткових економічних факторів: забезпечення мінімуму витрати провідникового матеріалу, забезпечення мінімальних втрат потужності або забезпечення однакового перерізу проводів на ділянках лінії.

Для освоєння методів розрахунку мереж за втратою напруги рекомендується додатково проробити [1].



17. На рисунку представлена схема варіанту проекту нової електричної мережі, що має такі вихідні дані: довжини ділянок ліній **A1** - 30 км, **12** - 20 км, **23** - 25 км, **A3** - 15 км; потужності навантажень в МВт:  $P_1 = 13$ ,  $P_2 = 30$ ,  $P_3 = 25$  при однаковому для всіх вузлів  $\cos \varphi = 0,92$ . За надійністю електропостачання споживачі вузлів **2** і **3** відносяться до 1-ї категорії, а вузла **3** - до 3-ї категорії. Вибрати номінальну напругу мережі і трансформатори в вузлах навантаження [Л10].



18. Для спроектованої електричної мережі, наведеної на рисунку, вибрати номінальну напругу і трансформатори на підстанції при наступних вихідних даних: довжини ліній **A1** і **1В** відповідно 80

12. Двоковою лінією довжиною 35 км і напругою 110 кВ через двотрансформаторну підстанцію з трансформаторами ТРДН-40000/110 отримує живлення енергоустановка потужністю  $50 + j15$  МВ·А. Одне коло лінії виконано проводом АС-120/19, а інше - АС-95/16. Знайти втрати потужності в кожному колі лінії [Л19].

13. У наведеній на рисунку задачі №7 схемі замкнутої електричної мережі напругою 110 кВ визначити потужність, яку отримає енергоустановка у вузлі 1 ( $\underline{S}_1$ ) при наступних початкових даних: всі лінії виконані проводом АС-95/16; довжини лінії  $l_{A1} = 40$  км,  $l_{A2} = 25$  км і  $l_{12} = 30$  км;  $\underline{S}_A = 40 + j20$  МВ·А;  $\underline{S}_2 = 13 + j6$  МВ·А;  $U_A = 116$  кВ [Л19].

14. Вибрати трансформатори для електропостачання від мережі напругою 10 кВ сільської електростанції, що працює на напрузі 380 В і має розрахункове навантаження 300 кВ·А. За надійністю електропостачання об'єкт відноситься до 2-ї категорії [Л10].

15. Вибрати трансформатори на підстанції, що зв'яже мережі напругою 220, 110 і 6 кВ та забезпечує електроенергією споживачів 1 і 2 категорій потужністю 120 МВ·А мережею 110 кВ і 30 МВ·А мережею 6 кВ [Л10].

16. Для варіанту проєктованої електричної мережі, представленої на рисунку, необхідно вибрати напругу при наступних вихідних даних: довжини ліній А1 - 50 км і А2 - 40 км; потужності навантажень  $\underline{S}_2 = 60 + j20$  МВ·А і  $\underline{S}_4 = 25$  МВ·А при  $\cos\varphi = 0,9$  [Л10].

Таблиця 1 – Варіанти завдань для лабораторної роботи

№ варіанту	$T_{\text{нб}}^*$ , год.	Довжина ділянок мережі 10 кВ, км						Довжина ділянок мережі 380 В, м						Навантаження ТП і АТП та мережі 380 В, кВт					
		$L_1$	$L_2$	$L_3$	$L_4$	$L_5$	$L_6$	$L_7$	$L_8$	$L_9$	$P_1$	$P_2$	$P_3$	$P_4$	$P_5$	$P_6$	$P_7$		
0	2000	0,4	0,4	0,6	0,4	0,4	40	60	60	40	700	1500	400	200	7	13	4		
1	2500	0,6	0,4	0,6	0,4	0,4	25	60	60	40	400	800	200	400	13	13	7		
2	1500	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4	90	90	60	40	700	700	200	400	22	13	7		
3	3000	0,4	0,6	0,6	0,9	0,4	60	90	60	700	400	200	400	33	7	13			
4	3500	0,4	0,6	0,6	0,6	0,4	90	135	60	700	700	200	600	13	7	4			
5	4000	0,9	0,9	0,4	0,4	0,4	60	40	60	400	700	400	200	13	22	7			
6	1500	0,9	0,4	0,6	0,4	0,4	60	60	60	1300	1300	200	400	22	36	7			
7	2000	0,4	0,9	0,4	0,6	0,6	25	90	25	40	1300	700	200	22	36	13			
8	2500	0,4	0,4	0,4	0,9	0,6	40	60	90	60	1300	400	200	13	36	7			
9	3500	0,9	0,6	0,4	0,3	0,4	25	60	40	700	1300	200	400	13	13	13			
10	4000	0,5	0,5	0,7	0,3	0,3	35	65	65	50	800	1600	500	300	8	12	5		
11	2500	0,7	0,6	0,8	0,5	0,5	30	70	70	45	450	900	250	450	15	15	9		
12	1500	0,8	0,7	0,7	0,3	0,3	75	75	80	80	600	600	300	500	25	15	8		
13	3000	0,5	0,7	0,7	0,8	0,5	50	80	80	50	650	300	250	300	30	5	11		
14	3500	0,8	0,5	0,5	0,5	0,3	70	120	40	40	900	600	300	500	15	9	6		
15	4000	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	65	45	65	45	500	400	700	300	12	20	6		
16	1500	0,9	0,6	0,7	0,6	0,7	50	50	70	35	1200	1200	250	350	20	33	7		
17	2000	0,6	0,7	0,5	0,8	0,7	35	80	35	60	1100	800	800	300	19	31	15		
18	2500	0,3	0,7	0,3	0,8	0,7	45	70	80	55	1000	500	300	400	11	32	12		
19	2000	0,5	0,6	0,5	0,3	0,3	30	70	30	800	1400	300	400	9	11	6			
20	2500	0,6	0,6	0,4	0,4	0,5	55	40	40	55	450	750	300	400	15	15	9		
21	1500	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	80	80	40	40	500	500	300	500	18	14	6		
22	3000	0,9	0,7	0,7	0,5	0,4	50	80	80	50	600	300	400	300	34	12	8		
23	3500	0,8	0,7	0,7	0,7	0,5	70	115	55	55	1100	800	200	400	15	17	8		
24	4000	0,9	0,9	0,5	0,5	0,5	70	50	40	50	500	1100	500	300	14	19	6		
25	1500	0,8	0,5	0,5	0,6	0,4	80	80	45	1200	1000	300	500	23	34	9			

\* $T_{\text{нб}}$  - кількість годин використання максимального навантаження

Таблиця 2 – Корируючі коефіцієнти до вихідних даних

Передостання цифра номера залікової книжки	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Корируючий коефіцієнт довжини ліній, $K_L$	1	1	1,1	1,2	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4
Корируючий коефіцієнт потужності навантаження, $K_P$	1	0,85	0,7	1	0,85	0,7	1	0,7	0,85	0,7

**Послідовність розрахунку.**

1) На схему лінії 380 В наносимо поточкорозподіл (рис. 2).

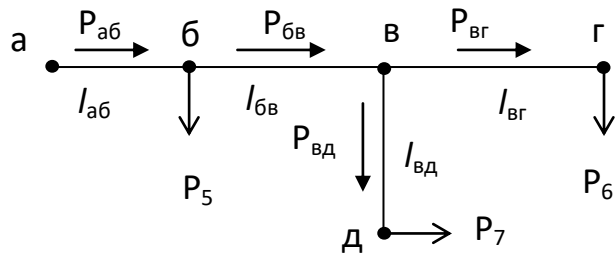


Рис. 2 – Поточкорозподіл в лінії 380 В

$$P_{вг} = P_6; P_{вд} = P_7;$$

$$P_{бв} = P_{вг} + P_{вд} = P_6 + P_7;$$

$$P_{аб} = P_{бв} + P_5 = P_5 + P_6 + P_7.$$

2) Представляємо лінію у вигляді магістралі. Виділяємо магістральну частину лінії. Якщо  $P_{вг} \cdot l_{вг} > P_{вд} \cdot l_{вд}$ , то магістраллю варто вважати лінію «а-б-в-г», а «в-д» – відгалуженням.

Якщо  $P_{вг} \cdot l_{вг} < P_{вд} \cdot l_{вд}$ , то магістраллю слід вважати лінію «а-б-в-д», а «в-г» – відгалуженням.

Представляємо схему у вигляді магістральної лінії. Для цього навантаження відгалуження переносимо у вузол «в» (рис. 3).

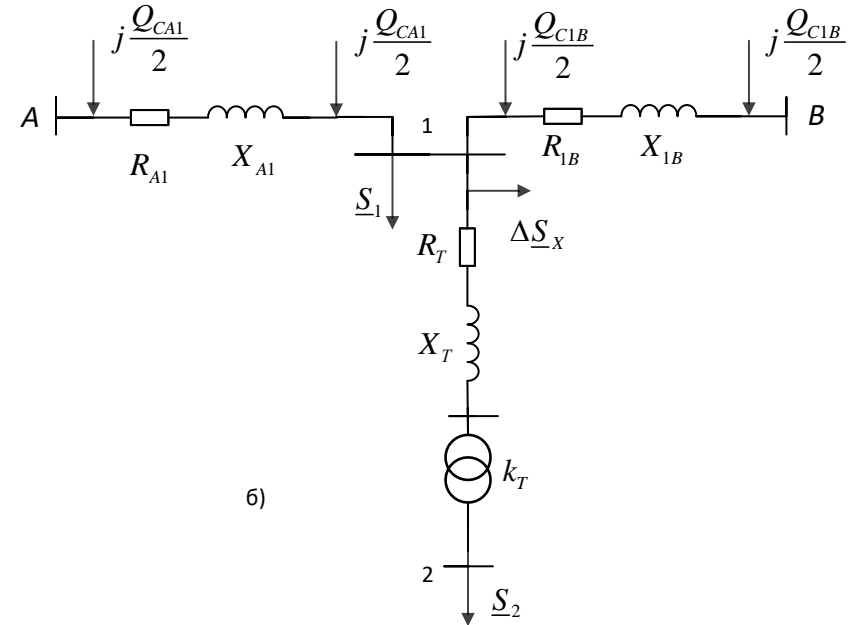


Рисунок - Схема лінії з двостороннім живленням:

а) - схема мережі; б) схема заміщення

10. Для електричної мережі, рисунок якої представлений в задачі № 9, з навантаженнями і параметрами лінії та трансформатора, наведеними в цьому ж завданні, знайти потужність  $\underline{S}_B$  і напругу вузла В, якщо потужність  $\underline{S}_A = 70 + j30$  МВ·А, а напруга  $U_A = 226$  кВ [Л9].

11. Для електричної мережі, рисунок якої представлений в задачі № 9, з параметрами ліній і трансформатора цього ж завдання знайти потужність  $\underline{S}_1$  та напруги вузлів А і В, якщо  $\underline{S}_A = \underline{S}_B = 60 + j30$  МВ·А,  $S_2 = 100$  МВ·А при  $\cos\varphi_2 = 0,9$  і напрузі вузла 1, рівній 220 кВ [Л9].

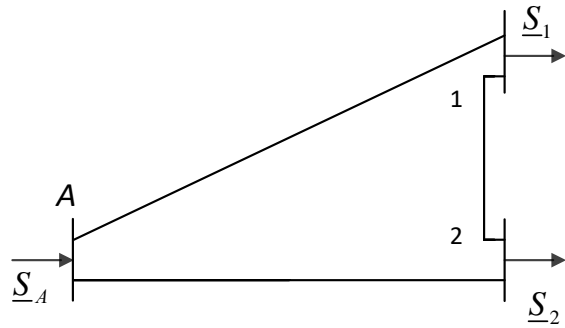
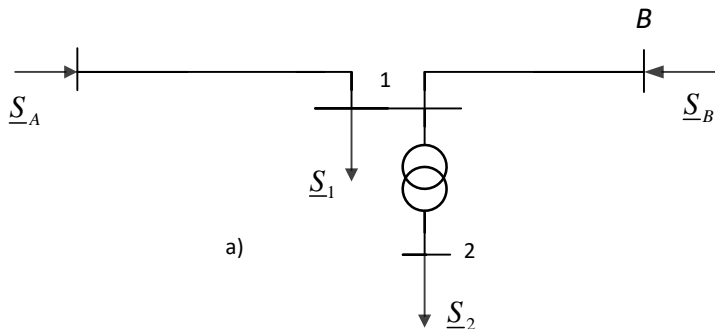


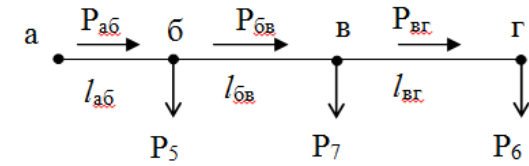
Рисунок - Схема замкнутої мережі

8. Для схеми мережі з параметрами ліній із завдання №7 знайти потужність і напругу вузла **1**, якщо  $\underline{S}_A = 65 + j25$  МВ·А,  $S_2 = 30$  МВ·А при  $\cos\varphi_2 = 0,9$ , а  $U_A = 116$  кВ [Л9].

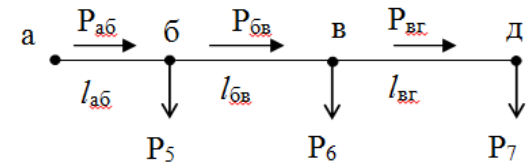
9. Для схеми електричної мережі, представленої на рисунку, знайти напругу вузла **1** і потужності  $\underline{S}_A$  і  $\underline{S}_B$  при однакових напругах джерел живлення, рівних 230 кВ. Лінія **A1** виконана проводом АС-240/32, а лінія **B1** - АС-300/39. Довжини ліній відповідно рівні 60 і 80 км. Навантаження вузлів  $\underline{S}_1 = 50 + j20$  МВ·А і  $S_2 = 90$  МВ·А при  $\cos\varphi_2 = 0,92$ . Марка трансформатора ТРДЦН - 100000/220 [Л9].



а)



а)



б)

Рисунок 3 – Представлення схеми у вигляді магістральної лінії:

а) магістраль «а-б-в-г»; б) магістраль «а-б-в-д»

3) *Вибираємо переріз проводів магістральної лінії.* Умова (1) може виконуватися при різних наборах перерізів на ділянках магістральної лінії. Набір перерізів ділянок визначається додатковими економічними умовами. Так, для сільської місцевості на перше місце виходить вимога мінімальної витрати провідникового матеріалу, для промислових мереж – зниження втрат потужності, для селищ міського типу – однакового перерізу проводів на ділянках магістралі. Додаткові умови вказані у вихідних даних (табл. 2):

а) *вимога мінімальної витрати провідникового матеріалу* виконується при рівності коефіцієнтів розподілу  $K_P$  на кожній ділянці магістральної лінії:

$$K_P = \frac{F_i}{\sqrt{P_i}} = const ,$$

де  $F_i$  - переріз  $i$ -ї ділянки;

$P_i$  - потік активної потужності через  $i$ -ту ділянку.

Коефіцієнт розподілу визначають за формулою:

$$K_p = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{доп}} \cdot U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n (\sqrt{P_i} \cdot l_i), \quad (2)$$

де  $n$  – кількість ділянок магістральної лінії.

У формулі (2) питомий опір  $\rho = 28,8 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ , допустиму втрату напруги  $\Delta U_{\text{доп}}$  і номінальну напругу  $U_{\text{ном}}$  слід підставляти в [В], довжину  $i$ -ї ділянки – у [км], потужність  $i$ -ї ділянки – у [Вт].

Бажаний переріз  $i$ -ї ділянки:

$$F_i = K_p \cdot \sqrt{P_i}; \quad (3)$$

б) вимога зниження втрат потужності (мінімальних втрат) виконується при рівності щільності струму ( $J_{\Delta U}$ ) у всіх ділянках магістральної лінії, що знаходять за формулою

$$J_{\Delta U} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot \sum_{i=1}^n (l_i \cdot \cos \varphi_i)}. \quad (4)$$

Переріз  $i$ -ї ділянки:

$$F_i = \frac{I_i}{J_{\Delta U}}. \quad (5)$$

Вибір перерізу за умови зниження втрат потужності застосовують у промислових мережах із  $T_{\text{нб}} = 4000\text{-}5000$  годин і більше. У цих мережах проводиться також вибір перерізу за економічною щільністю струму  $J_{\text{ек}}$  (Додаток 5). Треба розрахувати економічно вигідний переріз

$$F_{\text{ек } i} = \frac{I_i}{J_{\text{ек}}}. \quad (6)$$

3. Підприємство потужністю  $P = 1260 \text{ кВт}$  при  $\cos \varphi = 0,9$  отримує електроенергію двома кабельними лініями через двотрансформаторну підстанцію з трансформаторами ТМ-1000/10/0,4. Лінії напругою 10 кВ і довжиною 1 км виконані кабелем ААБ-3×70. Розрахувати втрати потужності в мережі [Л8].

4. За блоковою схемою *лінія-трансформатор* отримує електроенергію споживач потужністю  $S = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  при  $\cos \varphi = 0,8$ . Лінія виконана проводом АС-70/11 і має довжину 8 км, марка трансформатора ТМ-630/10/0,4. Визначити напругу у споживача при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора, якщо напруга в початку лінії рівна 10,4 кВ [Л8].

5. Рівномірно розподілене по фазах навантаження величиною  $S = 18 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  при  $\cos \varphi = 0,9$  отримує живлення лінією напругою 380 В, довжиною 200 м, виконаною кабелем АВВГ(3×25+1×16). Знайти втрату напруги і втрату активної потужності в лінії [Л8].

6. Підприємство потужністю  $\underline{S} = 2 + j1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  забезпечується електроенергією лінією напругою 10 кВ і довжиною 2 км, виконаною проводом А-50. Паралельно їй передбачається прокласти таку ж повітряну лінію або кабельну лінію, виконану кабелем ААБ-3×50. Визначити для кожного з цих випадків загальні втрати активної потужності і порівняти їх [Л8].

7. У наведеній на рисунку схемі електричної мережі всі лінії виконані проводом АС-185/29 і мають довжини  $l_{A1} = 40 \text{ км}$ ,  $l_{A2} = 30 \text{ км}$  і  $l_{12} = 20 \text{ км}$ . Потужності навантажень вузлів **1** і **2** однакові та рівні:  $\underline{S}_1 = \underline{S}_2 = 30 + j20 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ , а напруга джерела живлення  $U_A = 117 \text{ кВ}$ . Знайти розподіл потужностей в мережі і напруги у вузлах **1** і **2** [Л9].



## ЗАВДАННЯ ДЛЯ ІНДИВІДУАЛЬНОЇ РОБОТИ №2

1. Для схеми мережі, представленої на рисунку, знайти точку з найбільш низькою напругою і її величину в ній при наступних вихідних даних. Лінії напругою 380 В - чотирипровідні з проводом А-35. Довжини ліній А1, 12 і 13 відповідно рівні 100, 80 і 60 м. Навантаження мережі:  $\underline{S}_A = 25 + j10$  кВ·А;  $\underline{S}_1 = 11 + j4$  кВ·А;  $\underline{S}_2 = 6 + j3$  кВ·А. [Л8]

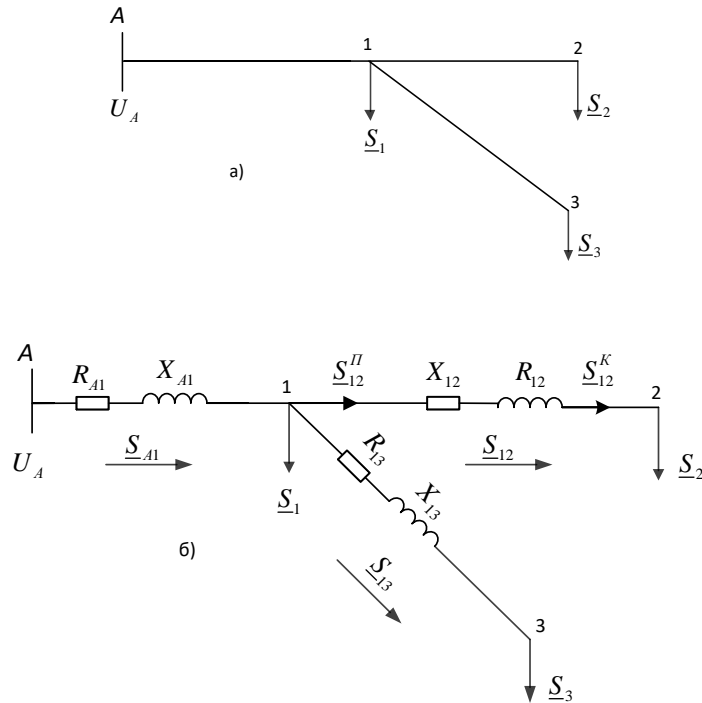


Рисунок - Розрахунок режиму розімкнутої розподільної мережі:  
а) схема мережі; б) схема заміщення

2. Знайти втрати потужності в схемі мережі, вихідні дані які приведені в задачі №1. [Л8]

За значеннями  $F_i$  (5) і  $F_{екi}$  (6) знаходять середню арифметичну величину, яку вважають бажаним перерізом  $i$ -ї ділянки.

Отримані з умов мінімальної витрати провідникового матеріалу чи мінімальних втрат потужності бажані перерізи слід округлити до найближчого стандартного. Їх треба перевірити на виконання умови (1) для максимальної втрати напруги в мережі, що розраховується за формулою

$$\Delta U_{\max} = \frac{\rho}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot l_i}{F_i} \quad (7)$$

У разі невиконання умови (1) один з перерізів, який отримано округленням у меншу сторону, треба збільшити на одну стандартну ступінь перерізів. Перевірку слід повторити;

в) для умови рівності перерізів на ділянках ( $F = \text{const}$ ) встановлюється граничне значення перерізу:

$$F_{\text{доп}} = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{доп}} \cdot U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i \quad (8)$$

Отримане значення округляють у більшу сторону до стандартного найближчого перерізу.

4) *Вибираємо переріз проводів відгалуження.*

Мінімально допустимий за умовою (1) переріз відгалуження знаходять для відгалужень «в-д» чи «в-г» за формулами

$$F_{\text{доп}}^{\text{вд}} = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{доп}}^{\text{відг}} \cdot U_{\text{ном}}} P_7 \cdot l_{\text{вд}}; \quad F_{\text{доп}}^{\text{вг}} = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{доп}}^{\text{відг}} \cdot U_{\text{ном}}} P_6 \cdot l_{\text{вг}}, \quad (9)$$

де  $\Delta U_{\text{доп}}^{\text{відг}} = \Delta U_{\text{доп}} - (\Delta U^{\text{аб}} + \Delta U^{\text{бв}})$ .

Втрати напруги на ділянках «а-б» і «б-в» знаходять за формулою

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot l_i \cdot \rho}{F_i \cdot U_{\text{ном}}} \quad (10)$$

Отримане значення перерізу відгалуження округляють до більшого стандартного найближчого значення (але не менше А16).

### **Вибір потужності трансформаторів ТП і АТП**

При виборі потужності трансформаторів слід обчислити повне розрахункове навантаження ТП чи АТП, кВ·А:

$$S_{\text{ТП}} = \frac{P_{\text{ТП}}}{\cos \varphi_{\text{ТП}}},$$

де  $\cos \varphi_{\text{ТП}} = 0,95$  – коефіцієнт потужності навантаження ТП.

У кожній ТП встановлюють один трансформатор. При виборі потужності трансформаторів слід врахувати, що в міських (селищних) мережах вони мають дуже нерівномірний графік завантаження протягом року і відносно малу тривалість максимуму навантаження. Тому допускають максимальне навантаження трансформаторів до 120-130% у порівнянні з їх номінальною потужністю (у подальших розрахунках максимальне навантаження трансформаторів ТП приймається рівним 120% у порівнянні з їх номінальною потужністю).

Номінальна потужність трансформатора ТП:

$$S_{\text{Т ном}} \geq \frac{S_{\text{ТП}}}{1,2} \quad (11)$$

В АТП передбачають установку двох трансформаторів. Слід пам'ятати, що при відключенні одного з них, другий не повинен перевантажуватися більше ніж на 40% понад номінальну потужність.

53. Повітряна лінія довжиною 120 км з розщепленою фазою, виконаною проводами  $2 \times \text{АС-240/32}$ , без навантаження одним кінцем підключена до шин підстанції з напругою 332,7 кВ. Визначити напругу на іншому кінці лінії. [Л14]

54. На підстанції, яка забезпечує електроенергією елеватор з навантаженням  $\underline{S} = 800 + j250$  кВ·А, встановлено трансформатор типу ТМ-1000/10. Визначити втрати потужності в трансформаторі і його к.к.д. [Л15]

55. Електропостачання заводу здійснюється двома повітряними лініями 35 кВ протяжністю 10 км, які виконані проводом АС-95/16. Найбільше навантаження підприємства становить  $P_{\text{нб}} = 22$  МВт при коефіцієнті потужності  $\cos \varphi = 0,91$ , а час використання найбільшого навантаження  $T_{\text{нб}} = 4200$  год. Визначити річні втрати електроенергії в лініях і оцінити їх частку по відношенню до енергії, отриманої підприємством за рік. [Л16]

48. У наведеній на рис. 7.1 (Лекція №7) схемі електричної мережі лінія **A1** виконана проводом АС-185/29 і має довжину 30 км, а лінії **12** і **13** виконані проводом АС-70/11 при довжині відповідно 25 км і 20 км. Джерело видає в мережу потужність  $S_A = 36$  МВ·А при  $\cos\varphi_A = 0,9$ , а потужності споживачів у вузлах **2** і **3** рівні відповідно  $\underline{S}_2 = 9 + j3$  МВ·А і  $\underline{S}_3 = 13 + j4$  МВ·А. Напряга у вузлі **A** рівна 118 кВ. Потрібно визначити потужність, що споживається навантаженням у вузлі **1**, і напруги у вузлах **1**, **2** і **3**. [Л7]

49. У наведений на рисунку (варіант **46**) схемі електричної мережі знайти річні втрати електроенергії в лінії і трансформаторі та напруга у вузлі 1. Лінія довжиною 25 км виконана проводом АС-120/19. На підстанції встановлено трансформатор ТДН-10000/115/11, який працює з коефіцієнтом трансформації  $k_T = 112,95/11$ . Потужності навантаження рівні  $\underline{S}_1 = 12 + j5$  МВ·А і  $\underline{S}_2 = 8 + j4$  МВ·А, а час використання їх найбільшого навантаження становить  $T_{нб1} = 4500$  год. і  $T_{нб2} = 3400$  год. [Л7]

50. Визначити параметри схеми заміщення трифазного двообмоткового трансформатора марки ТДН-25000/35. Розшифруйте позначення трансформатора. [Л2]

51. Знайти параметри схеми заміщення повітряної лінії напругою 330 кВ і завдовжки 140 км, виконаної з розщепленої фазою  $2 \times$  АС-300/39. Розташування фаз на опорі горизонтальне з відстанню між ними 11 м. Дроти в розщепленій фазі розташовані по вершинах рівностороннього трикутника з відстанню між ними 40 см. [Л1]

52. Для добового літнього графіка навантаження, побудованого на підставі вихідної інформації з задачі варіанту **19**, знайти найбільшу, найменшу, середню і середньоквадратичну потужності, коефіцієнт заповнення і коефіцієнт форми графіка навантаження. [Л3]

Номінальна потужність трансформаторів АТП (кВ·А):

$$S_{T \text{ ном}} \geq \frac{S_{\text{ТП}}}{1,4}. \quad (12)$$

Номінальну потужність трансформаторів типу ТМ і ТМН вибирають відповідно до *Додатку* 6.

Далі визначають завантаження трансформаторів ТП і АТП у нормальному ( $K_3^H$ ) і трансформаторів АТП у після аварійному ( $K_3^A$ ) режимах:

$$K_3^H = \frac{S_{\text{ТП}}}{n \cdot S_{T \text{ ном}}}; \quad (13)$$

$$K_3^A = \frac{S_{\text{ТП}}}{S_{T \text{ ном}}}, \quad (14)$$

де  $n$  - кількість трансформаторів.

Активне розрахункове навантаження підстанції, приведене до сторони ВН:

$$P_{\text{ТП}}^B = \frac{P_{\text{ТП}}}{\eta_T}, \quad (15)$$

де  $\eta_T = 0,98$  – коефіцієнт корисної дії трансформатора, що враховує втрати активної потужності у трансформаторах.

Дані про навантаження підстанцій і номінальні потужності трансформаторів вносять у табл. 3.

Таблиця 3 – Навантаження ТП і номінальна потужність трансформаторів

Розрахункові дані	Умовні позначення	Підстанція			
		АТП-1	АТП-2	ТП-3	ТП-4
Навантаження ТП (АТП) зі сторони НН, кВт	$P_{\text{тп}}$				
Повне навантаження ТП (АТП) зі сторони НН, кВ·А	$S_{\text{тп}}$				
Номінальна потужність трансформаторів підстанції, кВ·А	$S_{\text{т ном}}$				
Завантаження трансформаторів: - у нормальному режимі - у післяаварійному режимі	$K_3^H$				
	$K_3^A$				
Активне навантаження підстанції зі сторони ВН, кВт	$P_{\text{тп}}^B$				

**Розрахунок і вибір перерізів жил кабелів розподільної мережі напругою 10 кВ**

Розподільна лінія 10 кВ – кабельна. Матеріал жил кабелю – алюміній. Кабелі прокладають в земляних траншеях. Схема розподільної лінії (рис. 1) – петльова, для забезпечення резервування живлення кожної ТП (АТП).

Особливістю розподільних мереж є їхня експлуатація за розімкнутою схемою. Пояснюється це тим, що електрична мережа з однібічним живленням може бути реалізована значно дешевше, ніж із двостороннім живленням. У мережі з однібічним живленням є можливість встановлювати менше вимикачів і використовувати порівняно простий релейний захист. Крім того, в розімкнутих мережах силове і комутаційне устаткування вибирають більш легким у порівнянні із замкнутими мережами, за рахунок зменшення струмів короткого замикання (КЗ).

Петльова схема 10 кВ експлуатується у вигляді двох напівпетель, які отримують шляхом розмикання однієї з ділянок кабельної мережі. В якості критерію, за яким визначають ділянку, яку потрібно відключити, приймають мінімум втрат потужності в схемі при

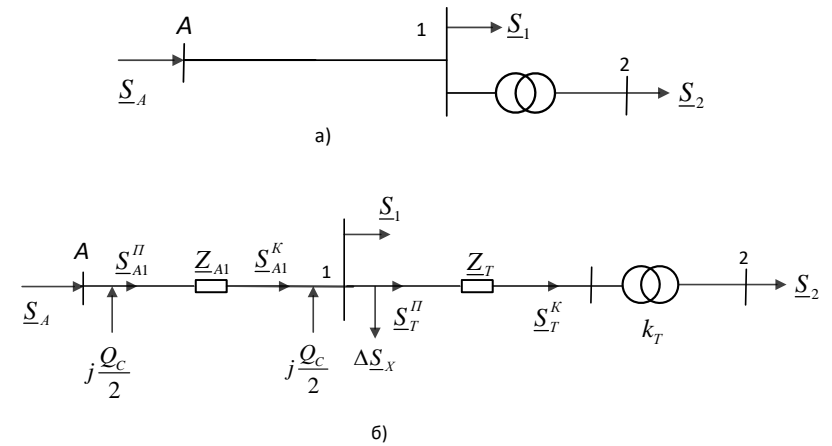


Рисунок - Схема мережі з трансформатором: а) схема мережі; б) режимна схема

47. У приведеній на рисунку схемі електричної мережі лінії А1 і 13 виконані проводом АС-120/19 та мають довжину відповідно 35 км і 20 км. На підстанції 1 встановлені два трансформатори типу ТДН-10000/110/11, а на підстанції 3 - один типу ТРДН-25000/115/10,5. Потрібно визначити  $S_A$  і  $U_2$  при номінальних коефіцієнтах трансформації трансформаторів, якщо  $S_A = 35 + j13$  МВ·А,  $S_4 = 25$  МВ·А при  $\cos \varphi_4 = 0,93$  і  $U_4 = 10,5$  кВ. При розв'язку задачі побудувати режимну схему. [Л7]

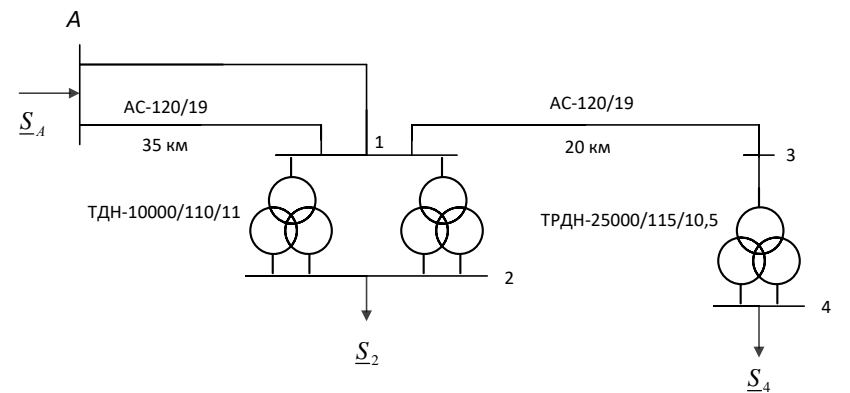


Рисунок - Схема розімкненої мережі

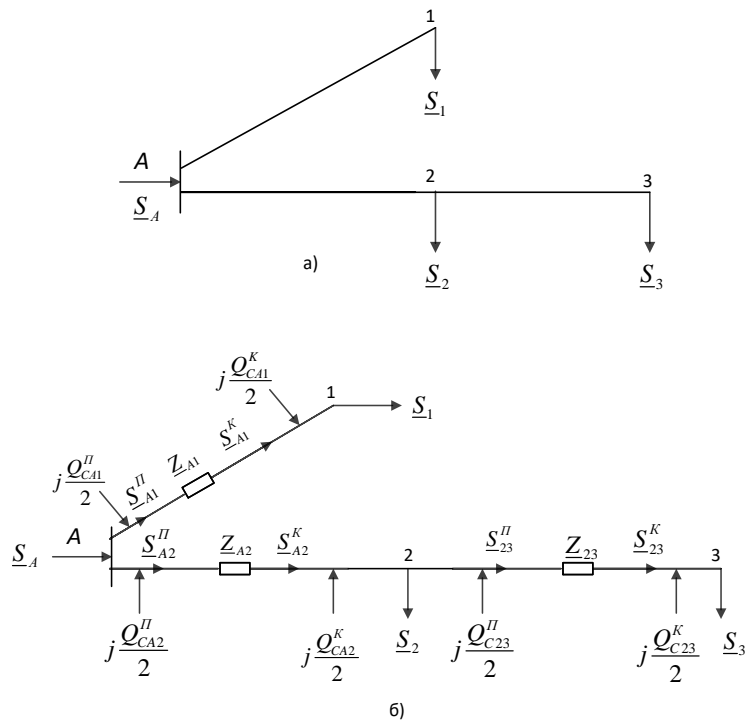


Рисунок - Схема електричної мережі:  
а) схема мережі; б) режимна схема

45. Для умов (варіант 44) задачі розрахувати річні втрати електроенергії у всій мережі при часі використання найбільшого навантаження споживачів  $T_{нб1} = 4000$  год.,  $T_{нб2} = 3600$  год. і  $T_{нб3} = 5200$  год. [Л7]

46. У приведеній на рисунку схемі електричної мережі визначити потужність  $\underline{S}_A$  і напругу  $U_2$  при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора, якщо  $\underline{S}_1 = 16 + j10$  МВ·А,  $S_2 = 2,5$  МВ·А при  $\cos \varphi_2 = 0,9$  і  $U_A = 113$  кВ. Лінія А1 виконана проводом АС-95/16 і має довжину 35 км. На підстанції встановлено трансформатор типу ТМН-2500/110/6,6. [Л7]

нормальній її роботі. Природний поточкорозподіл в замкнутій кабельній мережі збігається з економічним поточкорозподілом, який характеризується мінімальними втратами потужності. З одного боку, петльову схему бажано експлуатувати замкнутою для зниження втрат потужності, з іншого боку, її потрібно розмикати за умовами експлуатації.

Звідки висновок: схему варто розмикати таким чином, щоб поточкорозподіл розімкнутої мережі якнайменше відрізнявся від природного поточкорозподілу в замкнутій мережі. Це досягається шляхом розмикання мережі в точці потоко-розподілу з боку надходження меншої потужності. Для визначення ділянки, яку потрібно відключити, виконується розрахунок поточкорозподілу в замкнутій петльовій схемі (рис. 4, а). Розрахунок виконують для навантажень ТП і АТП, приведених до сторони ВН трансформаторів (табл. 3).

Розрахунок поточкорозподілу в петльовій схемі виконують в наступному порядку. Спочатку визначають потужність на одній з головних ділянок - А-1 або В-3 - за формулою, що відповідає цій ділянці:

$$P_{A1} = \frac{\sum_{m=1}^n P_m \cdot l_{mB}}{l_{AB}}; \quad (16)$$

$$P_{B3} = \frac{\sum_{m=1}^n P_m \cdot l_{mA}}{l_{AB}}, \quad (17)$$

де  $P_{A1}$  і  $P_{B3}$  – потужність, що протікає на головних ділянках, кВт;

$l_{mA}$  і  $l_{mB}$  – довжина лінії від точки  $m$ , в якій включене навантаження

$P_m$ , до пункту живлення А і В відповідно;

$l_{AB}$  – повна довжина петльової лінії, км;

$P_m = P_{тп}^B$  – активне навантаження підстанції  $m$  на стороні ВН, кВт.

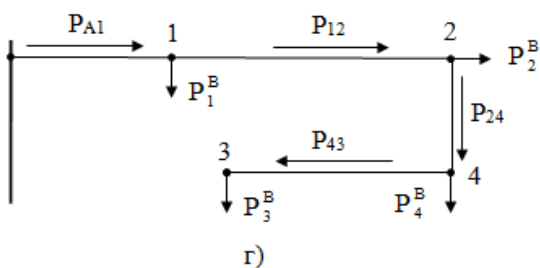
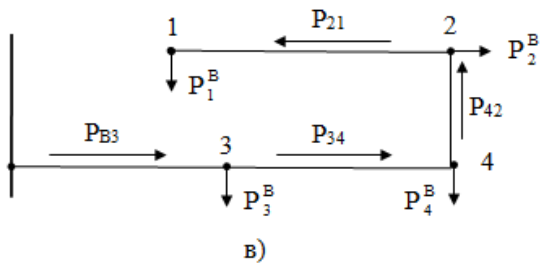
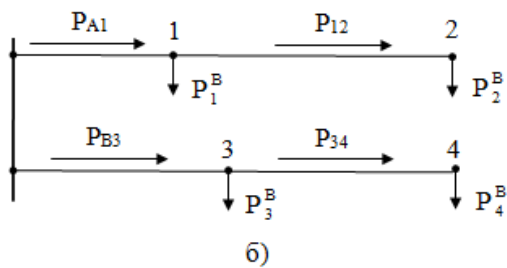
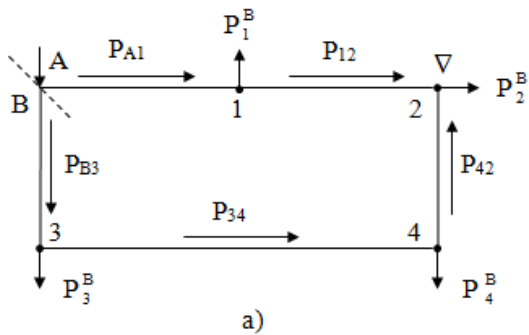


Рисунок 4 – Режимы работы петлевой схемы:  
 а) замкнутой; б) нормальной; в) аварийный А1; г) аварийный А2

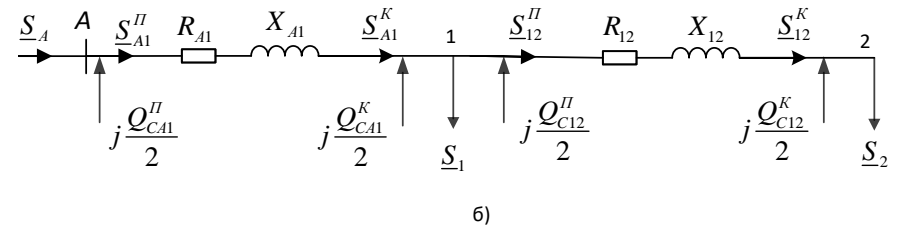
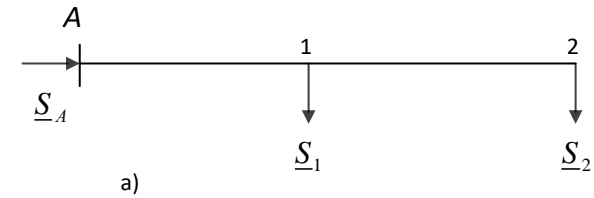


Рисунок - Схема мережі живлення: а) - вихідна схема мережі; б) - схема заміщення

42. У наведеній в задачі (варіант 41) схемі електричної мережі визначити  $\underline{S}_2$  і  $U_A$ , якщо  $\underline{S}_A = 90 + j40$  МВ·А,  $\underline{S}_1 = 35 + j15$  МВ·А,  $U_2 = 220$  кВ. Лінії А1 і 12 виконані проводом АС-240/32 та мають протяжність відповідно 40 і 80 км. [Л7]

43. Для умов задачі (варіант 42) визначити напругу  $U_A$  і потужність  $\underline{S}_A$ , які потрібно підвести до початку лінії А1, щоб при відключеному з кінця лінії 12 навантаженні  $\underline{S}_2$  напруга у вузлі 1 була б рівною 225 кВ. Знайти в цьому режимі напругу в кінці лінії 12. [Л7]

44. У приведеній на рисунку схемі електричної мережі визначити  $\underline{S}_A$  і  $U_3$ , якщо  $\underline{S}_1 = 12 + j5$  МВ·А,  $\underline{S}_2 = 8 + j4$  МВ·А,  $P_3 = 16$  МВт при  $\cos \varphi_3 = 0,9$  і  $U_1 = 109$  кВ. лінії А1 і 23 виконані проводом АС-95/16 і мають довжину відповідно 25 і 15 км. Лінія А2 виконана проводом АС-150/24 при довжині 30 км. [Л7]

38. Кабельною лінією напругою 10 кВ і довжиною 2 км, що складається з двох кабелів марки ААБ-3х95, отримує електроенергію підприємство, максимальна потужність якого  $S_{нб} = 4000$  кВ·А. При цьому протягом доби відносно найбільший становить: 0-3 год. - 40%; 3-6 - 45%; 6-8 - 65%; 8-10 - 85%; 10-11 - 100%; 11-13 - 70%; 13-16 - 75%; 16-17 - 70%; 17-19 - 80%; 19-21 - 65%; 21-22 - 55%; 22-24 - 45%. Знайти добові втрати електроенергії в лінії методом середньоквадратичного струму. [Л6]

39. Зовнішнє електропостачання підприємства здійснюється двома повітряними лініями 110 кВ протяжністю 45 км, які виконані проводом АС-120/19. Найбільше навантаження підприємства становить  $P_{нб} = 40$  МВт при коефіцієнті потужності  $\cos \varphi = 0,9$ , а час використання найбільшого навантаження  $T_{нб} = 5100$  год. Визначити річні втрати електроенергії в лініях і оцінити їх частку по відношенню до енергії, отриманої підприємством за рік. [Л6]

40. Від двотрансформаторної підстанції з трансформаторами типу ТМ-400/10 здійснюється електропостачання цеху, що споживає потужність відповідно до добового графіку, представленим в таблицю. Методом середньоквадратичного струму визначити добові втрати електроенергії в трансформаторах. [Л6]

Таблиця - Добовий графік навантаження цеху

Час доби	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Потужність навантаження, кВ·А	80	540	430	500	360	440

41. У запропонованій схемі електричної мережі визначити  $\underline{S}_1$  і  $U_2$ , якщо  $\underline{S}_A = 40 + j18$  МВ·А,  $\underline{S}_2 = 22 + j10$  МВ·А,  $U_1 = 116$  кВ. Лінія А1 має довжину 30 км, виконана проводом АС-185/29, а лінія 12 виконана проводом АС-120/19 при довжині 25 км. [Л7]

Після визначення потужності, що протікає на головній ділянці, знаходять потужності на інших ділянках петльової лінії за допомогою першого закону Кірхгофа, послідовно застосовуючи його для кожної точки включення навантаження. Наприклад, якщо розрахунок виконаний за формулою (16) для головної ділянки А-1, то далі виконують такі обчислення:

$$P_{12} = P_{A1} - P_1^B; \quad P_{24} = P_{12} - P_2^B < 0; \quad P_{43} = P_{24} - P_4^B < 0;$$

$$P_{3B} = P_{43} - P_3^B < 0.$$

Одне із значень потужностей, що протікають ділянками мережі, обов'язково вийде від'ємним, наприклад,  $P_{24} < 0$ . Усі наступні потужності також будуть від'ємними. Це означає, що встановлено вузол, в який потужність надходить із двох сторін (точка потокорозподілу –  $\nabla$ ), у даному прикладі вузол «2».

Треба виконати перевірку розрахунку потокорозподілу. Для цього, зокрема в розглянутому прикладі, треба розрахувати  $P_{B3}$  за формулою (17) і переконатися у відповідності значенню, отриманому за балансами у вузлах ( $P_{B3} \approx -P_{3B}$ ).

Вибір перерізів кабелю на ділянках петльової схеми. Перерізи кабелю вибирають за тривалим допустимим струмом в нормальному і післяаварійних режимах з наступною перевіркою за економічною щільністю струму в нормальному режимі і допустимому відхиленню напруги.

Розподіл схеми виконують шляхом відключення лінії, по якій до точки потокорозподілу надходить менша потужність. У розглянутому прикладі, коли точка потокорозподілу знаходиться у вузлі 2 (рис. 4, а), допустимо, що  $P_{12} > P_{42}$ . Тоді для постійної експлуатації мережі варто відключити ділянку «2-4» (рис. 4, б). У разі протилежної нерівності ( $P_{12} < P_{42}$ ), відключати треба було б ділянку «1-2». За такою схемою розраховують дві напівпетлі розподільної лінії 10 кВ у нормальному режимі.

У післяаварійних режимах розглядають по черзі два можливі найбільш складні випадки:

- 1) вихід з ладу головної ділянки в пункті живлення **A** (рис. 4, в);
- 2) вихід з ладу головної ділянки в пункті живлення **B** (рис. 4, з).

Розрахунок лінії в післяаварійному режимі ведуть з урахуванням того, що всі підстанції петлі одержують живлення від одного з пунктів (**B** або **A**).

**Послідовність розрахунку.** У нормальному режимі визначають потоки активної потужності на кожній із ділянок напівпетель мережі  $P_m^H$ , починаючи з кінця розімкненої лінії. Враховують коефіцієнт суміщення розрахункових максимумів активних навантажень підстанцій  $K_M$ . Для ділянки  $m$

$$P_m^H = K_M \cdot \sum_1^n P_{тп}^B, \quad (18)$$

де  $n$  – кількість ТП (АТП), що одержують живлення через ділянку  $m$ .

Рекомендується в розрахунковому завданні для  $n = 1$  прийняти  $K_M = 1$ ; для  $n = 2 \Rightarrow K_M = 0,85$ ; для  $n \geq 3 \Rightarrow K_M = 0,9$ .

Для нашого прикладу (рис. 4, б):

$$P_{12} = P_2^B; P_{A1} = 0,85 \cdot (P_1^B + P_2^B); P_{34} = P_4^B;$$

$$P_{B3} = 0,85 \cdot (P_3^B + P_4^B).$$

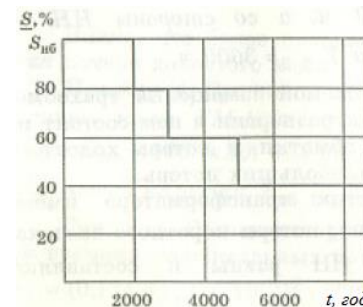
Потоки потужності наносять на схему мережі і, як усі наступні розрахунки, вносять у табл. 4.

обмотках НН. Розрахувати також напруги на шинах обмоток НН при номінальних коефіцієнтах трансформації трансформатора, якщо напруга, підведена до обмотки ВН, рівна 115 кВ. [Л5]

35. На головній понижувальній підстанції заводу встановлено два трансформатора типу ТДН-10000/115/6,6. Навантаження підстанції дорівнює  $\underline{S} = 8 + j4$  МВ·А. Розрахувати втрати потужності і напруга на шинах НН для випадків одночасної роботи двох трансформаторів і одного з них, якщо підведена до шин ВН напруга становить 110 кВ, а трансформатор працює з коефіцієнтом трансформації рівним 110,91/6,6. [Л5]

36. На цеховій підстанції встановлено трансформатор ТМ-400/10. Визначити потужність навантаження, що відповідає максимальному к.к.д. трансформатора. [Л5]

37. На підстанції встановлено два трансформатори ТДН-10000/110, що забезпечують роботу споживачів відповідно до річного графіку навантаження за тривалістю, що показано на рисунку. При цьому найбільше навантаження підстанції становить  $S_{нб} = 12$  МВ·А. Визначити річні втрати електроенергії при постійній паралельній роботі обох трансформаторів. Оцінити, як зміняться втрати електроенергії, якщо при навантаженні нижче 50% максимального один трансформатор відключити. [Л6]





- напруги на початку лінії від  $\cos \varphi_2$  при  $U_2 = U_H$  і  $S_2 = 35 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ . [Л4]

29. Знайти втрати потужності в лінії напругою 380 В, яка живить групу трифазних енергоустановок потужністю 40 кВт при  $\cos \varphi = 0,85$ . Лінія довжиною 300 м виконана кабелем АВВГ-4×50. [Л4]

30. До обмотки високої напруги трансформатора типу ТМН-4000/35 підведена потужність  $\underline{S} = 3000 + j1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$  при напрузі 36 кВ. Знайти потужність і коефіцієнт потужності на виході із трансформатора. [Л5]

31. На цеховій підстанції встановлені два трансформатори типу ТМ-630/10. Визначити потужність навантаження, при якій втрати активної потужності в обмотках трансформаторів будуть рівні їхнім втратам холостого ходу. [Л5]

32. На підстанції, яка забезпечує електроенергією сільськогосподарський район з навантаженням  $\underline{S} = 5000 + j1500 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ , встановлено трансформатор типу ТМН-6300/115. Визначити втрати потужності в трансформаторі і його к.к.д. [Л5]

33. На районній підстанції встановлено два триобмоткових трансформатори типу РДТН-25000/230/38,5/11. Визначити втрати потужності в них при навантаженні на стороні середньої напруги  $\underline{S}_2 = 23 + j10 \text{ МВ}\cdot\text{А}$  і на стороні низької напруги  $\underline{S}_3 = 12 + j15 \text{ МВ}\cdot\text{А}$  та оцінити їх відносно номінальної потужності трансформаторів підстанції. [Л5]

34. На підстанції встановлено трансформатор типу ТРДН-25000/115/6,3/10,5. Навантаження обмоток низької напруги становить відповідно  $\underline{S}'_2 = 8 + j4 \text{ МВ}\cdot\text{А}$  і  $\underline{S}''_2 = 12 + j6 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ . Визначити втрати потужності в трансформаторі і величину їх зміни при цій же сумарній потужності, але однаково розподіленою по

Таблиця 4 – Вибір перерізів жил кабелів розподільної лінії 10 кВ

Розрахункові дані	Умове позначення	Ділянка лінії				
		A-1	1-2	2-4	3-4	B-3
Довжина ділянки, км	L					
Потік активної потужності на ділянці «m» у нормальному режимі, кВт	$P_m^H$					
Струм на ділянці «m» у нормальному режимі, А	$I_m^H$					
Переріз жили кабелю, який обрано за нормальним режимом, мм <sup>2</sup>	$F^H$					
Припустиме струмове навантаження на кабель, який обрано за нормальним режимом, А	$I_{\text{доп}}^H$					
Завантаження кабелю в нормальному режимі	$K_3$					
Припустиме струмове навантаження на кабель у післяаварійному режимі, А	$I_{\text{доп}}^A$					
Потік активної потужності на ділянці «m» у післяаварійному режимі 1 (пошкоджено А - 1), кВт	$P_m^{A1}$					
Струм навантаження ділянки «m» у післяаварійному режимі 1, А	$I_m^{A1}$					
Потік активної потужності на ділянці «m» у післяаварійному режимі 2 (пошкоджено В-3), кВт	$P_m^{A2}$					
Струм навантаження ділянки «m» у післяаварійному режимі 2, А	$I_m^{A2}$					
Переріз жили кабелю по струму навантаження в післяаварійному режимі, мм <sup>2</sup>	$F^A$					
Економічно вигідний переріз жили кабелю, мм <sup>2</sup>	$F_{\text{ек}}$					
Переріз жили кабелів з урахуванням перерізів, обраних у нормальному і післяаварійних режимах і за економічності щільністю струму, мм <sup>2</sup>	F					
Втрата напруги в кожній ділянці в нормальному режимі, В	$\Delta U_m^H$					
Втрата напруги в нормальному режимі до найбільш віддаленої ТП, %	$\Delta U_{\text{max}}^H$					
Втрата напруги в кожній ділянці в післяаварійному режимі 1, В	$\Delta U_m^{A1}$					
Втрата напруги до найбільш віддаленої ТП у післяаварійному режимі 1, %	$\Delta U_{\text{max}}^{A1}$					
Втрата напруги в кожній ділянці в післяаварійному режимі 2, В	$\Delta U_m^{A2}$					
Втрата напруги до найбільш віддаленої ТП у післяаварійному режимі 2, %	$\Delta U_{\text{max}}^{A2}$					

Розраховують струм кожної ділянки «m» мережі, А:

$$I_m^H = \frac{P_m^H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}, \quad (19)$$

де  $U_{ном} = 10$  кВ – номінальна напруга мережі;

$\cos \varphi = 0,9$  – середнє значення коефіцієнта потужності навантаження.

Знаходять переріз жили кабелів у нормальному режимі  $F^H$  з огляду на наступне:

– у міських розподільних мережах 10 кВ переріз кабелів з алюмінієвими жилами при прокладці їх у земляних траншеях слід приймати не менше  $35 \text{ мм}^2$ , у кожній лінії допускається не більше трьох різних перерізів;

– довгострокове допустиме струмове навантаження на кабель (див. *Додаток 7*) повинно бути не менше струмового розрахункового навантаження ділянки  $I_m^H \leq I_{доп}^H$ ;

– переріз жили кабелю, відключеного при розмиканні мережі, слід приймати рівним перерізу жили кабелю тієї суміжної ділянки, на якій переріз менший.

Визначають завантаження кабелю в нормальному режимі на кожній ділянці:

$$K_3 = \frac{I_m^H}{I_{доп}^H}. \quad (20)$$

Розраховують допустиме струмове навантаження в післяаварійному режимі на кабель, переріз якого обрано за нормальним режимом (А):

складової падіння напруги на точність розрахунку напруги на початку лінії, якщо наприкінці лінії воно дорівнює номінальному значенню. [Л4]

24. Визначити похибку від неврахування поперечної складової падіння напруги при розрахунку напруги на початку повітряної лінії довжиною 80 км, виконаної проводом АС-300/39, в кінці якої напруга дорівнює 225 кВ при навантаженні  $\underline{S} = 100 + j30$  МВ·А. [Л4]

25. Двома паралельно працюючими лініями з напругою в кінці 112 кВ і завдовжки 60 км, виконаних проводами АС-185/29, отримує електроенергію споживач потужністю 70 МВт при коефіцієнті потужності  $\cos \varphi = 0,92$ . Знайти втрати потужності і напругу на початку ліній. [Л4]

26. Від шин районної підстанції з рівнем напруги 230 кВ в двоколову лінію довжиною 90 км, виконану проводом АС-400/51, видається потужність 130 МВ·А при  $\cos \varphi = 0,91$ . Визначити значення потужності і напруги в кінці лінії для випадків передачі потужності двома і одним колом лінії. [Л4]

27. Повітряна лінія довжиною 250 км з розщепленою фазою, виконаною проводами  $2 \times \text{АС-300/39}$ , без навантаження одним кінцем підключена до шин підстанції з напругою 335 кВ. Визначити напругу на іншому кінці лінії. [Л4]

28. Повітряною лінії напругою 110 кВ і довжиною 50 км, виконаною проводом АС-150/24, отримує електроенергію споживач. На основі розрахунків побудувати залежності:

- к.к.д. у функції повної потужності  $S_2 = 0 \dots 35$  МВ·А при постійних значеннях в кінці лінії  $\cos \varphi_2 = 0,9$  і  $U_2 = U_H$ ;

- напруги на початку лінії  $U_1$  від потужності  $U_1 = f(S_2)$  при постійних значеннях  $\cos \varphi_2 = 0,9$  і  $U_2 = U_H$ ;

- зимові доби: 3600; 3400; 3200; 3200; 3300; 3400; 3500; 3900; 4800; 5600; 6400; 5700; 4800; 5100; 5200; 4700; 5100; 5600; 5000; 5700; 5200; 4600; 4100; 3800;

- літні доби: 2700; 2500; 2400; 2500; 2300; 2400; 2700; 2900; 3400; 4300; 5000; 4800; 4400; 4500; 4800; 4600; 4500; 4700; 4800; 4700; 4000; 3200; 2800; 2800.

Побудувати добові зимовий і літній графіки навантаження та визначити кількість електроенергії, переданої через підстанцію протягом кожної доби. [ЛЗ]

20. Для добового зимового графіка навантаження, побудованого на підставі вихідної інформації з попередньої задачі, знайти найбільшу, найменшу, середню і середньоквадратичну потужності, коефіцієнт заповнення і коефіцієнт форми графіка навантаження. [ЛЗ]

21. Побудувати річний графік навантаження за тривалістю на основі добових зимового і літнього графіків, отриманих в завданні варіанту №19, прийнявши число зимових та літніх днів в році відповідно 195 і 170. Розрахувати для нього час використання максимального навантаження. [ЛЗ]

22. Протягом доби, починаючи з нуля годин, через кожні дві години на підстанції були зняті і зафіксовані наступні показання трифазного лічильника активної енергії (кВт·год): 1642,02; 1643,96; 1645,24; 1647,9; 1650,6; 1655,8; 1659,2; 1662,4; 1665,7; 1669,6; 1673,4; 1676,0; 1678,1. Лічильник підключений до мережі напругою 380 В через трансформатор струму з коефіцієнтом трансформації  $k_{т.т} = 400/5$ . Розрахувати середню погодинну потужність підстанції, за їх значенням побудувати добовий графік навантаження і розрахувати його основні показники. [ЛЗ]

23. Повітряною лінією напругою 6 кВ і довжиною 8 км, виконаною проводом АС-70/11, передається потужність 700 кВ·А при коефіцієнті потужності  $\cos \varphi = 0,9$ . Оцінити вплив поперечної

$$I_{\text{доп}}^A = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{доп}}^H, \quad (21)$$

де  $K_{\text{п}} = 1,25$  – коефіцієнт, який враховує допустиме перевантаження кабелів на період максимуму навантаження, рівний 3 години за добу (протягом 5 діб), якщо тривале завантаження кабелю  $K_3$  перед його перевантаженням не перевищувало 0,8.

Визначають потік активної потужності  $P_m^{A1(2)}$  (кВт) і струм навантаження  $I_m^{A1(2)}$  (А) на ділянках лінії в післяаварійних режимах 1 і 2:

$$P_m^{A1(2)} = K_M \cdot \sum_1^n P_m^B; \quad (22)$$

$$I_m^{A1(2)} = \frac{P_m^{A1(2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}. \quad (23)$$

Перевіряють переріз жили кабелю  $F^H$  за струмом на кожній ділянці  $m$  у післяаварійних режимах  $I_m^{A1(2)}$ , виходячи з того, що

$$I_m^{A1(2)} \leq I_{\text{доп}}^A.$$

При необхідності збільшують раніше обраний переріз жили кабелю  $F^H$  до перерізу  $F^A$ , що відповідає струму навантаження післяаварійних режимів  $I_m^{A1(2)}$ .

Визначають переріз кабелю кожної ділянки за економічною щільністю струму, мм<sup>2</sup>:

$$F_{\text{ек}} = \frac{I_m^H}{j_{\text{ек}}}, \quad (24)$$

де  $j_{\text{ек}}$  – економічна щільність струму, А/мм<sup>2</sup> (див. Додаток 5).

Отримане значення  $F_{ек}$  округляють до стандартного найближчого перерізу.

Переріз жили кабелю  $F$  приймають найбільшим з отриманих раніше значень, обраних:

- за струмом для нормального режиму ( $F \geq F^H$ );
- за струмом в післяаварійних режимах ( $F \geq F^A$ );
- за економічною щільності струму  $j_{ек}$  ( $F \geq F_{ек}$ ).

У зв'язку з відсутністю вихідних даних перевірку обраного перерізу кабелю за струмом  $KЗ$  в лабораторній роботі не проводять.

Визначають для нормального режиму втрату напруги в кожній з ділянок лінії (В):

$$\Delta U_m^H = \sqrt{3} \cdot I_m^H \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) , \quad (25)$$

де  $R$  і  $X$  – активний і індуктивний опори кабелю (Додаток 8);  $\cos \varphi = 0,9$ .

Розраховують для нормального режиму максимальну втрату напруги ( $\Delta U_{max}^H$ , %) в кожній напівпетлі розподільчої лінії від шин джерела живлення до найбільш віддаленої ТП:

$$\Delta U_{max}^H = \frac{\sum_i \Delta U_{mi}^H}{U_{ном}} 100\% . \quad (26)$$

Аналогічно визначають для двох післяаварійних режимів втрату напруги в кожній із ділянок лінії, використовуючи відповідно струм навантаження  $I_m^{A1(A2)}$ , і знаходять максимальні втрати напруги ( $\Delta U_{max}^{A1(A2)}$ , %), у лінії від шин джерела живлення до найбільш віддаленої ТП.

15. На підстанції встановлено два трансформатори з розщепленою обмоткою марки ТРДН-40000/110, кожен з яких має номінальні напруги обмотки низької напруги 6,3 кВ і 10,5 кВ. Скласти еквівалентну схему заміщення двотрансформаторної підстанції для випадку паралельної роботи трансформаторів і визначити її параметри. [Л2]

16. Визначити параметри схеми заміщення трифазного триобмоткового трансформатора марки ТДТН-25000/115/38,5/6,6 із співвідношенням потужностей обмоток ВН, СН і НН відповідно 100%/66,7% /100% та який має такі довідникові дані:  $u_{к.в-с} = 17\%$ ,  $u_{к.в-н} = 10,5\%$ ,  $u_{к.с-н} = 6\%$ ;  $P_K = 140$  кВт;  $\Delta P_X = 45$  кВт;  $I_X = 2,3\%$ . [Л2]

17. На підстанції встановлені два автотрансформатора марки АТДЦТІ-630000/ 230/121/11, обмотки ВН і СН яких включені паралельно, а обмотки НН - роздільно. Скласти еквівалентну схему заміщення двох автотрансформаторів і визначити її параметри. [Л2]

18. На підстанції три однофазних автотрансформатора марки АОДЦТН-133000/330/220 зібрані в трифазну групу. Скласти схему заміщення трифазної групи і визначити її параметри при наступних довідникових даних однофазного автотрансформатора:  $S_H = 133$  МВ·А;  $U_{В.Н} = 330/\sqrt{3}$  кВ;  $U_{С.Н} = 230/\sqrt{3}$  кВ;  $U_{Н.Н} = 10,5$  кВ;  $u_{к.в-с} = 9\%$ ;  $u_{к.в-н} = 60,4\%$ ;  $u_{к.с-н} = 48,5\%$ ;  $\Delta P_{к.в-с} = 280$  кВт;  $\Delta P_{к.в-н} = 125$  кВт;  $\Delta P_{к.с-н} = 105$  кВт;  $\Delta P_X = 55$  кВт;  $I_X = 0,15\%$ . Потужність обмотки НН становить 25% від номінальної;  $\Delta P_{к.в-н}$  і  $\Delta P_{к.с-н}$  є приведеними до потужності обмотки НН. [Л2]

19. Вимірами, проведеними на підстанції через кожну годину, починаючи з 0 до 24 години, в характерні доби літнього та зимового дня, отримані наступні значення переданої через підстанцію активної потужності в кіловатах:

8. Лінія електропередачі напругою 220 кВ виконана проводом АС-240/32 і має повний опір  $Z = 26,1$  Ом. Визначити довжину лінії і її зарядну потужність, якщо середньгеометрична відстань між проводами рівна 7,5 м. [Л1]

9. Знайти активний і індуктивний опори освітлювальної мережі довжиною 90 м, виконаної на тросі чотирма ізольованими алюмінієвими проводами перетином 6 мм<sup>2</sup>. [Л1]

10. Споживач отримує електроенергію по двох паралельно працюючим повітряним лініям напругою 110 кВ і завдовжки 40 км. Одна лінія виконана проводами АС-95/16, а друга проводами АС-150/24. Скласти схему лінії електропередачі і знайти її еквівалентні параметри. [Л1]

11. На підстанції встановлено два триобмоткових трансформатори марки ТДТН-25000/115/88,5/6,6. Скласти еквівалентну схему заміщення двотрансформаторної підстанції і визначити її параметри. [Л2]

12. Визначити параметри схеми заміщення трифазного двообмоткового трансформатора марки ТМ-630/10. [Л2]

13. Визначити параметри схеми заміщення двообмоткового підвищуючого трансформатора марки ТДЦ-80000/121/10,5. [Л2]

14. Три однофазні трансформатори марки ОЦ-533000/500 на підстанції зібрані в трифазну групу. Скласти схему заміщення трифазної групи і визначити її параметри при наступних довідникових даних кожного однофазного трансформатора:  $S_H = 533$  МВ·А;  $U_{В.Н} = 525/\sqrt{3}$  кВ;  $U_{Н.Н} = 15,75$  кВ;  $U_K = 13,5\%$ ;  $\Delta P_K = 1400$  кВт;  $\Delta P_X = 300$  кВт;  $I_X = 0,3\%$ . [Л2]

Допустимі величини втрати напруги в нормальному режимі прийняти:  $\Delta U_{\text{доп}}^H = 6\%$ , у післяаварійному –  $\Delta U_{\text{доп}}^A = 11\%$ .

Необхідні довідкові дані для лабораторної роботи наведені в *Додатках 5 – 8*.

### Контрольні питання

1. Якою величиною характеризується електрична мережа, що живить енергоустановки?
2. Коли номінальні напруги мережі і енергоустановок збігаються, а коли мають різні значення?
3. Як розрізняють мережі за характером живлення енергоустановок?
4. Дайте коротку характеристику міських мереж.
5. Охарактеризуйте схеми електропостачання енергоустановок промислових підприємств.
6. Як здійснюється електропостачання сільських споживачів?
7. Якими додатковими економічними умовами визначається вибір перерізів ділянок магістральних мереж для різних місцевостей?
8. Які обчислення необхідно виконати при виборі потужності трансформаторів?
9. Що слід враховувати при виборі потужності трансформаторів?
10. Скільки трансформаторів встановлюють в ТП і АТП?
11. Що є особливістю розподільних мереж і чим це пояснюється?
12. Як отримують петльову схему і як здійснюють її розмикавання?
13. Як виконують розподіл схеми петльової лінії?
14. Який мінімальний переріз кабелів допускається у міських розподільних мережах 10 кВ та скільки різних перерізів допускається у кожній лінії?
15. Які допустимі величини втрати напруги приймають в нормальному і після аварійному режимах?

## ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №4

**Тема роботи:** «Розрахунок режимів роботи енергоустановок з побудовою графіків навантаження і регулювання напруги»

**Мета роботи:** Метою виконання даної лабораторної роботи є теоретичні навички вибору трансформатора, розрахунку параметрів схем заміщення автотрансформаторів, навантаження підстанції, вибору перерізу проводів повітряної лінії, розрахунку параметрів режиму роботи мережі живлення, побудови графіків навантаження і визначення втрат енергії та виконання регулювання напруги.

Електричні системи охоплюють великі території, вони характеризуються безперервністю протікання в часі процесів виробництва й споживання енергії. Необхідно усвідомити, що електрична система має значні переваги в порівнянні з ізолюваними, не зв'язаними між собою електростанціями; зменшується резерв потужності, концентруються потужності із застосуванням одиничних агрегатів великої потужності, зменшується сумарний максимум навантаження, підвищується надійність електропостачання й поліпшуються основні показники якості електроенергії, що відпускається – частота й напруга живильної мережі та ін. Електроенергетична система України – енергетичний комплекс електростанцій і мереж, об'єднаних загальним у масштабі країни технологічним режимом, що має єдине оперативне керування.

Передача електроенергії лініями електричної мережі обумовлена поширенням електромагнітного поля в проводах і просторі, що їх оточує. При виконанні даної лабораторної роботи слід усвідомити фізичний зміст усіх параметрів, що входять у рівняння довгої лінії.

Трифазні мережі змінного струму практично симетричні, тому опори, модулі струмів, напруг й ЕРС у кожній фазі такої мережі однакові і розрахунки ведуть для однієї фази за однолінійною схемою.

Схеми заміщення ліній і трансформаторів приймають

## ЗАВДАННЯ ДЛЯ ІНДИВІДУАЛЬНОЇ РОБОТИ №1

1. Знайти параметри схеми заміщення повітряної лінії напругою 35 кВ і довжиною 20 км, виконаної проводом АС-95/16. [Л1]

2. Визначити параметри схеми заміщення двоколової лінії напругою 110 кВ і завдовжки 50 км, виконаної проводом АС-120/27. [Л1]

3. Визначити та порівняти питомі параметри повітряної і кабельної лінії напругою 380 В, виконаних відповідно проводом А-50 і кабелем АВВГ 4×50. [Л1]

4. Знайти параметри схеми заміщення повітряної лінії напругою 500 кВ і завдовжки 200 км, виконаної з розщепленої фазою 3×АС-400/51. Розташування фаз на опорі горизонтальне з відстанню між ними 15 м. Дроти в розщепленій фазі розташовані по вершинах рівностороннього трикутника з відстанню між ними 40 см. [Л1]

5. Визначити, на скільки зміняться параметри повітряної лінії напругою 330 кВ і завдовжки 160 км при горизонтальному розміщенні проводів і відстанню між ними 11 м, якщо замість проводів АС-600/72 в кожній фазі застосувати розщеплення проводів на два марки АС-300/39. Відстань між розщепленими проводами прийняти рівною 40 см. [Л1]

6. Знайти і порівняти параметри кабелів напругою 10 кВ марок АСБ і СБ перетином 120 мм<sup>2</sup>. [Л1]

7. Кабельна лінія напругою 10 кВ виконана з трьох паралельно працюючих кабелів. Два з них з алюмінієвими жилами мають перетин по 120 мм<sup>2</sup>, а третій з мідними жилами перетином 70 мм<sup>2</sup>. Скласти схему заміщення кабельної лінії і знайти її еквівалентні параметри. [Л1]

**Додаток 13** – Втрати на корону й питому ємнісну провідність

Напруга ПЛ, кВ	Номинальний переріз проводу (алюміній/сталь) мм <sup>2</sup>	Кількість проводів у фазі	$\Delta P_{К.0 \max}$ , кВт/км	$\Delta P_{К.0 \min}$ , кВт/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км
220	240/32	1	2,7	2,0	2,6
	300/39	1	2,5	1,8	2,64
	400/51	1	1,7	1,3	2,7
	500/64	1	1,5	1,0	2,74
330	240/32	2	4,3	3,2	3,38
	300/39	2	3,4	2,5	3,41
	400/51	2	2,6	1,8	3,46
	500/64	2	1,9	1,4	3,5

спрощеними для зручності розрахунку, однак вони відбивають фізичні процеси, що відбуваються при передачі електроенергії. Важливо розібратися з фізичною сутністю активних і реактивних опорів і провідністю схем заміщення ліній і трансформаторів.

При складанні розрахункової схеми заміщення мережі, що складається з елементів різних номінальних напруг, параметри всіх елементів мережі треба приводити до однієї базисної напруги. При цьому провідності ліній і трансформаторів зручно подавати у вигляді відборів потужності, рівних втратам потужності в цих провідностях.

При визначенні статичних характеристик навантаження звернути увагу на їхній вплив на сталий режим через регулюючий ефект навантаження. Позитивний регулюючий ефект навантаження відповідає негативному зворотному зв'язку й стабілізує параметри режиму системи. Негативний ефект здійснює зворотній вплив.

Для мережі живлення найбільш точним є задання навантажень постійної потужності. Для розподільних мереж  $U_{НОМ} \leq 35$  кВ зазвичай навантаження задають постійним струмом або постійною потужністю при  $U = U_{НОМ}$ .

У центрах живлення генерацію, як правило, задають при постійній напрузі за модулем та фазою ( $U_G = const$ ,  $\delta_G = const$ ). При цьому центр живлення є базисним за напругою і балансує за активною і реактивною потужностям.

Важливо усвідомити, чим обумовлені втрати активної й реактивної потужності в лініях електропередач, трансформаторах та інших елементах електричної мережі; знати основні формули для розрахунку втрат потужності в елементах мережі. Після цього треба розібратися, як обчислити втрати енергії при відомому річному графіку навантаження за тривалістю; мати чітке уявлення про час найбільших втрат і його залежність від графіка навантажень і коефіцієнтів, що його характеризують, зокрема від числа годин використання максимального навантаження.

### Завдання до лабораторної роботи

На рис. 1 наведена схема електричної мережі, а на рис. 2 – добовий графік  $P_1$  робочого дня на стороні СН підстанції (ПС). Навантаження ПС на стороні НН  $P_2$  – постійне. Живлення ПС здійснюється двома одноколовими повітряними лініями. На ПС встановлено два автотрансформатори. У центрі живлення (ЦЖ) підтримується номінальна напруга. Величини максимальних активних навантажень і довжин ліній зазначені в табл. 1. Коефіцієнт потужності навантажень при розрахунках прийнято рівним  $\cos \varphi = 0,9$ .

Номер варіанту завдання (табл. 1, 2) вибирають відповідно до останньої цифри номера залікової книжки студента і множать відповідні дані на коригувальні коефіцієнти, наведені в табл. 2. Значення коригувальних коефіцієнтів беруть у рядку, номер якого визначають за передостанньою цифрою номеру залікової книжки.

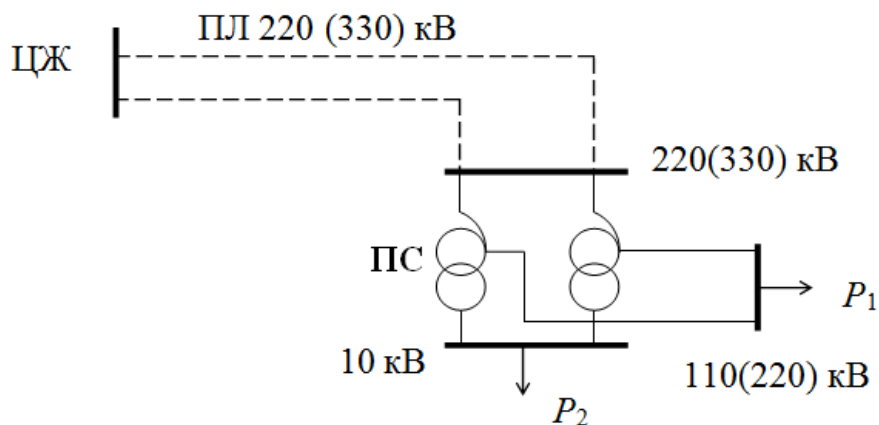


Рисунок 1 - Схема живлення районної підстанції 220 (330) кВ

Виконання лабораторної роботи повинно супроводжуватися короткими поясненнями, рисунками та в послідовності поставлених завдань.

### Додаток 10 – Економічні інтервали струмових навантажень для сталевалюмінієвих проводів ПЛ 220-330 кВ при повній номенклатурі перерізів (на два проводи)

Напруга, кВ	Тип і матеріал опор	Район за ожеледдю	Граничне економічне струмове навантаження на одне коло (А) при перерізі, мм <sup>2</sup>			
			240	300	400	500
220	Одноколові, залізобетон, сталь	1 - 4	280	385	480	700
330	Одноколові, залізобетон, сталь	1 - 4	500	800	940	1350

### Додаток 11 – Допустимі тривалі струми для сталевалюмінієвих проводів при температурі повітря +25 °С (на один провід)

Номінальний переріз (алюміній/сталь), мм <sup>2</sup>	240/32	300/39	400/51	500/64
Струм, А (поза приміщеннями)	605	710	825	945

### Додаток 12 – Розрахункові дані сталевалюмінієвих проводів марки АС

Номінальний переріз (алюміній/сталь) мм <sup>2</sup>	240/32	300/39	400/51	500/64
Діаметр проводу, мм	21,6	24,0	27,5	30,6
Електричний опір $R_0$ при 20 °С (на один провід), Ом/км	0,121	0,098	0,075	0,06
$X_0$ , Ом/км (220 кВ)	0,435	0,429	0,42	0,413
$X_0$ , Ом/км (330 кВ на два проводи)	0,331	0,328	0,323	0,32



Додаток 9 – Довідникові дані автотрансформаторів

Тип	МВ·А	U <sub>обмоток</sub> , кВ			U <sub>н</sub> , %			ΔP <sub>н.с.с.</sub> , кВт			ΔP <sub>тх.</sub> , кВт	I <sub>тх.</sub> , %
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	11	11	35,7	21,9	215	-	-	45	0,5
АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	11	11	31	19	305	-	-	65	0,5
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	11	11	32	20	430	-	-	125	0,5
АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	10,5	11,5	33,4	20,8	520	-	-	145	0,5
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	10,5	10	35	24	370	-	-	115	0,5
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	10,5	10	34	22,5	600	-	-	180	0,5
АОДЦТН-133000/330/220	133	330	220	10,5	9	60,4	48,5	280	125	105	55	0,15

**Примітки:** 1) Потужність обмотки НН становить 50%, за винятком автотрансформаторів 330 кВ потужністю 200, 250 й 133 МВА, для яких вона складає 40, 25 й 25% номінальної відповідно

2) Регулювання напруги здійснюється на стороні СН за рахунок РПН±6×2%

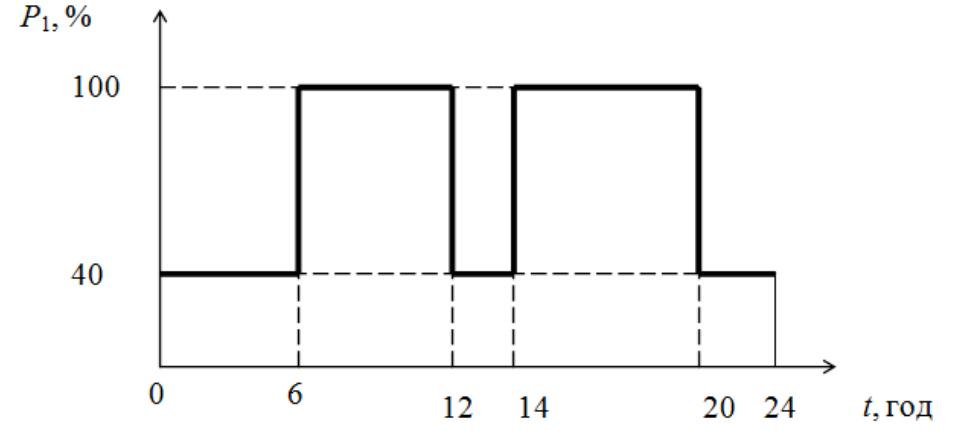


Рисунок 2 - Добовий графік активного навантаження на стороні СН підстанції

При виконанні лабораторної роботи необхідно виконати наступні розрахунки:

- 1) виконати вибір трансформаторів;
- 2) виконати розрахунок параметрів схем заміщення автотрансформаторів;
- 3) виконати розрахунок навантаження підстанції;
- 4) вибрати переріз проводів повітряної лінії напругою 220 (330) кВ;
- 5) визначити параметри схеми заміщення;
- 6) розрахувати параметри режиму роботи мережі живлення;
- 7) побудувати графіки навантаження та визначити втрати енергії;
- 8) виконати регулювання напруги.

Таблиця 1 - Варіанти завдань для лабораторної роботи

№ варіанту	Номінальна напруга повітряної лінії, кВ	Довжина лінії L', км	Активне навантаження підстанції, МВт	
			P <sub>1</sub> '	P <sub>2</sub> '
0	220	80	250	60
1	220	80	170	40
2	220	120	250	60
3	220	120	150	40
4	220	180	130	30
5	330	120	420	60
6	330	120	250	40
7	330	180	420	30
8	330	180	200	30
9	330	180	320	40

Таблиця 2 – Коригуючі коефіцієнти до вихідних даних

Передостання цифра номера залікової книжки	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Коригуючий коефіцієнт довжини ліній, K <sub>L</sub>	1	1	1,1	1,2	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4
Коригуючий коефіцієнт потужності навантаження, K <sub>P</sub>	1	0,85	0,7	1	0,85	0,7	1	0,7	0,85	0,7

### Порядок виконання лабораторної роботи

1) *Виконаємо вибір трансформаторів.* При виборі трансформаторів на підстанціях з напругою 220 кВ і більше необхідно врахувати наступне. У практиці проектування на районні підстанціях, як правило, передбачається встановлення двох трансформаторів. Переваги слід віддавати установці автотрансформаторів, які в порівнянні із трансформаторами тієї ж потужності мають меншу масу, вартість і втрати енергії.

Установлена потужність трансформаторів на підстанції повинна задовольняти умові:

Додаток 8 – Розрахункові дані на 1 км кабельної лінії з алюмінієвими жилами, паперовою ізоляцією і в'язким просоченням, напругою 10 кВ

Переріз жили, мм <sup>2</sup>	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Активний опір жил R <sub>0</sub> при t=20 <sup>0</sup> C, Ом/км	3,1	1,94	1,24	0,89	0,62	0,443	0,326	0,258	0,206	0,167	0,129
Індуктивний опір X <sub>0</sub> , Ом/км	.	0,113	0,099	0,0925	0,09	0,086	0,083	0,081	0,079	0,077	0,075

**Додаток 5** – Економічна густина струму  $J_{ек}$ , А/мм<sup>2</sup>

$T_{нб}$ , год.	1000-3000	3000-5000	Більше 5000
Неізольовані алюмінієві проводи	1,3	1,1	1,0
Кабелі з алюмінієвими жилами і паперовою ізоляцією	1,6	1,4	1,2

**Додаток 6** – Шкала номінальних потужностей силових трансформаторів

Номінальні потужності трансформаторів, кВ·А				
10	16	25	40	63
100	160	250	400	630
1000	1600	2500	4000	6300
...	...	...	...	і т.д.

**Додаток 7** – Допустиме тривале струмове навантаження кабельних ліній 10 кВ з алюмінієвими жилами і паперовою ізоляцією при прокладці в землі

Переріз жили, мм <sup>2</sup>	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Допустиме тривале струмове навантаження, А	-	75	90	115	140	165	205	240	275	310	355

$$S_{TP} \geq \frac{S_{MAX}}{n_{TP}} ; \quad (1)$$

$$S_{TP} \geq \frac{S^{AB}}{K_{AB} \cdot (n_{TP} - n_{ВД})} , \quad (2)$$

де  $n_{TP}$ ,  $S_{TP}$  – кількість і одинична потужність трансформаторів;

$S_{MAX}$  – максимальне навантаження підстанції в нормальному режимі (при виконанні лабораторної роботи прийняти її рівною сумі навантажень на стороні СН і НН підстанції);

$S^{AB}$  – навантаження підстанції в післяаварійному режимі виходу одного трансформатора із роботи, що за рахунок відключення частини маловідповідальних споживачів і резервування по мережах середньої й нижчої напруги менше  $S_{MAX}$ ;

$K_{AB}$  – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформаторів;

$n_{ВД}$  – кількість відключених трансформаторів.

При виконанні лабораторної роботи рекомендується вибрати для встановлення на підстанції автотрансформатори з найменшою номінальною потужністю, що задовольняє ці умови, при наступних вихідних даних:  $n_{TP}=2$ ;  $S^{AB} = S_{MAX}$ ;  $K_{AB} = 1,4$ ;  $n_{ВД} = 1$ . Параметри триобмоткових автотрансформаторів наведені в Додатку 9. На стороні СН підстанції прийняти номінальну напругу, що відповідає типу автотрансформатора, тобто 110 або 220 кВ. При встановленні на ПС групи із трьох однофазних автотрансформаторів її номінальна потужність виходить потроєною стосовно одного автотрансформатора.

Перевірку завантаження загальної обмотки обраних автотрансформаторів у завданні можна не робити.

2) *Виконаємо розрахунок параметрів схем заміщення автотрансформаторів.* Параметри схем заміщення автотрансформаторів розраховуються за довідниковими даними, в яких зазвичай вказуються:

- номінальна потужність  $S_H$ , МВ·А;
- номінальна напруга обмоток  $U_H^{ВН}$ ,  $U_H^{СН}$ ,  $U_H^{НН}$ , кВ;
- напруга короткого замикання  $U_K$ , %;
- втрати короткого замикання  $\Delta P_{K.3}$ , кВт;
- втрати холостого ходу  $\Delta P_{X.X}$ , кВт;
- струм холостого ходу  $I_{X.X}$ , %.

Для триобмоткових трансформаторів й автотрансформаторів використовується  $\Gamma$ -подібна схема заміщення. Основна особливість визначення параметрів схеми заміщення триобмоткового автотрансформатора полягає в знаходженні активних і реактивних опорів обмоток, приведених до номінальної напруги обмотки ВН, за умови, що потужності обмоток неоднакові. Крім того, залежно від обсягу даних про параметри розрізняють два типових випадки:

- значення втрат короткого замикання (к.з.) задані тільки для однієї пари обмоток, як правило, ВН і СН ( $\Delta P_{K.3}^{B-C}$ );
- значення втрат короткого замикання відомі для трьох пар з'єднання обмоток,  $\Delta P_{K.3}^{B-C}$ ,  $\Delta P_{K.3}^{B-H}$ ,  $\Delta P_{K.3}^{C-H}$ .

У першому випадку виходять з того, що в режимі передачі потужності від ВН до СН і назад потужності обмоток однакові й, отже, для однакової густини струму їхні активні опори рівні, тобто  $R_1 = R'_2$ , де  $R'_2$  – опір вторинної обмотки, приведений до первинної. Загальний опір (в Ом) визначають за формулою:

$$R_{3AG} = \frac{\Delta P_{K.3} \cdot U_H^2}{S_H^2} \quad (3)$$

Тоді

$$R_1 = R'_2 = 0,5 \cdot R_{3AG} \quad (4)$$

Додаток 4 – Довідникові й розрахункові дані триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів

№ п/п	Тип трансформатора	Каталожні дані										
		$S_{ном}$ , МВ·А	$U_{ном}^{ВН}$ , кВ	$U_{ном}^{СН}$ , кВ	$U_{ном}^{НН}$ , кВ	$u_K^{ВН}$ , %	$u_K^{СН}$ , %	$u_K^{НН}$ , %	$\Delta P_{K.3}^{B-C}$ , кВт	$\Delta P_{K.3}^{B-H}$ , кВт	$\Delta P_{K.3}^{C-H}$ , кВт	$I_{X.X}$ , %
1	ТМГН-6300/110	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2	—
2	ТДГН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1	—
3	ТДГН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1,0	—
4	ТДГН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	—
5	ТДГН-40000/110	40	115	38,5	11	10,5	17	6	200	43	0,6	—
6	ТДГН-63000/110	63	115	38,5	11	10,5	17	6,5	290	56	0,7	—
7	ТДГН-80000/110	80	115	38,5	11	18,5	7	390	82	0,6	—	
8	АОДГН-33000/750/330	333	750/√3	330/√3	15,75	10	28	17	580	250	0,35	120
9	ТДГН-16000/150	16	158	38,5	11	10,5	18	6	96	25	1,0	—
10	ТДГН-25000/150	25	158	38,5	11	10,5	18	6	145	34	0,9	—
11	ТДГН-40000/150	40	158	38,5	11	10,5	18	6	185	53	0,8	—
12	ТДГН-63000/150	63	158	38,5	11	10,5	18	6	285	67	0,7	—
13	ТДГН-25000/220	25	230	38,5	11	12,5	20	6,5	135	50	1,2	—
14	ТДГН-40000/220	40	230	38,5	11	12,5	22	9,5	220	55	1,1	—
15	АОДГН-417000/750/500	750/√3	500/√3	10,5	100	100	12	11,5	81	68	100	50
16	ТМГН-6300/35	6,3	35	10,5	6,3	7,5	7,6	16	55	12	1,2	—
17	АТДГН-63000/220/110	63	230	121	11	11	35,7	21,9	215	45	0,5	31,5
18	АТДГН-125000/220/110	125	230	121	11	11	31	19	290	85	0,5	62,5
19	АТДГН-200000/220/110	200	230	121	11	11	32	20	430	125	0,5	100
20	АТДГН-250000/220/110	250	230	121	38,5	11,5	33,4	20,8	520	145	0,5	125
21	АТДГН-125000/330/110	125	330	115	38,5	10	35	24	370	115	0,5	62,5
22	АТДГН-200000/330/110	200	330	115	10,5	10	34	22,5	600	180	0,5	80
23	ТДГН-10000/35	10	36,75	10,5	6,3	8	16,5	7	75	19	1	—
24	ТДГН-16000/35	16	36,75	10,5	6,3	8	16,5	7	115	28	0,95	—
25	АОДГН-63000/220	63	230	36,3	6,6	11	28,8	12,6	320	74	0,5	—
26	АОДГН-667000/1150/500	667	1150/√3	500/√3	20	11,5	35	22	1250	350	0,35	180
27	АОДГН-417000/750/500	417	750/√3	500/√3	10,5	11,5	81	68	670	125	0,15	33,7
28	АОДГН-267000/500/220	267	500/√3	230/√3	10,5	11,5	37	23	490	150	0,35	66,8
29	АОДГН-167000/500/330	167	500/√3	330/√3	10,5	9,5	67	61	320	70	0,3	33,4
30	АОДГН-267000/750/220	267	750/√3	330/√3	10,5	13	31	17	600	200	0,35	80

Додаток 3 – Довідникові й розрахункові дані двообмоткових трансформаторів

№ п/п	Тип трансформатора	S <sub>ном</sub> , МВ·А	Довідникові дані					Розрахункові дані					
			U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>ном</sub> , кВ	u <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	r <sub>т</sub> , Ом	x <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАР	
1	ТДЦ-80000/110	80	121	10,5	10,5	10,5	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
2	ТДЦ-125000/110	125	121	10,5	10,5	10,5	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
3	ТДЦ-200000/110	200	121	15,75	10,5	10,5	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
4	ТДЦ-250000/110	250	121	15,75	10,5	10,5	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
5	ТДЦ-400000/110	400	121	20	10,5	10,5	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800
6	ТМН-6300/110	6,3	115	11	10,5	11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
7	ТДН-10000/110	10	115	11	10,5	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
8	ТДН-16000/110	16	115	11	10,5	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
9	ТДН-16000/150	16	158	11	11	11	11	85	21	0,8	8,3	172	128
10	ТМН-400/35	0,4	35	0,4	6,5	7,6	1,9	2,3	2,0	2,0	23,5	12,6	12,6
11	ТМ-100/35	0,1	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	2,41	2,6	241	796	2,6
12	ТМ-160/35	0,16	35	0,4	6,5	2,6	0,7	2,6	0,7	2,4	127	498	3,8
13	ТМ-250/35	0,25	35	0,4	6,5	3,7	1,0	3,7	1,0	2,3	72	318	5,7
14	ТДЦ-250000/150	250	165	10,5	11	640	190			0,5	0,3	12	1250
15	ТМН-630/35	0,63	35	0,4	6,5	11,6	2,7	1,5	14,9	1,4	7,9	49,8	15
16	ТМН-1000/35	1,0	35	0,4	6,5	16,5	3,6	1,4	7,9	1,4	7,9	49,8	22,4
17	ТДЦ-80000/220	80	242	10,5	11	320	105	0,6	2,9	0,6	2,9	80,5	480
18	ТДЦ-125000/220	125	242	10,5	11	380	135	0,5	1,4	0,5	1,4	51,5	625
19	ТДЦ-200000/220	200	242	18	11	580	200	0,45	0,77	0,45	0,77	32,2	900
20	ТДЦ-250000/220	250	242	13,8	11	650	240	0,45	0,6	0,45	0,6	25,7	1125
21	ТДЦ-400000/220	400	242	20	11	880	330	0,4	0,29	0,4	0,29	16,1	1600
22	ТЛ-630000/220	630	242	20	12,5	1300	380	0,35	0,2	0,35	0,2	11,6	2205
23	ТМН-1600/35	1,6	35	11	6,5	23,5	5,1	1,1	11,2	1,1	11,2	49,2	17,6
24	ТЛ-1000000/220	1000	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	0,35	0,2	6,7	3500
25	ТДЦ-125000/330	125	347	10,5	11	360	145	0,5	2,78	0,5	2,78	106	625
26	ТДЦ-200000/330	200	347	18	11	560	220	0,45	1,68	0,45	1,68	66,2	900
27	ТДЦ-250000/330	250	347	13,8	11	605	240	0,45	1,2	0,45	1,2	52,9	1125
28	ТДЦ-400000/330	400	347	20	11	810	365	0,4	0,6	0,4	0,6	33	1600
29	ТЛ-1250000/330	1250	347	24	14	2300	750	0,75	0,2	0,75	0,2	10,6	5375
30	ТЛ-630000/330	630	347	20	11	1300	405	0,35	0,4	0,35	0,4	21	2205

Номинальна потужність обмотки НН  $S_H^{HH}$  не може бути більше типової потужності автотрансформатора

$$S_H^{HH} \leq \alpha_T \cdot S_H,$$

де  $\alpha_T$  – коефіцієнт типової потужності, а з іншого боку, з міркувань динамічної стійкості при зовнішніх к.з., вона не може бути меншою, ніж  $0,2 S_H$ ,  $S_H^{HH} \geq 0,2 S_H$  автотрансформатора. При збереженні однакової густини струму у всіх обмотках автотрансформатора переріз обмотки НН, приведений до первинної обмотки, складе

$$F_3' = F_1 \frac{S_H^{HH}}{S_H}.$$

$$R_3' = R_1 \frac{S_H}{S_H^{HH}}. \quad (5)$$

Якщо значення втрат короткого замикання дані для всіх трьох пар з'єднання обмоток  $\Delta P_{К.3}^{B-C}$ ,  $\Delta P_{К.3}^{B-H}$ ,  $\Delta P_{К.3}^{C-H}$ , то слід пам'ятати, що в довідниках значення  $\Delta P_{К.3}$  між парами обмоток вказують віднесеними до номінальної потужності менш потужної обмотки. Це означає, що в дослідах короткого замикання за участю обмотки НН втрати визначалися в режимі, коли струм в обмотці НН дорівнював номінальному струму цієї обмотки. Тому при розрахунку активних опорів  $R'_{13}$  й  $R'_{23}$  автотрансформатора у формулу слід підставляти потужність обмотки НН,  $S_H^{HH}$ :

$$R'_{13} = \frac{\Delta P_{К.3}^{B-H} \cdot U_{1H}^2}{(S_H^{HH})^2}; \quad R'_{23} = \frac{\Delta P_{К.3}^{C-H} \cdot U_{1H}^2}{(S_H^{HH})^2}, \quad (6)$$

а при обчисленні  $R_{12}$  – номінальну потужність автотрансформатора:

$$R'_{12} = \frac{\Delta P_{K.3}^{B-C} \cdot U_{1H}^2}{S_H^2} \quad (7)$$

Активні опори променів схеми в цьому випадку дорівнюватимуть:

$$R_1 = 0,5 (R'_{12} + R'_{13} - R'_{23}); \quad (8)$$

$$R_2 = 0,5 (R'_{12} + R'_{23} - R'_{13}); \quad (9)$$

$$R_3 = 0,5 (R'_{13} + R'_{23} - R'_{12}). \quad (10)$$

Реактивні опори гілок схем заміщення у відносних одиницях визначають за звичайними формулами для триобмоткового трансформатора:

$$U_{K1} = 0,5 (U_{K.1-2} + U_{K.1-3} - U_{K.2-3}); \quad (12)$$

$$U_{K2} = 0,5 (U_{K.1-2} + U_{K.2-3} - U_{K.1-3}); \quad (13)$$

$$U_{K3} = 0,5 (U_{K.1-3} + U_{K.2-3} - U_{K.1-2}). \quad (14)$$

і перераховують (в Ом) за формулою:

$$X_{Ki} = \frac{U_{Ki} \%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} \quad (15)$$

Розрахункові значення поперечних провідностей (в См) обчислюють за формулами:

$$G_T = \frac{\Delta P_{X.X}}{U_{1H}^2}, \quad (16)$$

$$B_T = \frac{\Delta Q_{X.X}}{U_{1H}^2} = \frac{S_H \cdot I_{X.X} \%}{U_{1H}^2 \cdot 100} \quad (17)$$

При обчисленні розрахункових значень параметрів схем заміщення необхідно звертати увагу на розмірність величин. Для

## Додаток 2 - Характеристики неізолюваних алюмінієвих і сталюалюмінієвих проводів

Марка про- воду	Маса 1 км проводу, кг	Зовнішній ді- аметр проводу, мм	Довгостроково припустимий струм навантаження, А		Погонний акти- вний опір при температурі + 20°С, Ом/ км
			поза приміщеннями	усередині приміщень	
<b>Алюмінієві проводи</b>					
A-16	44	5,1	105	75	1,98
A-25	68	6,4	135	105	1,28
A-35	95	7,5	170	130	0,92
A-50	136	9,0	215	165	0,64
A-70	191	10,7	265	210	0,46
A-95	257	12,4	320	255	0,34
A-120	322	14,0	375	300	0,27
A-150	407	15,8	440	355	0,21
A-185	503	17,5	500	410	0,17
<b>Сталюалюмінієві проводи</b>					
AC-10	36	4,4	80	50	3,120
AC-16	62	5,4	105	75	2,060
AC-25	92	6,6	130	100	1,380
AC-35	150	8,4	175	135	0,850
AC-50	196	9,6	210	165	0,650
AC-70	275	11,4	265	210	0,460
AC-95	386	13,5	330	260	0,330
AC-120	492	15,2	380	305	0,270
AC-150	617	17,0	445	365	0,210
AC-185	771	19,0	510	425	0,170
ACO-240	937	21,6	605	505	0,130
ACO-300	1098	23,5	690	580	0,108
ACO-400	1501	27,2	825	710	0,080
ACO-500	1836	30,2	945	815	0,065
ACO-600	2206	33,1	1050	920	0,055
ACO-700	2756	37,1	1220	1075	0,044
ACУ-120	530	15,5	375	-	0,280
ACУ-150	678	17,5	450	-	0,210
ACУ-185	850	19,6	515	-	0,170
ACУ-240	1111	22,4	610	-	0,131
ACУ-300	1390	25,2	705	-	0,106
ACУ-400	1840	29,0	850	-	0,079

Примітка: Довгостроково допустимі струмові навантаження, наведені в таблиці, відповідають допустимій температурі нагрівання проводів, рівній +70 °С.



## ДОДАТОК 1

*Зразок титульного аркуша*

Міністерство освіти і науки України

Тернопільський національний технічний університет ім. Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних  
технологій та електроінженерії

Кафедра електричної інженерії

### ЗВІТ

до лабораторної роботи № 1  
з дисципліни «Енергетичні установки»

на тему:

*Розрахунок параметрів кабельних і повітряних ліній  
електропередачі для живлення енергоустановок*

Виконав: ст. гр. ЕТ-31

Андрій КОЗАК

Перевірив: доц. Богдан ОРОБЧУК

Тернопіль 2023

одержання опорів в Ом, а провідностей – у См розмірність потужностей варто підставляти в мегавольтах на ампер, а напруги – у кіловольтах.

При визначенні параметрів схем заміщення трифазної групи з однофазних автотрансформаторів за вищенаведеними формулами необхідно брати повну номінальну потужність групи, а також потроїти втрати короткого замикання і холостого ходу. Можна використати ще інший спосіб: всі параметри брати відповідно для одного автотрансформатора з групи, а в якості номінальної напруги брати фазну напругу.

При паралельній роботі двох трансформаторів їхня загальна схема заміщення виходить шляхом паралельного з'єднання відповідних опорів і провідностей схем заміщення кожного трансформатора.

3) *Виконаємо розрахунок навантаження підстанції.* Розрахункове навантаження підстанції зі сторони ліній живлення дорівнює сумі потужностей навантажень обмоток СН ( $S_{НАВ}^{CH}$ ) і НН ( $S_{НАВ}^{HH}$ ) та втрат потужності в автотрансформаторах ( $\Delta S_{TP}$ ):

$$\underline{S}_P = \underline{S}_{НАВ}^{CH} + \underline{S}_{НАВ}^{HH} + \Delta \underline{S}_{TP}. \quad (18)$$

Втрати потужності у двох автотрансформаторах ПС складаються із втрат потужності в сталі  $\Delta S_{СТ}$  і втрат потужності в його обмотках  $\Delta S_{ОБ}$ :

$$\Delta \underline{S}_{TP} = 2\Delta \underline{S}_{СТ} + \Delta \underline{S}_{ОБ} / 2. \quad (19)$$

Втрати потужності в сталі одного автотрансформатора визначають з каталожних даних:

$$\Delta \underline{S}_{СТ} = \Delta P_{XX} + j \frac{S_H \cdot I_{XX} \%}{100}. \quad (20)$$

Втрати потужності в обмотках можна встановити через обчислені за формулами (8) – (14) поздовжні опори гілок  $R_i$  і  $X_i$  загальної для двох автотрансформаторів схеми заміщення:

$$\Delta S_{\text{Об}} = \sum_{i=1}^3 (R_i + jX_i) \frac{S_i^2}{U_{\text{IH}}^2}, \quad (21)$$

де  $R_i$  і  $X_i$  – приведені до обмотки ВН параметри  $i$ -ї гілки чи схеми заміщення;

$S_i$  – потік потужності в  $i$ -й гілці схеми заміщення, де

$$S_i^2 = P_i^2 + Q_i^2. \quad (22)$$

4) *Виберемо переріз проводів повітряної лінії напругою 220 (330) кВ.* Такі перерізи вибирають за розрахунковим струмовим навантаженням лінії і перевіряють за допустимим за умовами нагрівання струму (потужності) і умовами корони.

Розрахункове струмове навантаження ліній ( $I_p$ ) визначають за виразом:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_5, \quad (23)$$

де  $I_5$  – струм лінії на п'ятий рік її експлуатації;

$\alpha_i$  – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження по роках експлуатації ліній;

$\alpha_T$  – коефіцієнт, що враховує число годин використання навантаження  $T_{\text{НБ}}$  і коефіцієнт її попадання в максимум навантаження енергосистеми  $K_M$ .

Значення коефіцієнтів для ПЛ лежать у межах:  $\alpha_i = 0,6 - 1,6$ ;  $\alpha_T = 0,7 - 2,2$ . При виконанні лабораторної роботи можна прийняти  $\alpha_i = 1,05$ ;  $\alpha_T = 1,2$ ;

## Використана література

1. Малярєнко В.А. Енергетичні установки. Загальний курс: Навчальний посібник. – 2-е видання X: «Видавництво САГА», 2008. – 320 с.з іл. ISBN 978-966-2918-54-0.
2. ДСТУ ІЕС 60050-604:2004. Словник електротехнічних термінів. Частина 604. Виробляння, передавання та розподіляння електричної енергії. Експлуатація електротехнічних установок.
3. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії: Навчал. посібник / О.І. Соловей, Ю.А. Лега, В.П. Розен, О.О. Ситник, А.В. Чернявський, Г.В. Курбаса. – Черкаси: ЧДТУ, 2007. – 483 с..
4. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. – Міненергоснагляду України. Київ, 2017.
5. Науково-технічна бібліотека ім. Г.І. Денисенка Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» (м. Київ, Проспект Перемоги, 37)/ [Електронний ресурс].- Режим доступу: <http://www.library.kpi.ua/>. <http://culonline.com.ua/>. <http://ela.kpi.ua/handle/123456789/2145>
6. Науково-технічна бібліотека Національного університету «Львівська політехніка» (м. Львів, вул. Професорська. 1 ) / [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://library.lp.edu.ua/ttp>.
7. Конспект лекцій з дисципліни «Енергетичні установки» для студентів, які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Тернопіль: В-во ТНТУ ім. І.Пулюя, 2023 р. – 106 с.



## Вимоги до оформлення лабораторної роботи

1. Лабораторну роботу оформляють на папері формату А4 (210х297 мм).
2. Титульний аркуш лабораторної роботи виконується згідно Додатку 1.
3. Усі матеріали в пояснювальній записці розміщують тільки на одній стороні аркуша з дотриманням наступних розмірів полів: верхнє, ліве, нижнє – не менше 20 мм, праве – не менш 10 мм.
3. Текст пояснювальної записки повинен бути надрукований (рекомендовано). При цьому використовується стандартний шрифт Times New Roman, текст виконують через півтора інтервали з розрахунку не більше 40 рядків на сторінці за умови рівномірного її заповнення та висотою букв і цифр 14pt.
4. Розв'язок завдань слід супроводжувати лаконічними, але досить повним поясненнями.
5. Забороняється використовувати в тексті роботи різні скорочення.
6. Після виконання лабораторної роботи зробити відповідні висновки щодо отриманих результатів розрахунку.

$$I_s = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L},$$

де  $n_L$  – число паралельно працюючих ліній;  
 $S_p$  – розрахункове навантаження ПС.

Переріз проводів ПЛ 220 (330) кВ вибирають за економічними інтервалами струмових навантажень, які залежать від напруги, району за ожеледдю, матеріалу й кількості кіл опор. У Додатку 10 наведено економічні інтервали струмових навантажень для сталалюмінієвих проводів, які прийняті в європейській зоні ЄЕС СНД для ПЛ 220 й 330 кВ.

Обраний переріз проводу має бути перевірений за допустимим струмовим навантаженням за нагріванням:

$$I_{Л}^{AB} \leq K_{П} \cdot I_{доп}, \quad (24)$$

де  $I_{Л}^{AB}$  – струм післяаварійного режиму при відключенні однієї лінії;

$I_{доп}$  – припустимі тривалі струмові навантаження на проводи, значення яких наведені в Додатку 11;

$K_{П}$  – поправочний коефіцієнт на температуру повітря. У лабораторній роботі прийняти  $K_{П} = 1$ .

Перевірці за умовою корони підлягають повітряні лінії напругою 110 кВ і вище, які прокладають на відмітках вище 1500 м над рівнем моря. При більш низьких відмітках, що й приймається в лабораторній роботі, перевірку не здійснюють, так як економічні інтервали підраховані для перерізів, рівних або більших мінімально допустимих за умови корони. Так, для ПЛ 220 кВ мінімальний переріз проводу АС-240/39, а для ПЛ-330 кВ – 2×АС-240/32. Слід враховувати, що на ПЛ-330 кВ застосовується розщеплення фази на два проводи й граничне економічне струмове навантаження в Додатку 10 зазначене

на одну фазу, а допустимі тривалі струми в Додатку 11 вказані на один провід.

5) *Визначимо параметри схеми заміщення.* Схеми заміщення використовують в розрахунках сталих режимів електричних систем. Зазвичай ПЛ електропередачі представляють *П-подібною* схемою.

При відомих конструктивному виконанні й довжині параметри схеми заміщення ПЛ визначають в такий спосіб. У загальному випадку кожна фаза ПЛ містить  $n$  паралельно з'єднаних проводів однієї марки, що мають однаковий погонний опір змінному струму  $R_0$  (див. Додаток 12). Отже, поздовжній активний опір кожної з фаз ПЛ визначається наступним чином:

$$R = \frac{R_0 \cdot l}{n}. \quad (25)$$

Наведені в довідниковій літературі значення  $R_0$  для сталелегалюмінієвих проводів дані при температурі  $20^\circ\text{C}$ . При  $t \neq 20^\circ\text{C}$  треба скористатися формулою

$$R_t = R [1 + 0,004 (t - 20)]. \quad (26)$$

Поздовжній індуктивний опір фази ПЛ розраховують у такий спосіб:

$$X = X_0 \cdot l, \quad (27)$$

де  $X_0$  – погонний індуктивний опір для фази ПЛ даного конструктивного виконання, який визначають за формулою

$$X_0 = 0,144 \cdot \lg \left( \frac{D_{CP}}{r_E} \right) + 0,00157 / n, \quad (28)$$

де

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{13}}, \quad r_E = \sqrt[n]{r_n \cdot \prod_{i=2}^n a_{1i}}.$$

11. Як розраховують поздовжній індуктивний опір фази ПЛ і які значення використовують для знаходження активної складової поперечної провідності ПЛ?

12. Як виконують розрахунок параметрів режиму роботи мережі живлення?

13. Як будують графіки навантаження для трансформаторів (автотрансформаторів) і повітряних ліній?

14. Як з побудованих графіків навантаження визначають число годин використання максимального навантаження і час максимальних втрат для елементів схеми?

15. Як визначають втрати електроенергії в електропередачі за рік і від чого вони залежать?

16. Як здійснюється регулювання напруги в автотрансформаторах напругою вище 220 кВ?

## Контрольні питання

1. Що необхідно зробити з параметрами елементів мережі при складанні розрахункової схеми заміщення мережі, що складається з елементів різних номінальних напруг, а також з провідностями ліній і трансформаторів?

2. У чому полягає перевага електричної системи перед ізольованими енергоустановками?

3. Які фактори необхідно врахувати при виборі трансформаторів на підстанціях з напругою 220 кВ і більше?

4. Які довідникові дані використовують при розрахунку параметрів схем заміщення автотрансформаторів?

5. Яка схема заміщення використовується для триобмоткових трансформаторів й автотрансформаторів? В чому полягає основна особливість визначення параметрів схеми заміщення триобмоткового автотрансформатора?

6. Яка потужність використовується при визначенні параметрів схем заміщення трифазної групи з однофазних автотрансформаторів? Як в цьому випадку поступають з втратами короткого замикання і холостого ходу?

7. Чому рівне розрахункове навантаження підстанції зі сторони ліній живлення? З чого складаються втрати потужності у двох автотрансформаторах ПС?

8. Як вибирають переріз проводів повітряної лінії напругою вище 220 кВ? Як визначають розрахункове струмове навантаження цих ліній?

9. Повітряні лінії якої напруги підлягають перевірці за умовою корони? Які мінімальні перерізи проводів необхідно забезпечити для ліній цих напруг?

10. За допомогою якої схеми заміщення представляють ПЛ електропередачі і як визначають її параметри при відомих конструктивному виконанні й довжині?

Розміри між фазами –  $D_{12}$ ,  $D_{23}$ ,  $D_{13}$  і відстані між проводами у фазі –  $a_{1i}$  слід брати з ескізу розташування проводів на опорі ПЛ, а радіус проводу  $r_n$  – з Додатку 12.

Погонна ємнісна провідність фази ПЛ (См/км):

$$B_o = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left( \frac{D_{cp}}{r_E} \right)}. \quad (29)$$

Тоді зосереджені на кінцях лінії проводу ємності у *П-подібній* схемі заміщення (См) складуть:

$$\frac{B}{2} = \frac{B_o \cdot l}{2}. \quad (30)$$

Для знаходження активної складової поперечної провідності ПЛ використовують значення сумарних для трьох фаз на 1 км лінії питомих втрат на корону  $\Delta P_{KO}$  (кВт/км), які визначаються при номінальній лінійній напрузі (кВ)  $U_H$  (Додаток 13).

Оскільки

$$\Delta P_{KO} = U_H^2 \cdot G_o \cdot 10^3,$$

де  $G_o$  – погонна активна поперечна провідність (См/км), то

$$G_o = \frac{\Delta P_{KO} \cdot 10^{-3}}{U_H^2}. \quad (31)$$

Звідси зосереджені на кінцях лінії активні поперечні провідності (См) складуть

$$\frac{G}{2} = \frac{G_o \cdot l}{2}. \quad (32)$$

Користуючись схемою заміщення, знаходять втрати потужності в поперечних провідностях  $\underline{y}/2$  на кінцях лінії при ненормальних значеннях напруги за формулою

$$\Delta \underline{S}_{\text{ПОПЕР}} = \frac{U^2 \cdot y^*}{2} = \frac{U^2 (G - jB)}{2}. \quad (33)$$

При виконанні лабораторної роботи слід враховувати, що дві ПЛ включені паралельно. У цьому випадку розрахункові значення параметрів одержують шляхом паралельного з'єднання відповідних поздовжніх опорів і поперечних провідностей схем заміщення кожної ПЛ.

б) *Розрахуємо параметри режиму роботи мережі живлення.* Це питання досить детально розглянуто в лекційних матеріалах та поясненнях до них. При виконанні лабораторної роботи потрібно виконати один крок ітераційного процесу розрахунку напруг у вузлах.

Напругу на кінці живлення лінії варто вважати заданою і рівною  $U_1^{\text{II}} = U_{\text{НОМ}}$  для режимів максимального й мінімального навантажень. Складають схему заміщення для розрахунку режиму мережі (рис. 3). Схема є еквівалентною, тому параметри схеми повинні враховувати дві лінії і два трансформатори.

Розрахунок даного кроку ітераційного процесу виконують у два етапи.

**1 етап.** В якості першого наближення приймають напругу на приймальному кінці лінії рівною номінальній  $U_2^{\text{II}} = U_{\text{Н}}$ . Визначають потужність наприкінці лінії:

$$\underline{S}_{\text{Л}}^{\text{К}} = \underline{S}_{\text{Р}} + 2\Delta \underline{S}_{\text{ПОПЕР}}. \quad (34)$$

Знаходять втрати потужності в лінії за даними параметрів кінця лінії:

$$\Delta \underline{S}_{\text{Л}} = \frac{(P_{\text{Л}}^{\text{К}})^2 + (Q_{\text{Л}}^{\text{К}})^2}{(U_2^{\text{II}})^2} (R_{\text{Л}}^{\text{Е}} + jX_{\text{Л}}^{\text{Е}}). \quad (35)$$

Потужність лінії на початку:

$$\underline{S}_{\text{Л}}^{\text{П}} = \underline{S}_{\text{Л}}^{\text{К}} + \Delta \underline{S}_{\text{Л}}. \quad (36)$$

Номер відгалуження, на якому повинен працювати трансформатор в  $i$ -му режимі,

$$N_i = \frac{W_i \cdot 100}{E_{\text{СТ}} \%}, \quad (45)$$

де  $E_{\text{СТ}}\%$  – рівень регулювання напруги трансформатора, %.

Отримані номери  $N_i$  округляють до найближчих стандартних.

При виборі значень  $U_{iB}^{\text{CH}}$  слід враховувати необхідність зустрічного регулювання напруги. При виконанні завдання можна прийняти:  $U_{1B}^{\text{CH}} = (1,05 - 1,1)U_{\text{НОМ}}^{\text{CH}}$ ;  $U_{2B}^{\text{CH}} = U_{\text{НОМ}}^{\text{CH}}$ .

Після вибору відгалужень РПН виконують розрахунок фактичних значень напруг (СН і НН).

Визначають фактичні коефіцієнти трансформації:

$$K_{\text{ТР}i}^{\text{В-С}} = \frac{U_{\text{ТР.НОМ}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ТР.НОМ}}^{\text{СН}} (1 + N_i \cdot E_{\text{СТ}} / 100)}; \quad K_{\text{ТР}}^{\text{В-Н}} = \frac{U_{\text{ТР.НОМ}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{ТР.НОМ}}^{\text{НН}}}. \quad (46)$$

Знаходять фактичну напругу на шинах СН і НН:

$$U_{\text{ФАКТ}i}^{\text{СН}} = \frac{U_i^{\text{СН}'}}{K_{\text{ТР}i}^{\text{В-С}}}; \quad U_{\text{ФАКТ}i}^{\text{НН}} = \frac{U_i^{\text{НН}'}}{K_{\text{ТР}}^{\text{В-Н}}}.$$

$$\Delta W'' = (N_T \cdot \Delta P_{XX} + N_L \cdot \Delta P_{K.O} \cdot l) \cdot 8760, \quad (42)$$

де  $N_L$  й  $N_T$  – число включених ПЛ і автотрансформаторів ( $N_L = 2$ ,  $N_T = 2$ );

8760 – число годин за рік.

8) *Виконаємо регулювання напруги.* В автотрансформаторах 220-330 кВ (Додаток 9) регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН  $\pm 6 \times 2\%$  на стороні СН. Із цією метою на стороні НН можуть бути застосовані додаткові вольтододаткові трансформатори, лінійні регулятори (ЛГР) або регульовані джерела реактивної потужності.

З розрахунку режиму при максимальних і мінімальних навантаженнях відома приведена до ВН напруга на шинах СН,  $U_1^{CH1}$  і  $U_2^{CH1}$  відповідно.

Відносне число витків РПН на стороні СН  $W$  можна знайти з виразу для бажаного коефіцієнта трансформації автотрансформатора:

$$K_{TP.ж} = \frac{U^{CH'}_{iB}}{U^{CH}_{iB}} = \frac{U^{BH}_{TP.HOM}}{U^{CH}_{TP.HOM} (1 + W_i)}, \quad i = 1, 2, \quad (43)$$

де  $i = 1$  – режим максимальних, а  $i = 2$  – режим мінімальних навантажень відповідно;

$U_{iB}^{CH}$  – бажане значення напруги на стороні СН трансформатора в  $i$ -му режимі;  $U_{TP.HOM}^{BH}$  і  $U_{TP.HOM}^{CH}$  – номінальне значення ВН і СН трансформатора.

Отже

$$W_i = \frac{U_{TP.HOM}^{BH} \cdot U_{iB}^{CH}}{U_{TP.HOM}^{CH} \cdot U_i^{CH'}} - 1. \quad (44)$$

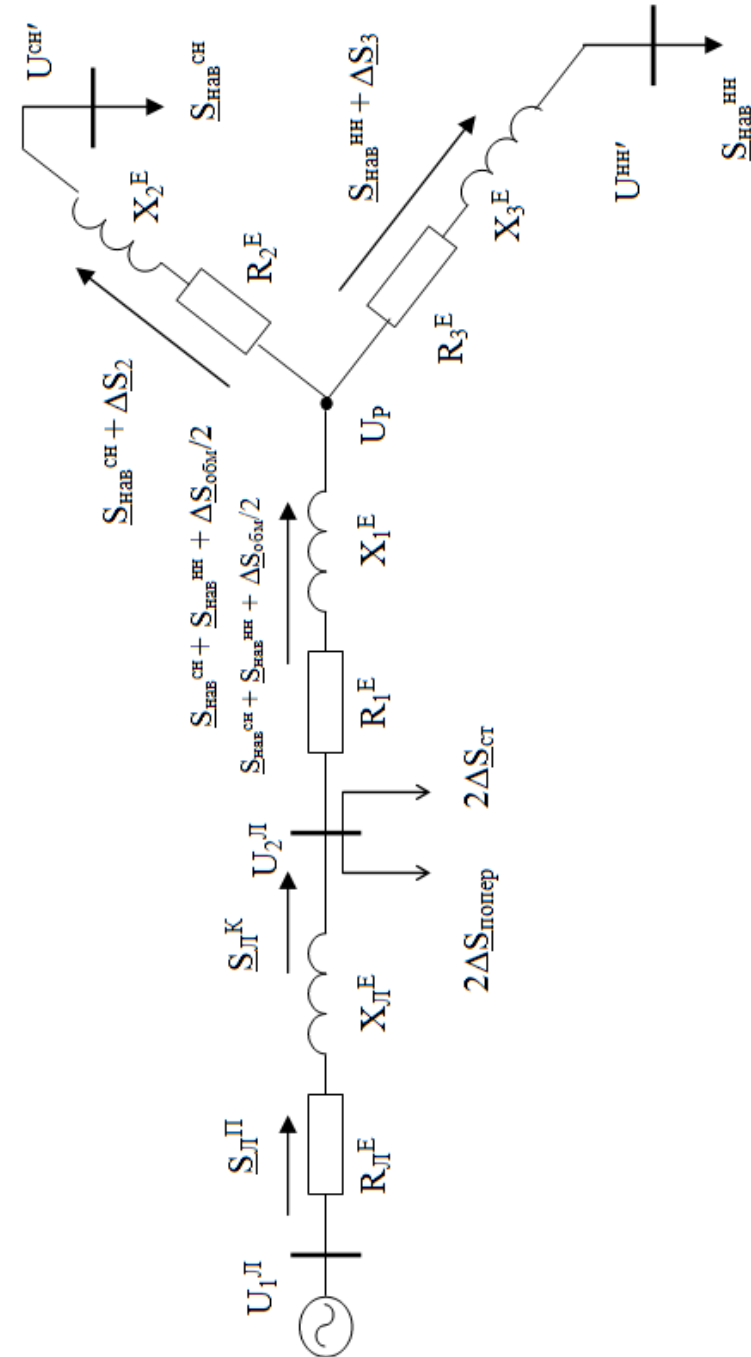


Рисунок 3 - Розрахунок режиму мережі

**2 етап.** Виконують для випадку за даними параметрів початку лінії. Визначають складові спадання напруги в лінії:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{Л}^{II} \cdot r_{Л} + Q_{Л}^{II} \cdot x_{Л}}{U_1^{II}}, \quad \delta U_{12} = \frac{P_{Л}^{II} \cdot x_{Л} - Q_{Л}^{II} \cdot r_{Л}}{U_1^{II}}. \quad (37)$$

Напруга наприкінці лінії:

$$U_2^{II} = \sqrt{(U_1^{II} - \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2}. \quad (38)$$

За формулами, аналогічними (37) і (38), знаходять напруги в точці розгалуження гілок  $U_p$  і приведені до ВН напруги на сторонах середньої ( $U^{CH1}$ ) і низької ( $U^{HH1}$ ) напруги.

Розрахунок виконують для режиму максимальних і мінімальних навантажень. При розрахунках слід врахувати, що навантаження ПС на стороні НН постійне, а на стороні СН змінюється за графіком навантаження (див. рис.2).

7) *Будуємо графіки навантаження та визначаємо втрати електроенергії.* У зв'язку з тим, що графіки навантаження на стороні СН і НН ПС відрізняються один від одного, будуть відрізнятися і графіки навантаження елементів схеми. Так, добові графіки навантаження для обмоток СН і НН і відповідних гілок схеми заміщення АТ рівні заданим, а для обмотки ВН АТ і ПЛ добовий графік навантаження буде дорівнювати сумі графіків навантаження обмоток СН і НН. У зв'язку з цим річні графіки навантаження для елементів схеми теж будуть різними. При виконанні завдання необхідно побудувати три річних графіки навантаження за тривалістю: для обмотки НН АТ; обмотки СН АТ; обмотки ВН АТ і ПЛ. При побудові слід прийняти допущення про рівність графіків навантаження для літніх і зимового робочих днів заданим. При цьому тривалість навантаження за рік у годинах можна обчислити, помноживши тривалість

відповідного навантаження за добу на число днів у році, тобто на 365.

З побудованих трьох графіків навантаження за тривалістю визначають число годин використання максимального навантаження для елементів схеми:

$$T_{Mi} = \int_0^{8760} \frac{S(t)}{S_{MAX}} dt. \quad (39)$$

Щоб знайти час максимальних втрат для елементів схеми  $\tau_i$ , східчасту криву графіка навантаження за тривалістю  $S(t)$  перебудовують у квадратичну, тобто будують функцію  $S^2(t)$ . Із квадратичної східчастої кривої знаходять  $\tau_i$ :

$$\tau_i = \int_0^{8760} \left( \frac{S_i(t)}{S_{iMAX}} \right)^2 dt \quad (40)$$

для відповідних поздовжніх елементів схеми заміщення електропередачі.

При обчисленні втрат електроенергії в електропередачі за рік слід визначити втрати електроенергії, які залежать від навантаження  $\Delta W'$ , і втрати електроенергії, які не залежать від навантаження  $\Delta W''$ .

Втрати енергії, що залежать від навантаження, визначають як суму втрат електроенергії в поздовжніх елементах схеми заміщення електропередачі:

$$\Delta W' = \sum_i R_i \frac{S_{iMAX}^2}{U_i^2} \cdot \tau_i. \quad (41)$$

Втрати енергії, що не залежать від навантаження, визначають за втратами потужності в сталі автотрансформаторів –  $\Delta P_{XX}$  і втратами на корону ПЛ електропередачі –  $\Delta P_{KO}$ :