

**МІНІСТЕРСТВО ВНУТРІШНІХ СПРАВ УКРАЇНИ  
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ВНУТРІШНІХ СПРАВ  
КРЕМЕНЧУЦЬКИЙ ЛЬОТНИЙ КОЛЕДЖ**

**Кафедра кафедри енергозабезпечення і систем управління**

**МЕТОДИЧНІ МАТЕРІАЛИ  
ДО ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ**  
навчальної дисципліни «Електричні системи і мережі»  
обов'язкових компонент  
освітньо-професійної програми першого (бакалаврського) рівня  
вищої освіти

***141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(Електромеханіка)***

**Кременчук 2023**

**ЗАТВЕРДЖЕНО**

Науково-методичною радою  
Харківського національного  
університету внутрішніх справ  
Протокол від 30.08.2023 № 7

**СХВАЛЕНО**

Методичною радою  
Кременчуцького льотного коледжу  
Харківського національного  
університету внутрішніх справ  
Протокол від 28.08.2023 № 1

**ПОГОДЖЕНО**

Секцією Науково-методичної ради  
ХНУВС з технічних дисциплін  
Протокол від 29.08.2023 № 7

Розглянуто на засіданні циклової комісії авіаційного і радіоелектронного обладнання, протокол від 28.08.2023 № 1.

***Розробник:***

*Викладач циклової комісії авіаційного і радіоелектронного обладнання, к.т.н., доцент, викладач вищої категорії, Шокарьов Д.А.*

***Рецензенти:***

- 1. К.т.н., спеціаліст вищої категорії, викладач-методист циклової комісії авіаційного і радіоелектронного обладнання Шмельов Ю. М.*
- 2. К.т.н., професор, завідувач кафедрою електричних станцій Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» Лазуренко О.П.*

## Структура навчальної дисципліни

### Розподіл часу навчальної дисципліни за темами (заочна форма навчання)

Номер та назва навчальної теми	Кількість годин відведених на вивчення навчальної дисципліни						Вид контролю
	Всього	з них:					
		Лекції	Семінарь	Практичн	Лаборато	Самостійн	
Тема №1 Вступ. Загальна характеристика електричних систем і мереж.	12	1	0	0,5	0	21	
Тема №2 Конструкції ліній електричних мереж.	12	1	0	0,5	0	21	
Тема №3 Характеристики й параметри елементів електричних мереж.	12	1	0	0,5	0	21	К/р на 15 хвил.
Тема №4 Розрахунки режимів електричних мереж з одним джерелом живлення.	12	1	0	0,5	0	21	К/р на 15 хвил.
Тема №5 Фізичні основи методів розрахунку режимів замкнутих електричних мереж.	12	1	0	1	0	21	
Тема №6 Основи проектування електричних мереж.	12	1	0	0,5	0	21	К/р на 15 хвил.
Тема №7 Характеристики експлуатаційних властивостей елементів електричних систем.	12	1	0	0,5	0	20	
Тема №8 Регулювання частоти й активної потужності в електроенергетичній системі.	12	1	0	0,5	0	20	К/р на 15 хвил.

<b>Тема №9</b> Регулювання напруги й реактивної потужності в електроенергетичній системі.	12	1	0	0,5	0	20	<b>К/р на 15 хвил.</b>
<b>Тема №10</b> Основи оптимізації режимів електроенергетичних систем і мереж.	24	1	0	1	0	20	
<b>Всього за семестр № 2:</b>	<b>120</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>104</b>	<b>залік</b>

## **Методичні вказівки до практичних занять**

### **Тема 1. Розрахунок електричних навантажень**

**Практичне заняття за темою № 1. Розрахунок електричних навантажень**

Навчальна мета заняття :Відпрацювання практичних навиків, розрахунок електричних навантажень

Кількість годин - 1 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### ***Навчальні питання:***

1. Класифікація електричних мереж.
2. Переваги об'єднання енергосистем у Єдину енергосистему. Особливості енергосистем.

Література: 1-5.

#### **План проведення заняття:**

**I.** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

#### **II.** Основна частина заняття.

Під час розрахунку електричних навантажень в системі електропостачання, виділяють шість характерних рівнів (рис. 1.1), які відрізняються за характером електроспоживання і, відповідно, способом розрахунку.

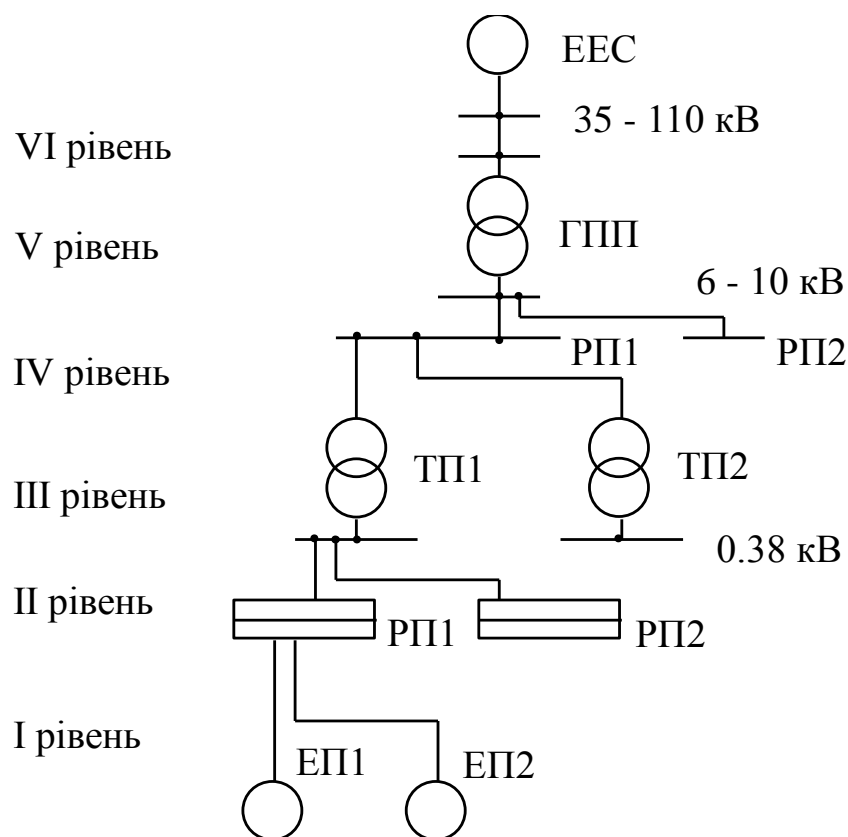


Рисунок 1.1 – Рівні електропостачання:

VI – лінії 110 (35) кВ;

V – шини ГПП 10 (6) кВ;

IV – шини РП 10 (6) кВ;

III – шини 0,38 кВ ТП;

II – розподільні щити, пункти, шинопроводи;

I – окремі електроприймачі.

Розрахунок електричних навантажень виконується знизу вгору в два етапи [1]: спочатку визначають навантаження цехів і підприємства в цілому, потім вибирають схеми електропостачання і визначають розрахункові навантаження для кожної конкретної лінії електропередач. Допускається спочатку скласти схему цехової мережі і на її основі виконати розрахунок електричних навантажень цехової мережі.

### 1.1 Розрахунок навантажень цехової мережі

Розрахункові навантаження окремих електроприймачів (ЕП) або ліній, від яких живляться два чи три ЕП (I рівень), приймаються рівними номінальним

$$P_M = P_H, \quad Q_M = P_M \operatorname{tg} \varphi_H,$$

де  $P_H$  – номінальна активна потужність ЕП;

$\operatorname{tg} \varphi_H$  – номінальний коефіцієнт реактивної потужності.

Номінальні величини визначають за паспортними даними ЕП. В разі відсутності паспортних даних, приймають  $\operatorname{tg} \varphi_H = 0,75$  – для ЕП тривалого режиму роботи і  $\operatorname{tg} \varphi_H = 0,87$  – для ЕП повторно-короткочасного.

Для ЕП повторно-короткочасного режиму номінальна потужність приводиться до тривалого режиму роботи

$$P_H = P_{\text{пасп.}} \cdot \sqrt{T_{\text{ПВ.пасп.}}},$$

де  $P_{\text{пасп.}}$ ,  $T_{\text{ПВ.пасп.}}$  – паспортні номінальна потужність і відносна тривалість повторного ввімкнення.

На II і III рівнях електропостачання використовують метод упорядкованих діаграм, розроблений Г.М. Каяловим [1,2].

ЕП кожного розподільного пункту або шинопровода поділяють на дві групи: ЕП зі змінним графіком навантаження (група А) і ЕП з практично постійним графіком навантаження (група Б).

Розрахункові навантаження визначають за формулами:  
для групи А:

$$P_M = K_M \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi}, \quad Q_M = \begin{cases} 1,1 \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Ci} & \text{при } n_e \leq 10, \\ \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Ci} & \text{при } n_e > 10; \end{cases}$$

для групи Б:

$$P_M = K_M \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi}; \quad Q_M = K_M \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Ci},$$

де  $K_M$  – коефіцієнт розрахункового максимуму активної потужності;  
 $n_e$  – ефективне число ЕП.

В табл. 1.1 та 1.2 [3] наведені значення коефіцієнта розрахункового максимуму відповідно для цехових мереж, що відповідають постійній часу нагрівання провідників  $T_0 = 10$  хв. (II рівень електропостачання), та для цехових трансформаторів і магістральних шинопроводів, що відповідають постійній часу нагрівання провідників  $T_0 = 2,5$  год (III рівень електропостачання). Для кабельних ліній розподільних мереж напругою 10 (6) кВ, постійна часу нагрівання яких дорівнює 30 хв., (IV рівень електропостачання) коефіцієнт розрахункового максимуму приймається рівним одиниці.

Груповий коефіцієнт використання та ефективне число ЕП визначаються за формулами

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi}}{\sum_{i=1}^n P_{Hi}}; \quad n_e = \frac{\left( \sum_{i=1}^n P_{Hi} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{Hi}^2}.$$

Розраховане значення  $n_e$  округляється до найближчого меншого цілого числа.

Ефективне число ЕП можна визначити за наближеними формулами:

$$n_e \approx \begin{cases} n & \text{при } m \leq 3, \text{ або при } n_e > n; \\ \frac{2P_H}{P_{H.\text{найб}}} & \text{при } m > 3 \text{ і } K_B \geq 0,2, \end{cases}$$

де  $P_H$  – номінальна потужність всіх ЕП;  $m$  – відношення номінальних потужностей найбільшого і найменшого за потужністю ЕП.

Піковий (пусковий) струм:

$$I_{\text{п}} = I_{\text{М}} - k_{\text{В}} I_{\text{Н.найб}} + I_{\text{п.найб}},$$

де  $I_{\text{Н.найб}}$ ,  $I_{\text{п.найб}}$  – номінальний і піковий струми ЕП, з найбільшим піковим струмом. У разі відсутності заводських даних пусковий струм асинхронного електродвигуна з короткозамкнутим ротором або синхронного двигуна може бути прийнятий рівним п'ятикратному номінальному; пусковий струм двигуна постійного струму або асинхронного з фазним ротором повинен прийматися не нижчим від 2,5-кратного номінального струму; піковий струм пічних і електрозварювальних трансформаторів – не меншим від 3-кратного номінального (без приведення до  $T_{\text{ПВ}} = 100\%$ ).

Розрахунок навантажень виконується в таблиці форми Ф636-92 (табл. 1.3).

## 1.2 Приклади розрахунку електричних навантажень

В табл. 1.5 наведений приклад заповнення розрахункової таблиці за формою Ф636-92 для визначення навантажень цехової мережі.

Розрахункові струми на 1 рівні електропостачання, наприклад ЕП1, визначаються за формулою:

$$I_{\text{М}} = \frac{P_{\text{Н}}}{\sqrt{3} U_{\text{Н}} \cos \varphi_{\text{Н}} \cdot \eta_{\text{Н}}} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,92} = 36,7 \text{ А};$$

де  $\eta_{\text{Н}}$  – номінальне значення коефіцієнта корисної дії ЕП.

Значення розрахункових струмів кожного конкретного ЕП визначаються в п. 5.1 і в табл.1.5 не заносяться.

Розрахункові навантаження РП або ШР визначаються в такій послідовності: Для ЕП групи А, наприклад, ШР1

$$K_{\text{В}} = \frac{\sum k_{\text{В}} P_{\text{Н}}}{\sum n P_{\text{Н}}} = \frac{82,2}{436} = 0,19;$$

$$n_{\text{е}} = \frac{(\sum k_{\text{В}} P_{\text{Н}})^2}{\sum n P_{\text{Н}}^2} = \frac{436^2}{14332} = 13.$$

В табл. 1.1 знаходять  $K_{\text{М}} = 1,27$  і обчислюють

$$P_{\text{М}} = K_{\text{М}} K_{\text{В}} P_{\text{Н}} = 1,27 \cdot 82,2 = 104,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{М}} = 1,0 K_{\text{В}} P_{\text{Н}} \operatorname{tg} \varphi = 1 \cdot 97,4 = 97,4 \text{ квар};$$

Знаходять розрахункові навантаження  $P_{\text{М}}$ ,  $Q_{\text{М}}$  ЕП групи Б, підсумовують отримані значення і визначають  $S_{\text{М}}$  та  $I_{\text{М}}$  в цілому для РП або ШР.

Такої ж послідовності дотримуються і при визначенні розрахункових навантажень  $P_{\text{М}}$ ,  $Q_{\text{М}}$ ,  $S_{\text{М}}$ ,  $I_{\text{М}}$  і в цілому по цеху.

Розрахункові навантаження цеху, що відповідають постійній часу  $T_0 = 2,5$  год. і використовуються для вибору цехових трансформаторів та магістральних шинопроводів, визначаються в такій послідовності:

а) розраховують навантаження цеху в цілому



$$K_B = \frac{\sum k_{Bi} p_{Hi}}{\sum p_{Hi}} = \frac{526,4}{2330} = 0,23;$$

$$n_e = \frac{(\sum p_{Hi})^2}{\sum p_{Hi}^2} = \frac{2330^2}{96388} = 56;$$

б) з таблиці 1.2 знаходять значення  $K_M = 0,85$ . Розрахункові навантаження на шинах 0,38 кВ ТП

$$P_M = K_M K_B P_H = 0,7 \cdot 752 = 526,4 \text{ кВт};$$

$$Q_M = K_M K_B P_H \operatorname{tg} \varphi = 0,7 \cdot 637 = 446 \text{ квар};$$

$$S_M = \sqrt{(P_M^2 + Q_M^2)} = \sqrt{526,4^2 + 446^2} = 690 \text{ кВА}.$$

**III.** Заключна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань.  
Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

## **Тема 2. Розрахунок потужності трансформаторів ГПП**

### **Практичне заняття за темою № 2. Розрахунок потужності трансформаторів ГПП**

Навчальна мета заняття :Відпрацювання практичних навиків, розрахунок потужності трансформаторів ГПП

Кількість годин - 1 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### **Навчальні питання:**

1. Схеми заміщення двухобмоточних трансформаторів.
  2. Втрати потужності в двухобмоточних трансформаторах.
  3. Схеми заміщення трьохобмоточних трансформаторів і автотрансформаторів.
- Література: 1-5.

#### **План проведення заняття:**

**I.** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

#### **II.** Основна частина заняття.

На ГПП звичайно встановлюють два однакових трансформатори такої потужності, щоб у разі виходу з ладу одного з них, другий трансформатор забезпечив роботу основних споживачів на період відновлення пошкодженого. При цьому враховується як перевантажувальна здатність трансформаторів, так і можливість обмеження споживачів без збитків для основної діяльності підприємства. Встановлення на підстанції одного трансформатора дозволяється у випадку, якщо буде забезпечена необхідна надійність електропостачання.

Споживачі I категорії повинні житися від двох незалежних джерел з автоматичним увімкненням резервного живлення. Тому для таких підприємств обов'язково передбачається встановлення двох трансформаторів.

Для споживачів II і III категорій установка одного трансформатора допустима, якщо можливим є забезпечення живлення основних споживачів від резервного джерела, наприклад, на напрузі 6, 10 кВ.

Потужність трансформаторів ГПП визначається на основі очікуваного навантаження на розрахунковий період тривалістю 5 років. Вибір трансформаторів виконується з урахуванням допустимого навантаження в нормальному режимі та при аварійних перевантаженнях.

Необхідну номінальну потужність трансформаторів визначають для одотрансформаторних підстанцій за формулою [6]:

$$S_{НОМ.Т} \geq S_{СМ} \approx (0,75 \div 0,8)S_M,$$

де 0,75-0,8 – значення коефіцієнта заповнення графіка навантаження найбільш

завантаженої зміни підприємств, отримані на основі статистичного обстеження підстанцій різних підприємств. Вибраний трансформатор перевіряється на допустимість систематичних перевантажень в години максимальних навантажень.

Номінальну потужність трансформаторів двотрансформаторних підстанцій вибирають з умови

$$S_{НОМ.Т} \geq (0,5 \div 0,7)S_M.$$

Вибрані трансформатори перевіряють на можливість роботи в умовах аварійних перевантажень при відключенні одного з них.

Навантажувальна здатність трансформаторів регламентується ГОСТ 14209–85, згідно з яким:

а) допускаються такі систематичні перевантаження трансформаторів, за яких температура масла не перевищить  $\Theta_{М.МАХ} = 95^{\circ}\text{C}$ , а температура найбільш нагрітої точки обмотки не перевищує  $\Theta_{ННТ.МАХ} = 140^{\circ}\text{C}$ ;

б) допускаються такі аварійні перевантаження трансформаторів, за яких температура масла перевищить  $\Theta_{М.МАХ} = 115^{\circ}\text{C}$ , а температура найбільш нагрітої точки обмотки не перевищує  $\Theta_{ННТ.МАХ} = 160^{\circ}\text{C}$ ;

в) допускаються такі навантаження, за яких знос виткової ізоляції не перевищить нормального зносу, який відповідає базовим температурам  $\Theta_{М.НОМ} = 75^{\circ}\text{C}$ ;  $\Theta_{ННТ.НОМ} = 98^{\circ}\text{C}$  (для виткової ізоляції класу А за нагрівостійкістю) і при якому термін служби трансформатора становить 25 років.

Температуру масла в верхніх шарах, де вона найбільша, для усталеного навантаження можна розрахувати за формулою:

$$\Theta_M = \Theta_{ОХЛ} + \Theta_{М.НОМ} \left( \frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^x$$

де  $\Theta_{ОХЛ}$  – температура навколишнього середовища;

$\Theta_{М.НОМ}$  – номінальне перегрівання масла ( $U_{М.НОМ} = 55^{\circ}\text{C}$ );

$K$  – коефіцієнт завантаження;

$d, x$  – емпіричні коефіцієнти ( $d = 5$ ;  $x = 0,9$  – для трансформаторів з системами охолодження М та Д; та  $x = 1$  – для трансформаторів з системами охолодження ДЦ та Ц).

Максимальне значення температури масла під час перевантаження трансформатора тривалістю  $h$

$$\Theta_{М.г} = \Theta_{М.К1} e^{-\frac{h}{\tau}} + \Theta_{М.К2} \left( 1 - e^{-\frac{h}{\tau}} \right),$$

де  $\tau$  – постійна часу нагрівання масла ( $\tau = 3\text{ год.}$  – для трансформаторів з системами охолодження М та Д;  $\tau = 2\text{ год.}$  – для трансформаторів з системами

оохолодження ДЦ та Ц).

Температура найбільш нагрітої точки обмотки визначається за формулою:

$$\Theta_{HNT} = \Theta_M + \Theta_{HNT.HOM} \cdot K^y,$$

де  $\Theta_{HNT.HOM}$  – номінальне перегрівання обмотки ( $U_{HNT.HOM} = 23^\circ\text{C}$ );

$y$  – емпіричний коефіцієнт ( $y = 1,6$  – для трансформаторів з системами оохолодження М та Д;  $y = 1,4$  – для трансформаторів з системами оохолодження ДЦ та Ц).

В ГОСТі 14209-85 встановлені допустимі систематичні та аварійні перевантаження, значення і тривалість яких залежать від температури повітря, системи оохолодження трансформатора і його попереднього навантаження (табл. 2.1 – 2.3).

Середні орієнтовні значення температури для різних міст наведені в ГОСТі 14209-85. Для Вінниці середня річна температура становить плюс  $10,7^\circ\text{C}$ , зимова – мінус  $4,9^\circ\text{C}$ , літня – плюс  $17,8^\circ\text{C}$ .

Таблиця 2.1 – Максимально допустимі систематичні перевантаження при температурі повітря плюс  $10^\circ\text{C}$

$h$ , год	Трансформатори типу М та Д								Трансформатори типу ДЦ							
	при значеннях $K_1=0,25\div 1,0$								при значеннях $K_1=0,25\div 1,0$							
	0,2 5	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,2 5	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,8</u> 4	<u>1,7</u> 4	<u>1,6</u> 9	<u>1,6</u> 7	<u>1,6</u> 4	<u>1,6</u> 1	<u>1,5</u> 7	<u>1,5</u> 2	1,4 4
1,0	+	+	+	<u>2,0</u> 0	<u>1,9</u> 4	<u>1,8</u> 6	<u>1,7</u> 6	<u>1,6</u> 0	<u>1,5</u> 7	<u>1,5</u> 5	<u>1,5</u> 4	<u>1,5</u> 2	1,4 9	1,4 6	1,4 2	1,3 5
2,0	<u>1,7</u> 6	<u>1,7</u> 3	<u>1,7</u> 0	<u>1,6</u> 7	<u>1,6</u> 3	<u>1,5</u> 8	<u>1,5</u> 1	1,4 0	1,4 1	1,4 0	1,3 9	1,3 8	1,3 6	1,3 4	1,3 1	1,2 6
4,0	1,4 6	1,4 4	1,4 3	1,4 1	1,3 9	1,3 6	1,3 2	1,2 5	1,2 8	1,2 7	1,2 7	1,2 6	1,2 5	1,2 4	1,2 2	1,1 9
6,0	1,3 3	1,3 2	1,3 1	1,3 0	1,2 9	1,2 7	1,2 4	1,2 0	1,2 1	1,2 1	1,2 1	1,2 0	1,2 0	1,1 9	1,1 8	1,1 5
8,0	1,2 6	1,2 6	1,2 5	1,2 4	1,2 3	1,2 2	1,2 0	1,1 7	1,1 8	1,1 8	1,1 7	1,1 7	1,1 7	1,1 6	1,1 5	1,1 3
12, 0	1,1 9	1,1 9	1,1 8	1,1 8	1,1 7	1,1 6	1,1 5	1,1 3	1,1 4	1,1 4	1,1 4	1,1 3	1,1 3	1,1 3	1,1 2	1,1 1
24, 0	1,0 8	1,0 8	1,0 8	1,0 8	1,0 8	1,0 8	1,0 8	1,0 8	1,0 7	1,0 7	1,0 7	1,0 7	1,0 7	1,0 7	1,0 7	1,0 7

Примітка: підкреслені навантаження і навантаження позначені  $+(2,0)$  допустимі при погодженні з підприємствами – виготовлювачами трансформаторів.

Таблиця 2.2 – Допустимі аварійні перевантаження трансформаторів незалежно від  $K_1$

$h$ ,	Трансформатори типу М та Д, $^\circ\text{C}$	Трансформатори типу ДЦ, $^\circ\text{C}$
-------	----------------------------------------------	------------------------------------------

год	-20	-10	0	10	20	30	40	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4
1,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,4	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3
2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3
4,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
6,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
12,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2

Таблиця 2.3 – Допустимі аварійні перевантаження трансформаторів при  $K_1=0,8$

$h$ , год	Трансформатори типу М та Д, °С							Трансформатори типу ДЦ, °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4
2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
4,0	1,8	1,7	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3
6,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
12,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2

Під час визначення допустимого аварійного перевантаження для трансформаторів з номінальною напругою 220 кВ і вище вводиться поправка на температуру охолоджувального середовища - додається 20 °С.

Якщо відсутній графік навантаження трансформатора, то час його аварійного перевантаження, незалежно від температури охолоджувального середовища, визначається за двоступеневим графіком з коефіцієнтом попереднього навантаження не вищим ніж 0,95 і коефіцієнтом перевантаження 1,4. В такому режимі трансформатор може працювати не більше п'яти діб з тривалістю перевантаження, що не перевищує 6 годин. За наявності графіка навантаження, його перетворення в еквівалентний двоступінчастий графік та визначення коефіцієнтів попереднього навантаження  $K_1$  і перевантаження  $K_2$  виконується в такій послідовності:

а) на графіку очікуваного навантаження проводять лінію номінальної потужності трансформатора  $S_{НОМ.Т}$ ;

б) за перетином лінії номінальної потужності з графіком навантаження виділяють інтервал часу перевантаження тривалістю  $h$ ;

в) розраховують коефіцієнти початкового навантаження і перевантаження за формулами

$$K_1 = \frac{1}{S_{HOM.T}} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad K_2' = \frac{1}{S_{HOM.T}} \sqrt{\frac{\sum S_j^2 \cdot \Delta h_j}{\sum \Delta h_j}},$$

де  $S_i$  – потужність навантаження на  $i$ -й сходинці графіка ( $S_i \leq S_{HOM.T}$ );

$S_j$  – потужність навантаження на  $j$ -й сходинці графіка ( $S_j > S_{HOM.T}$ );

$\sum \Delta h_j = h$  – тривалість перевантаження;

г) отримане значення  $K_2'$  порівнюють з  $K_{MAX}$  графіка навантаження  $K_{MAX} = S_M(S_{HOM.T})$ ; якщо  $K_2' \geq 0,9K_{MAX}$ , то приймають  $K_2 = K_2'$  і  $h = h$ ; якщо  $K_2' < 0,9K_{MAX}$ , то приймають  $K_2 = 0,9K_{MAX}$ , а тривалість перевантаження в цьому випадку корегують за формулою:

$$h = \frac{(K_2')^2 h'}{(0,9K_{max})^2}.$$

## 2.2 Вибір цехових ТП

При визначенні числа і потужності трансформаторів цехових ТП враховують:

а) надійність електропостачання, зокрема для споживачів I категорії доцільно використовувати двотрансформаторні ТП;

б) економічність цехових і заводської мереж;

в) доцільність уніфікації підстанцій (однотипність підстанцій забезпечує можливість використання меншого числа резервних трансформаторів).

Потужність трансформаторів однострансформаторних ТП визначають з умов допустимості систематичних перевантажень

$$S_{HOM.T} \geq \frac{S_P}{N},$$

де  $S_P$  – розрахункова потужність на шинах 0,4 кВ ТП (рівень III);

$N$  – число підстанцій.

Потужність трансформаторів двотрансформаторних ТП вибирають з умови допустимості післяаварійних перевантажень

$$S_{HOM.T} \geq \frac{S_P}{N \cdot 2 \cdot k_3},$$

де  $k_3$  – коефіцієнт завантаження трансформаторів.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів приймають рівним  $0,7 \div 0,75$  – при переважанні споживачів I категорії і  $0,8 \div 0,85$  – при переважанні споживачів II, III категорій.

Потужність і число цехових ТП істотно впливають на техніко-економічні

показники як заводської, так і цехових мереж. Встановлено, що при виборі вирішальним є вплив цехових мереж.

На основі експериментальних досліджень обґрунтовано, що номінальну потужність цехових ТП доцільно вибирати за питомою густиною навантаження на 1 м<sup>2</sup> площі цеху ( $S_{ПИТ}$ ). При  $S_{ПИТ} < 0,4$  кВ·А/м<sup>2</sup> більш раціональним є використання одотрансформаторних ТП. Інтервали економічних потужностей трансформаторів

$$S_{НОМ.Т} = \begin{cases} 630, 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А} & \text{при } S_{ПИТ} < 0,2 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2; \\ 1600 \text{ кВ} \cdot \text{А} & \text{при } S_{ПИТ} = 0,2 \div 0,3 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2; \\ 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А} & \text{при } S_{ПИТ} = 0,3 \div 0,4 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2. \end{cases}$$

При  $S_{ПИТ} > 0,4$  кВ·А/м<sup>2</sup> доцільно застосовувати двотрансформаторні підстанції незалежно від категорії надійності електропостачання.

Виходячи з цього, рекомендується така послідовність визначення числа і потужності ТП:

а) визначають економічний ступінь потужності трансформаторів  $S_{НОМ.Т}$  в залежності від густини навантаження ( $S_{ПИТ} = S_{\Sigma} / F_{\Sigma}$ , де  $S_{\Sigma}$  – сумарне навантаження цехів при напрузі 0,38 кВ ( $S_{\Sigma} = \sum S_{p,k}$ ));

б) визначають економічне число підстанцій за формулами

$$N_{ЕК} \geq \frac{S_{\Sigma}}{S_{НОМ.Т}} \text{ або } N_{ЕК} \geq \frac{S_{\Sigma}}{2 \cdot S_{НОМ.Т} \cdot k_3};$$

в) розподіляють ТП між цехами і визначають їх фактичні коефіцієнти завантаження.

### 2.3 Вибір місць для розміщення підстанцій

Для вибору місць розташування підстанцій будується картограма і визначається центр електричних навантажень підприємства. Картограму навантажень будують на кресленні генерального плану підприємства. Навантаження кожного з цехів зображається кругом, площа якого пропорціональна розрахунковій активності потужності

$$P_{Mk} = \pi \cdot r_k^2 m_P,$$

де  $r_k$  – радіус круга;

$m_P$  – масштаб побудови.

При графічній побудові центр круга суміщують з геометричним центром зображеного на генплані контуру цеха. Масштаб вибирають таким, щоб побудована картограма наглядно відображала співвідношення потужностей цехів.

Координати центра електричних навантажень (ЦЕН) знаходять за формулами

$$x_0 = \frac{\sum_{k=1}^N P_{Mk} x_k}{\sum_{k=1}^N P_{Mk}}, \quad y_0 = \frac{\sum_{k=1}^N P_{Mk} y_k}{\sum_{k=1}^N P_{Mk}},$$

де  $x_k, y_k$  – координати геометричних центрів об'єктів на генплані підприємства;

$N$  – число об'єктів (цехів).

У випадку рівномірного розподілу навантажень при розміщенні головної понижувальної підстанції в ЦЕН, витрати на спорудження заводської мережі будуть мінімальними.

При розміщенні ГПП необхідно мати на увазі, що для повітряної лінії 110 кВ потрібний коридор шириною 30 м, а також вільна площа для спорудження самої підстанції. Ширина коридору може бути зменшена, якщо для передавання електроенергії по території підприємства застосовувати маслonaповнені кабельні лінії високої напруги [7]. Для прокладання кабельних ліній 110 кВ потрібен коридор шириною 5 м.

В деяких випадках економічно доцільним є використання принципу розбиття (подрібнення), згідно з яким споруджуються не одна а дві ГПП або використовують підстанції глибоких введів ПГВ, які розміщують в ЦЕН окремих виробництв підприємства.

Підприємства невеликої потужності живляться напругою 10(6) кВ. Оскільки напруга зовнішньої і внутрішньої заводських мереж однакова, то для приймання і розподілення електроенергії споруджують центральну розподільну підстанцію (ЦРП) напругою 10(6) кВ. ЦРП розміщують таким чином, щоб не було зворотних перетоків енергії.

## 2.4 Приклади вибору та розміщення підстанцій

**Приклад 2.1** Для трансформатора ТМН – 6300/110 розрахувати температуру масла і найбільш нагрітої точки обмотки під час навантаження  $K_2 = 1,42$ , якщо коефіцієнт попереднього навантаження  $K_1 = 0,8$ , тривалість навантаження  $h = 6$  год., температура навколишнього середовища  $\Theta_{OXI} = 20^\circ\text{C}$ .

**Розв'язування.** Температура масла в усталених режимах навантаження:

$$\Theta_{M.K1} = \Theta_{OXI} + \Theta_{M.HOM} \left( \frac{1 + dK_1^2}{1 + d} \right)^x = 20 + 55 \left( \frac{1 + 5 \cdot 0,8^2}{1 + 5} \right)^{0,9} = 59,9^\circ\text{C};$$

$$\Theta_{M.K2} = \Theta_{OXI} + \Theta_{M.HOM} \left( \frac{1 + dK_2^2}{1 + d} \right)^x = 20 + 55 \left( \frac{1 + 5 \cdot 0,8^2}{1 + 5} \right)^{0,9} = 115,5^\circ\text{C}.$$

Максимальне значення температури масла за тривалістю перевантаження



$h = 6$  год. становить:

$$\Theta_{M.h} = \Theta_{M.K1} e^{-\frac{h}{\tau}} + \Theta_{M.K2} \left( 1 - e^{-\frac{h}{\tau}} \right) = 59,9 e^{-\frac{6}{3}} + 115,5 \left( 1 - e^{-\frac{6}{3}} \right) = 108,0^{\circ}\text{C}.$$

Температура найбільш нагрітої точки обмотки:

$$\Theta_{HNT.h} = \Theta_{M.h} + \Theta_{HNT.HOM} \cdot K_2^y = 108,0 + 23 \cdot 1,42^{1,6} = 148,3^{\circ}\text{C}.$$

Згідно з ГОСТ 14209–85 для післяаварійних режимів такі температури допустимі.

**Приклад 2.2** Вибрати трансформатори ГПП 35/6 кВ підприємства. Розрахункове максимальне навантаження  $S_M = 5,26$  МВ·А.

**Розв’язування.** Номінальна потужність трансформаторів двотрансформаторної ГПП:

$$S_{HOM.T} \geq (0,5 \div 0,7) S_M = (0,5 \div 0,7) 5,26 = 2,63 \div 3,68 \text{ МВ·А}.$$

Вибираємо трансформатори ТМН-4000/35 - 2 шт [1].

Перевіримо допустимість аварійного перевантаження під час виходу з ладу одного трансформатора. Для цього використаємо типовий графік навантаження, який зображено на рис. 2.1.

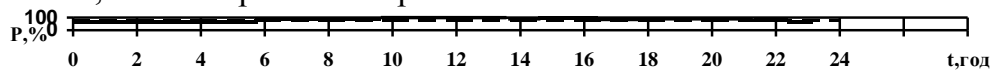


Рисунок 2.1 – Добовий графік навантаження для робочого дня

Проведемо лінію номінального навантаження

$$S_{HOM.T\%} = \frac{S_{HOM.T}}{S_M} \cdot 100 = \frac{4}{5,26} \cdot 100 = 76\%.$$

З графіка випливає, що тривалість перевантаження  $h' = 17$  год. Визначимо коефіцієнт початкового навантаження

$$K_1 = \frac{1}{S_{HOM.T}} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \frac{1}{76} \sqrt{\frac{70^2 \cdot 7}{7}} = 0,92.$$

Коефіцієнт перевантаження (середньоквадратичне значення)

$$K_2' = \frac{1}{S_{HOM.T}} \sqrt{\frac{\sum S_j^2 \cdot \Delta h_j}{\sum \Delta h_j}} = \frac{1}{76} \sqrt{\frac{100^2 \cdot 6 + 90^2 \cdot 8 + 85^2 \cdot 2 + 80^2 \cdot 1}{17}} = 1,22.$$

Максимальне навантаження

$$K_{MAX} = \frac{S_M}{S_{НОМ.Т}} = \frac{5,26}{4,0} = 1,315.$$

Оскільки  $K_2' > 0,9$   $K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,315 = 1,18$ , то приймаємо  $K_2 = K_2' = 1,22$  і  $h = 17$  год.

Порівнюючи значення  $K_2$  з допустимими перевантаженнями, наведеними в табл. 2.2, можна зробити висновок про допустимість аварійних перевантажень вибраних трансформаторів.

Номінальна потужність трансформатора однострансформаторної ГПП вибирається з умови

$$S_{НОМ.Т} \geq (0,75 \div 0,8) S_M = (0,75 \div 0,88) 5,26 = 3,95 \div 4,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Перевіримо можливість застосування одного трансформатора ТМН-4000/35. Максимальний коефіцієнт навантаження  $K_{MAX} = 1,315$  менший ніж  $K_{2C.дон} = 1,5$ . Коефіцієнти  $K_2'$  і  $K_1$  розраховуються так само, як і у випадку двох трансформаторів. Тому  $K_2 = 1,22$  і  $h = 17$  год. З табл. 2.1 видно, що такі систематичні навантаження недопустимі. Тому в цьому випадку необхідно вибрати трансформатор ТМН-6300/35.

**Приклад 2.3** Вибрати число і потужність цехових ТП підприємства. Підприємство належить до III категорії за надійністю електропостачання. Вихідні дані наведені в табл. 2.4.

**Розв'язування.** Визначимо загальне значення максимальної потужності цехів і їх загальну площу

$$S_{\Sigma} = \sum_{i=1}^3 S_{MI} = 557 + 1708 + 1745 = 4010 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

$$F_{\Sigma} = \sum_{i=1}^3 F_I = 3780 + 15120 + 15120 = 34020 \text{ м}^2.$$

Середнє питоме навантаження на 1 м<sup>2</sup> площі

$$S_{ПИТ} = \frac{S_{\Sigma}}{F_{\Sigma}} = \frac{4010}{34020} \approx 0,12 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2.$$

Розглянемо два варіанти спорудження однострансформаторних підстанцій з  $S_{НОМ.Т} = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  та  $S_{НОМ.Т} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ .

1. При  $S_{НОМ.Т} = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  число ТП

$$N_{ЕК} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{ЕК} \cdot k_3} = \frac{4010}{630(0,9 \div 0,95)} = 6,7 \div 7,1 \text{ шт.}$$

Отже, необхідно встановити сім ТП-630 кВ·А. Коефіцієнти завантаження трансформаторів наведені в табл. 2.4.

2. При  $S_{ЕК} = S_{НОМ.Т} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  число ТП

$$N_{ЕК} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{ЕК} \cdot k_3} = \frac{4010}{1000(0,9 \div 0,95)} = 4,2 \div 4,5 \text{ шт.}$$

В цьому випадку треба встановити п'ять ТП. Коефіцієнти завантаження трансформаторів наведені в табл. 2.4.

Оскільки ТП в цеху №1 завантажена лише на 55 відсотків, то в ньому можна встановити ТП 630 кВ·А, залишивши решту підстанцій потужністю 1000 кВ·А.

Таблиця 2.4 – Вибір цехових ТП

Цех	$S_M$ , кВ·А	$F$ , м <sup>2</sup>	$S_{НОМ.Т} = 630$ кВ·А		$S_{НОМ.Т} = 1000$ кВ·А	
			$N$ , шт	$k_3$	$N$ , шт	$k_3$
Цех №1	557	3780	1	0,88	1	0,56
Цех №2	1708	15120	3	0,90	2	0,85
Цех №3	1745	15120	3	0,92	2	0,87
Всього	4010	34020	7		5	

*Для остаточного вибору потрібно провести техніко-економічні розрахунки як цехових, так і заводських мереж.*

**Приклад 2.4** Вибрати місця для розміщення підстанцій. Генеральний план підприємства зображено на рис. 2.2. На підприємстві передбачається спорудження ГПП і п'яти цехових ТП.

Вихідні дані наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахунок картограми навантажень

Цех	Координати цехів		$P_M$ , кВт	$P_{M.O.}$ , кВт	$r_k$ , м
	$X_i$ , м	$Y_i$ , м			
Цех №1	350	100	453	45	54
Цех №2	600	200	1156	180	86
Цех №3	550	500	1452	180	96
Компресорна станція (№4)	150	100	2960	-	137
Всього	6021				

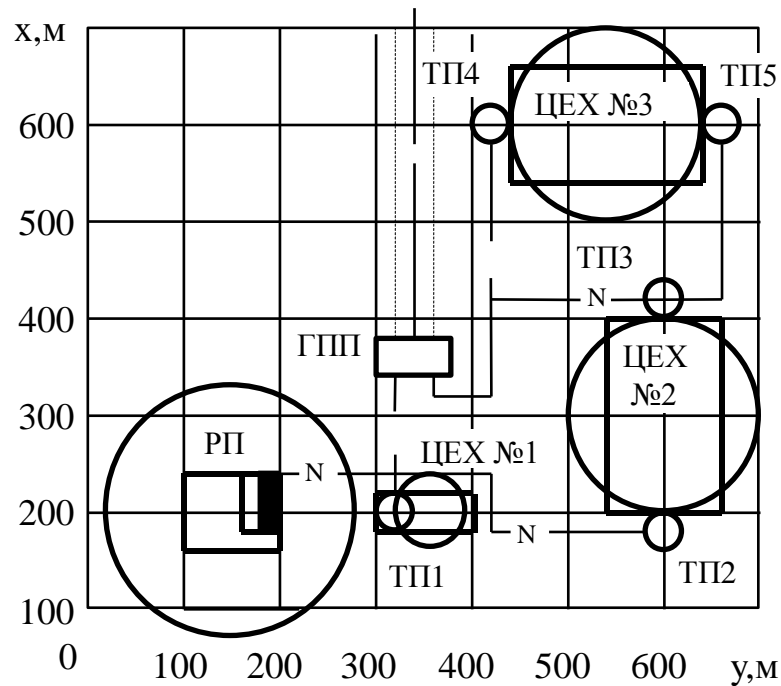


Рисунок 2.2 – План розміщення цехів підприємства

**Розв’язування.** Вибираємо масштаб побудови картограми навантажень. Прийmemo радіус круга навантажень цеху №2  $r_2 \approx 100$  м. Тоді

$$m_P = \frac{P_{M2}}{\pi r_2^2} = \frac{1156}{3,14 \cdot 100^2} = 0,037 \text{ кВт/м}^2.$$

Вибираємо  $m_P = 0,05$  кВт/м<sup>2</sup> ( $m_P$  звичайно вибирають кратним 1, 2, 5).

Визначаємо радіуси кругів при даному масштабі

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{M1}}{\pi m_P}} = \sqrt{\frac{453}{3,14 \cdot 0,05}} = 54 \text{ м.}$$

Аналогічно розраховані радіуси для інших об’єктів (табл. 2.6).

Будуємо картограму навантажень.

Координати центра електричних навантажень

$$x_0 = \frac{\sum_{k=1}^N P_{Mk} x_k}{\sum_{k=1}^N P_{Mk}} = \frac{453 \cdot 350 + 1156 \cdot 600 + 1452 \cdot 550 + 2960 \cdot 150}{453 + 1156 + 1452 + 2960} = 348 \text{ м,}$$

$$y_0 = \frac{\sum_{k=1}^N P_{Mk} y_k}{\sum_{k=1}^N P_{Mk}} = \frac{453 \cdot 100 + 1156 \cdot 200 + 1452 \cdot 500 + 2960 \cdot 100}{453 + 1156 + 1452 + 2960} = 216 \text{ м.}$$

Вирішення питання про розміщення ГПП в центрі електричних навантажень повинно бути погоджено з технологами і будівельниками. На рис.

2.2 показані місце для розміщення ГПП і необхідний коридор для повітряної лінії.

У випадку, якщо питання про розміщення ГПП в ЦЕН не вдається погодити, можливі компромісні рішення щодо зміщення ГПП відносно ЦЕН. При цьому проводиться техніко-економічне обґрунтування найбільш економічно доцільного варіанта.

Для ТП №1 передбачаємо відкриту установку. Цехові ТП № 2-5 виконуємо прибудованими, оскільки приміщення технологічних цехів друкарських фабрик відносять до категорії В за пожежною безпекою. Місця для розміщення ТП вибираємо таким чином, щоб вони з корпусами цехів утворювали єдиний архітектурний ансамбль.

*На рис. 2.2 показані також траси кабельних ліній від ГПП до ТП і РП, прокладання яких передбачається в траншеях.*

**III. Заключна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань.**  
Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

### **Тема 3. Розрахунок зовнішнього електропостачання**

#### **Практичне заняття за темою № 3. Розрахунок зовнішнього електропостачання**

Навчальна мета заняття :Відпрацювання практичних навиків, розрахунок зовнішнього електропостачання

Кількість годин – 0,5 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### **Навчальні питання:**

1. Графіки навантажень споживачів електричної енергії.
2. Методи визначення втрат енергії в електричних мережах.
3. Втрати енергії у лініях і трансформаторах.

Література: 1-5.

#### **План проведення заняття:**

**I.** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

**II.** Основна частина заняття.

### **3 РОЗРАХУНОК ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

#### **3.1 Вибір варіантів схем зовнішнього електропостачання**

Техніко-економічні розрахунки, виконані в 80-х роках в економічних умовах СРСР, показали, що застосування номінальної напруги 110 кВ економічно вигідне в таких інтервалах потужності [7]

$$P_M = \begin{cases} 25 - 175 \text{ МВт при } l = 5 \text{ км;} \\ 9 - 95 \text{ МВт при } l = 25 \text{ км;} \\ 5 - 60 \text{ МВт при } l = 50 \text{ км.} \end{cases}$$

При менших потужностях або відстанях економічною є напруга 35кВ, а при більших – 220кВ.

Підприємства невеликої потужності  $P_M \leq 5$  МВт можуть отримувати електроенергію на напрузі 10 кВ.

В будь-якому випадку обов'язковою умовою вибору тієї чи іншої напруги є наявність вільних потужностей на районних підстанціях енергосистеми на вказаній напрузі.

Для наближених розрахунків на стадії ескізного проектування застосовується така методика:

а) визначається орієнтовне економічно доцільне значення напруги з використанням економічних інтервалів або емпіричних формул, наприклад, формули Стілла (США)

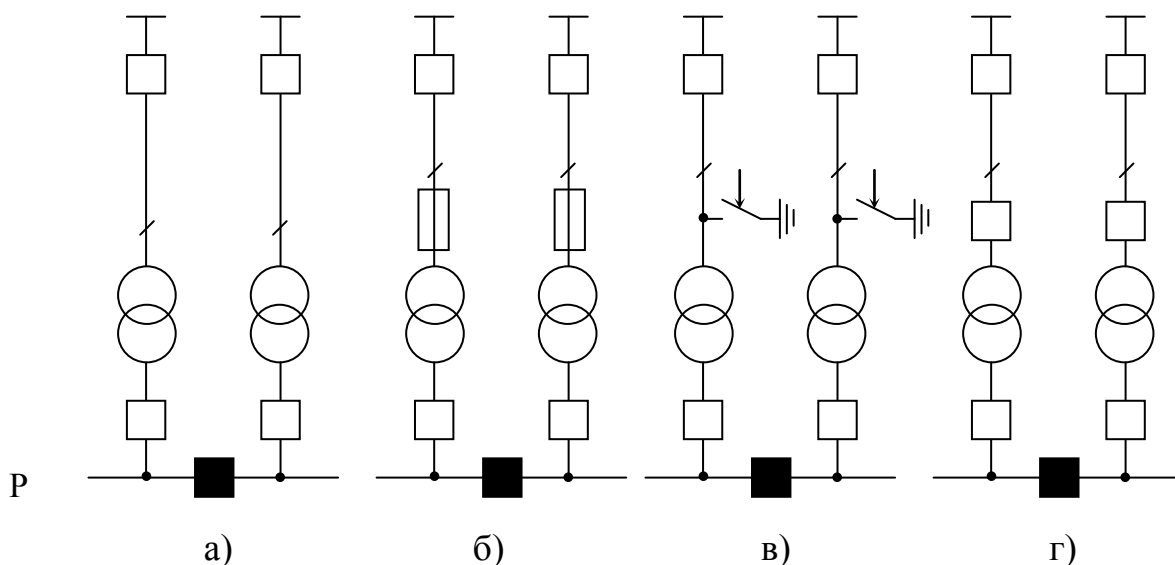
$$U_{EK} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16P_M}$$

де  $l$  [км],  $P_M$  [МВт],  $U_{EK}$  [кВ] – відстань, розрахункова потужність та економічне значення напруги;

б) проводяться техніко-економічні розрахунки декількох варіантів з вищою і нижчою номінальними напругами. Варіанти повинні бути порівнюваними за енергетичним ефектом.

За способом приєднання до мережі живлення понижувальні підстанції поділяють на: а) тупикові; б) відгалужувальні; в) прохідні (транзитні).

На тупикових підстанціях використовуються схеми “два блоки лінія-трансформатор” (рис. 3.1). Схема “два блоки лінія-трансформатор” з роз'єднувачем (рис. 3.1, а) використовується при живленні від тупикових, переважно коротких (до 3 км) повітряних ліній напругою 35...220 кВ при потужності трансформаторів  $S_{НОМ.Т} < 6,3$  МВА. В цій схемі встановлюється тільки роз'єднувач на вводі, який в деяких випадках взагалі може бути відсутній. Відсутність комутуючої апаратури на високій стороні особливо зручна при розміщенні підстанцій на території із забрудненим навколишнім середовищем.



сунок 3.1 – Схеми тупикових підстанцій

Захист та відключення трансформаторів в даній схемі забезпечується лінійним захистом та вимикачами районної підстанції енергосистеми. Лінійний захист повинен бути чутливим до внутрішніх пошкоджень в трансформаторі. При недостатній чутливості лінійного захисту потрібно використовувати:

- а) передавання телевимикального імпульсу на районну підстанцію;
- б) встановлювати запобіжники, короткозамикачі або вимикачі.

Запобіжники (схема, що зображена на рис.3.1,б) використовуються тільки на напрузі 35кВ (ПСН-35). Застосування короткозамикачів (рис. 3.1,в) обмежується кілометричним ефектом (їх не можна використовувати на відстані до 4км для ліній 110кВ і до 8 км для ліній 220 кВ). Передавання телевимикального імпульсу зв'язане із значними капітальними затратами на організацію каналу для його передавання. Організація каналу значно дорожча від установлення короткозамикачів і навіть вимикачів (рис. 3.3,г).

На відгалужувальних підстанціях 35-220кВ застосовують блочні схеми з віддільниками (рис.3.2). Вони використовуються при потужності трансформаторів до  $S_{НОМ.Т} \leq 25\text{МВА}$ .

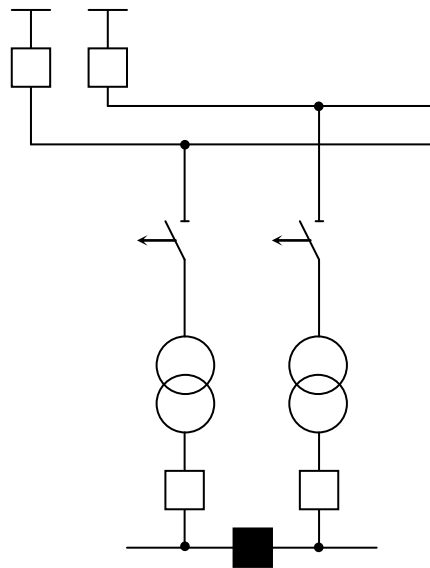


Рисунок 3.2 – Схема відгалужувальної підстанції

Віддільники призначені для від'єднання пошкоджених трансформаторів від магістральної лінії і забезпечення безперервного електропостачання решти споживачів. Вимкнення віддільником відбувається під час безструмової паузи АПВ. Лінійний вимикач повинен вимкнути лінію при пошкодженні трансформатора і після його відокремлення знову увімкнути лінію під напругу. При недостатній чутливості захисту використовується:

- передавання телевимикального імпульсу;
- встановлення вимикачів, короткозамикачів або запобіжників.

На прохідних (транзитних) підстанціях 35-220кВ використовується схема містка з вимикачем в перемичці і віддільниками в колах трансформаторів (рис. 3.3,а). Така схема застосовується при необхідності автоматичного секціонування магістральних одноколових ліній з двостороннім живленням.

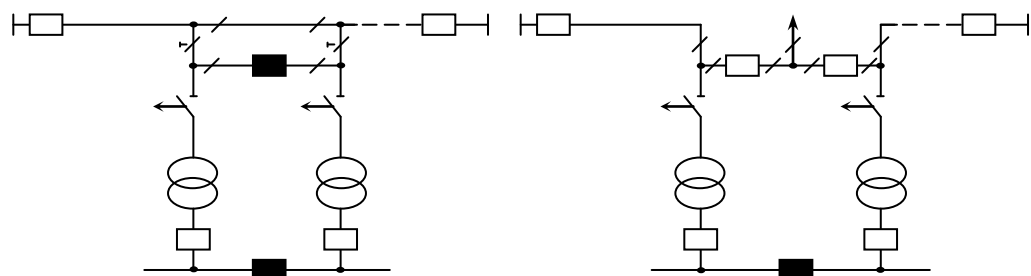




Рисунок 3.3 – Схема містка а) та подвійного містка б), що використовуються на транзитних підстанціях

При низькій чутливості лінійного захисту використовують короткозамикачі або вимикачі в колах трансформаторів. Використовується також схема містка з вимикачами в колах ліній.

Схема подвійного містка (рис. 3.3,б) використовується на напрузі 110кВ при необхідності приєднання додаткової тупикової або відгалужувальної підстанції з однією радіальною лінією.

### 3.2 Аналіз надійності зовнішнього електропостачання

Техніко-економічне порівняння варіантів передбачає однаковість технічних показників, таких, наприклад, як надійність електропостачання. У разі відмінності технічних показників необхідним є зведення варіантів до однакового технічного ефекту ( правило тотожності ефекту ).

Порівняння варіантів з різною надійністю за правилом тотожності ефекту здійснюється двома методами:

а) прямий метод – передбачає визначення додаткових витрат для досягнення значення технічного показника іншого варіанта і включення їх до капітальних або щорічних витрат базового варіанта ;

б) непрямий метод – визначення ймовірних збитків за рахунок недостатнього значення технічного показника.

При аналізі економічності систем електропостачання з різними показниками надійності використовують переважно другий підхід.

Математичне сподівання збитків від переривання електропостачання може бути визначене за формулою

$$Z_{ПЕР} = \omega \cdot Z_{ПР}(0) + \omega \cdot t_B \cdot Z(t),$$

де  $Z_{ПР}(0)$  – прямі збитки від самого факту переривання електропостачання;

$Z(t)$  – прямі і додаткові збитки, які залежать від тривалості перерви електропостачання ;

$\omega$  – частота відмов ;

$t_B$  – тривалість відновлення після відмови.

Збитки від переривання електропостачання можна оцінити за спрощеною формулою [1]

$$Z_{ПЕР} = Z_{ПЕР.А} W_A + Z_{ПЕР.П} W_{П},$$

де  $Z_{ПЕР.А}$ ,  $Z_{ПЕР.П}$  – питомі складові збитків від відповідно аварійного і планового недовідпусків електроенергії ;

$W_A$ ,  $W_{\Pi}$  – середньорічні значення аварійного і планового недовідпусків електроенергії.

Питомі показники збитків від переривання електропостачання промислових підприємств наведені в [1].

Аварійний і плановий недовідпуск електроенергії знаходять з формул:

$$W_A = k_A P_M T_M; \quad W_{\Pi} = k_{\Pi} P_M T_M,$$

де  $k_A$ ,  $k_{\Pi}$  – коефіцієнти аварійного і планового простоїв.

Для одноколової системи (без резервування) коефіцієнт аварійного простою

$$K_A = \omega_C \cdot t_{B.C}$$

де  $\omega_C$  – частота відмов одноколової системи, рік<sup>-1</sup>;

$t_{B.C}$  – середня тривалість її відновлення в роках (якщо тривалість відновлення задана в годинах, то її необхідно поділити на 8760 год.).

При послідовному з'єднанні декількох елементів частота відмов одноколової системи:

$$\omega_C = \sum_{i=1}^n \omega_i$$

середня тривалість відновлення:

$$t_{B.C} = \frac{\sum_{i=1}^n t_{Bi} \cdot \omega_i}{\omega_C}$$

де  $\omega_i$ ,  $t_{Bi}$  – частота відмов і тривалість відновлення елементів (статистичні дані наведені в [1]).

Коефіцієнт планового простою одноколової системи [1]

$$T_{\Pi} = 1,2 \cdot k_{\Pi i. MAX},$$

$$K_{\Pi i} = \mu_i t_{\Pi i}$$

де  $k_{\Pi i}$  – значення коефіцієнта планового ремонту і – го елементу;

$\mu_i$  – частота планових ремонтів елементів;

$t_{\Pi i}$  – тривалість планового ремонту елементів в роках.

Для двоколової системи (з резервуванням) планове недовідпускання електроенергії відсутнє, а середньорічне аварійне недовідпускання електроенергії практично дорівнює нулю.

### 3.3 Техніко-економічний аналіз зовнішнього електропостачання

Оцінювання ефективності довготермінових інвестицій здійснюється за

такими показниками:

- а) чистий зведений доход;
- б) внутрішня норма прибутковості;
- в) рентабельність інвестиційного проекту;
- г) термін окупності.

Для їх визначення використовується метод дисконтування (приведення) різночасових платежів до базової дати. За базову дату приймають початок капіталовкладень або початок виробництва.

Дисконтована величина платежу на базову дату визначається за формулою:

$$P = \frac{P_t}{(1 + d)^t},$$

де  $d$  – ставка дисконту або норма прибутковості, що визначається за ставкою позикового капіталу, за середньою нормою прибутковості інвестицій чи інакше;

$t = \dots, -2, -1, 0, 1, 2, \dots$  – рік поточних платежів відносно базової дати;

$P_t = -K_t$  – капіталовкладення;

$P_t = \Pi_t$  – доходи.

Чистий зведений доход є різницею дисконтованих на один і той же момент часу показників доходу та капіталовкладень

$$ЧЗД = \sum_{t=1}^{T_E} \frac{\Pi_t}{(1 + d)^t} - \sum_{t=1}^{T_E} \frac{K_t - L_t}{(1 + d)^t},$$

де  $T_E$  – період експлуатації обладнання системи електропостачання, який рекомендується приймати рівним 25 рокам;

$T_B$  – період будівництва об'єкта;

$\Pi_t$  – чистий прибуток – це та сума реальних грошових фондів, на які може розраховувати підприємство, і які дозволяють здійснювати поточну діяльність;

$K_t$  – капітальні вкладення;

$L_t$  – ліквідаційна (залишкова) вартість демонтованого в розрахунковому періоді  $t$  обладнання, термін служби якого не вийшов при заміні основних фондів.

Чистий прибуток

$$\Pi = \Pi_B - \Pi_P - \Pi_K,$$

де  $\Pi_B$ ,  $\Pi_P$ ,  $\Pi_K$  – відповідно балансовий прибуток, податок на прибуток, проценти за кредити, що нараховані в поточному році.

Термін окупності інвестицій визначається періодом часу, протягом якого інвестиції будуть повернені за рахунок доходів. Рівняння для визначення терміну окупності:

$$K = \sum_{t=t_0}^{T_{OK}} \frac{\Pi_t}{(1+d)^t}.$$

Проект вигідний, якщо  $T_{OK} < 1/d$ .

При  $T_B = 1$  і  $\Pi_t = \Pi = \text{const}$  для оцінювання ефективності можна використовувати показники рентабельності та терміну окупності інвестицій у вигляді:

$$R = \frac{\Pi}{K - \mathcal{L}} \geq d; \quad T_{OK} = \frac{1}{R} = \frac{K - \mathcal{L}}{\Pi} \leq \frac{1}{d}.$$

При порівнянні варіантів, результат яких визначається як економія на витратах, наприклад, внаслідок скорочення втрат електроенергії, підвищення надійності електропостачання, зменшення експлуатаційних витрат, може використовуватись тільки витратна частина ЧЗД. В цьому випадку при  $T_B = 1$  і  $\Pi_t = \Pi = \text{const}$  критерій формується як мінімум сумарних зведених витрат

$$CЗВ = \frac{C}{d}(K - \mathcal{L}) \rightarrow \min ,$$

де  $C$  – щорічні поточні витрати (собівартість продукції).

Крім того, можна використовувати зведені річні витрати

$$ЗВ = d(K - \mathcal{L}) + C.$$

Капітальні вкладення  $K$  є одноразовими витратами на придбання основних і оборотних фондів. Капітальні вкладення порівнюваних варіантів, крім ціни обладнання в загальному випадку, повинні включати і інші витрати, наприклад, витрати на транспортування обладнання, будівельні роботи, монтажні і пусконаладжувальні роботи (див. додаток А).

Капітальні вкладення у випадку реконструкції визначаються за вартістю комірок РП і трансформаторних вузлів, наведених у додатку А із застосуванням коефіцієнта 1,1 [8].

Щорічні поточні витрати (собівартість продукції) в електроенергетиці, як правило, містять такі складові:

$$C = C_{TOP} + C_E,$$

де  $C_{TOP}$  – витрати на технічне обслуговування і поточні ремонти електрообладнання;

$C_E$  – вартість річних втрат електричної енергії.

Витрати на технічне обслуговування і ремонт обладнання можна визначити різними методами. Найбільш точно ці витрати визначаються на основі системи TOP ЕО. Згідно з цією системою  $C_{TOP}$  включають в себе витрати на

заробітну плату ремонтного і обслуговуючого персоналу, витрати на комплектуючі вироби, запасні частини і матеріали, які використовуються при обслуговуванні та ремонтах.

Витрати на заробітну плату визначаються виходячи з трудомісткості ремонтних робіт і тарифних ставок обслуговуючого та ремонтного персоналу.

Витрати на матеріали визначаються пропорційно витратам на заробітну плату персоналу. В системі ТОР ЕО регламентується періодичність, трудомісткість проведення ремонтів основних видів електрообладнання.

На етапі техніко-економічного обґрунтування варіантів можна визначати витрати на поточний ремонт і обслуговування пропорційно капітальним вкладенням, тобто

$$C_{ТОР} = E_{ТОР} \cdot K,$$

де  $E_{ТОР}$  – норма витрат на поточний ремонт і обслуговування (табл.3.1).

Таблиця 3.1 – Щорічні витрати на технічне обслуговування та ремонт електричних мереж [8]

Напруга, кВ	Норма витрат в процентах від вартості основних фондів	
	ПЛ	ПС
10	3,8	4,3
35 – 110	1,2	2,4

Примітка. Норму витрат на технічне обслуговування та ремонт кабельних ліній напругою до 10 кВ приймають рівною 2,3 відсотка.

Вартість втрат електричної енергії розраховують за формулою

$$C_E = m_0 \cdot \Delta W,$$

де  $m_0$  – вартість 1кВт · год. електроенергії;

$\Delta W$  – кількість втраченої електроенергії.

Об'єм втраченої електроенергії визначається за формулою:

$$\Delta W = \Delta P_M \cdot \tau_M = \Delta P_C T_P K_{\Phi.P}^2,$$

де  $\Delta P_M, \Delta P_C$  – відповідно максимальні і середні втрати потужності ;

$\tau_M$  – час максимальних втрат. Час максимальних втрат і річний коефіцієнт форми можуть бути розраховані за формулами

$$\tau_M = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760; \quad K_{\Phi.P} = \frac{1090}{T_M} = 0,876,$$

де  $T_M$  – час використання максимального навантаження ( $T_M = W/P_M$ , тут  $W$  – кількість спожитої енергії).

Наближено  $\tau_M$  і  $K_{\Phi.P}^2$  визначаються в залежності від числа годин використання максимальної потужності  $T_M$  і  $\text{tg}\varphi$  з табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Значення розрахункових коефіцієнтів

Режим роботи	$T_M$	$\tau_M$ при $\text{tg } \varphi = 0,75$	$\tau_M$ при $\text{tg } \varphi = 0$	$K_{\Phi.P}^2$
1 зміна	1500 – 2000	650 – 920	500 – 700	1,6
2 зміни	2500 – 4000	1250 – 2400	950 – 2050	1,4
3 зміни	4500 – 6000	2900 – 4550	2500 – 4000	1,1
Неперервний	6500 – 8000	5200 – 7500	4500 – 7000	1,05

Валова виручка (балансовий прибуток) від транспортування електроенергії:

$$П_B = W (m_{ВИХ} - m_{ВХ}),$$

де  $m_{ВИХ}$ ,  $m_{ВХ}$  – розрахункова ціна електроенергії на вході і виході системи електропостачання.

На даний час тарифи на електроенергію для всіх споживачів (крім населення) встановлені [8] в доларах США (табл. 3.3 – 3.5). Перерахування у національну валюту проводиться згідно з офіційним курсом Національного банку України на момент купівлі (продажу) електроенергії.

Таблиця 3.3 – Рекомендовані значення середнього тарифу та його складових [8]:

	ц/(кВт·год)	пит. вага %
Середній відпускний тариф для споживачів	5,0	100,0
В т.ч. відпускання в мережу з шин електростанцій	3,75	75,0
Складова мережі 220 – 750 кВ	0,3	6,0
Складова мережі 110 (150) кВ	0,25	5,0
Складова мережі 0,4 – 35 кВ	0,7	14,0

Таблиця 3.4 – Значення середнього тарифу на вході і виході в електричні мережі різних напруг, ц/(кВт·год)

	Вхід	Вихід
Мережі 220 – 750 кВ	3,75	4,05
Мережі 110 (150) кВ і нижче	4,05	5,00
в т.ч. мережі 110 (150) кВ	4,05	4,3

Таблиця 3.5 – Диференціювання тарифу за зонами доби:

	Ніч	День	Пік
Коефіцієнт диференціації	0,2	1,0	2,0
Середньозважена добова тривалість тарифної зони, годин	11	9	4

Коефіцієнт до середнього тарифу для визначення вартості втрат холостого ходу – 0,75 – 0,8 [8].

### 3.4 Приклади розрахунку схем зовнішнього електропостачання

**Приклад 3.1** Порівняти техніко-економічну ефективність спорудження одностансформаторної ГПП з трансформатором ТМН – 6300/35 ( $\Delta P_{XX} = 8,0$  кВт;  $\Delta P_{K3} = 46,5$  кВт;  $u_K = 7,5\%$ ;  $i_X = 0,8\%$ ) і двотрансформаторної ГПП з трансформаторами ТМН – 4000/35 ( $\Delta P_{XX} = 5,6$  кВт;  $\Delta P_{K3} = 33,5$  кВт;  $u_K = 7,5\%$ ;  $i_X = 0,9\%$ ). Оплата за електроенергію здійснюється за одноставковим тарифом  $m_0 = 0,27$  грн. за кВт·год. Розрахункове навантаження підприємства  $P_M = 5,12$  МВт,  $S_M = 5,26$  МВ·А,  $\tau_M = 5444$  год. Збитки від переривання електропостачання  $З_{ПЕР.A} = 2,36$  грн./кВт·год.,  $З_{ПЕР.П} = 1,76$  грн./кВт·год.

**Розв’язування:** Вартість річних втрат 1кВт потужності при  $m_0 = 0,27$  грн (кВт·год)  
 $m = 0,27 \cdot 5444 = 1469,9$  грн./кВт·рік.

Втрати потужності в трансформаторах складають:  
– для одного трансформатора 6300 кВ·А:

$$\Delta P_I = \Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} k_3^2 = 8,0 + 46,5 \left( \frac{5,26}{6,3} \right)^2 = 40,4 \text{ кВт},$$

– для двох трансформаторів 4000 кВ·А

$$\Delta P_{II} = 2\Delta P_{XX} + 2\Delta P_{K3} k_3^2 = 2 \cdot 5,6 + 2 \cdot 33,5 \left( \frac{5,26}{2 \cdot 4,0} \right)^2 = 40,2 \text{ кВт}.$$

Вартість втрат потужності практично однакова

$$m\Delta P_I = 1469,9 \cdot 40,4 = 59400 \text{ грн},$$

$$m\Delta P_{II} = 1469,9 \cdot 40,2 = 59100 \text{ грн}.$$

Аварійне недовідпускання електроенергії становить

$$\Delta W_A = k_A P_M T_M = 0,45 \cdot 10^{-3} \cdot 5,12 \cdot 10^3 \cdot 6451 = 14900 \text{ кВт·год},$$

де  $\omega = 0,01$  рік<sup>-1</sup>;  $t_B = 45 \cdot 10^{-3}$  року – частота відмов і середній час відновлення трансформатора напругою 35 кВ [1]

$$k_A = \omega t_B = 0,01 \cdot 45 \cdot 10^{-3} = 0,45 \cdot 10^{-3}.$$

Планове недовідпускання електроенергії

$$\Delta W_{II} = k_{II} P_M T_M = 4 \cdot 10^{-3} \cdot 5,12 \cdot 10^3 \cdot 6451 = 132400 \text{ кВт·год},$$

де  $k_{II} = 4 \cdot 10^{-3}$  – середній час планового простою трансформатора напругою 35кВ [1].

Збитки від переривання електропостачання

$$З_{ПЕР} = З_{ПЕР.A} \Delta W_A + З_{ПЕР.П} \Delta W_{II} = 2,36 \cdot 14900 + 1,76 \cdot 132400 = 268200 \text{ грн}.$$

Вартість спорудження одностансформаторної ГПП 6300 кВ·А ~ 487800 грн., вартість спорудження двотрансформаторної ГПП 2 × 4000 кВ·А ~ 871400 грн. [2]. Примітка. Перехід від цін до 1990 року до цін в гривнях

виконано з коефіцієнтом 5,5.

Зведені річні витрати при спорудженні однострансформаторної підстанції  
 $3B_I = (E_H + E_O)K_I + m\Delta P_I + 3_{ПЕР} = (0,1 + 0,024)487800 + 59400 + 268200 = 388100$   
 грн;

при спорудженні двотрансформаторної підстанції

$3B_{II} = (E_H + E_O)K_{II} + m\Delta P_{II} = (0,1 + 0,024)871400 + 59100 = 167200$  грн.

Таким чином, варіант II в даному випадку більш економічний.

**Приклад 3.2** Оцінити ефективність схем зовнішнього електропостачання, порівнявши два варіанти:

а) напругою 35 кВ, шляхом спорудження нової ПС 35/10кВ;

б) напругою 10 кВ від існуючої ПС 35/10кВ.

Максимальне навантаження споживачів дорівнює 5,12 МВт, тривалість максимального навантаження  $T_M = 6641$  год.

Середній тариф на вході в мережу 35 кВ  $m_{BX} = 1.68$  коп./(кВт·год.).

Результати розрахунку капітальних вкладень для двох варіантів електропостачання приведені в табл. 3.6, а щорічних витрат – в табл. 3.7.

Сумарні зведені витрати складають:

$$C3B_1 = \frac{C_1}{d} + K_1 = \frac{181}{0,1} + 3080 = 4890 \text{ грн,}$$

$$C3B_2 = \frac{C_2}{d} + K_2 = \frac{441}{0,1} + 1770 = 6180 \text{ грн.}$$

Отже в даному випадку вигідним є варіант 35 кВ. Термін окупності додаткових капіталовкладень складає:

$$T_{OK} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \frac{3080 - 1770}{441 - 181} = 6,7 \text{ року.}$$

Таблиця 3.6 – Розрахунок капітальних вкладень, тис.грн.

Перелік елементів схем	Вартість одиниці вимірю- вання	Варіант 1		Варіант 2	
		Кількість	Вартість	Кількість	Вартість
Лінії електропередачі, км					
35 кВ, два кола	198	5	990	-	-
10 кВ, кабельна	275	-	-	5	1375
ВСЬОГО по лініях	-	-	990	-	1375
Підстанції					
ПС 35 кВ 2х6,3 МВ·А	2090	1	2090	-	-
Розширення РП 10 кВ	22	-	-	4	88
Спорудження РП 10кВ	22	-	-	14	308
ВСЬОГО по ПС	-	-	2090	-	396
ВСЬОГО	-	-	3080	-	1770



Таблиця 3.7 – Розрахунок щорічних витрат, тис.грн.

Перелік поточних витрат	Варіанти	
	1	2
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, в тому числі:		
ПЛ – 35 кВ, 1,2% від $K$	12	-
КЛ 10 кВ 3,8% від $K$	-	52
ПС 35 кВ, 2,4% від $K$	50	-
ПС 10 кВ, 4,3% від $K$	-	17
Всього щорічні витрати, $C_{TOP}$	62	69
Втрати максимальної потужності, кВт	119	372
Вартість втрат електроенергії, $C_E$	81	253
ВСЬОГО щорічні витрати ( $C$ )	181	441

Отже, перший варіант є більш економічним.

**III.** Заключна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань.  
Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

## Тема 4. Розрахунок внутрішньозаводського електропостачання

### Практичне заняття за темою № 4.

Розрахунок внутрішньозаводського електропостачання

Навчальна мета заняття: Відпрацювання практичних навиків, розрахунок внутрішньозаводського електропостачання

Кількість годин - 0,5 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### Навчальні питання:

1. Схеми заміщення двохобмоточних трансформаторів.
2. Втрати потужності в двохобмоточних трансформаторах.
3. Схеми заміщення трьохобмоточних трансформаторів і автотрансформаторів.

Література: 1-5.

#### План проведення заняття:

**I.** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

**II.** Основна частина заняття.

#### 4.1 Вибір схеми та основних елементів заводської мережі

Заводські розподільні мережі виконуються радіальними або магістральними (рис.4.1). Радіальна схема (а) використовується при розміщенні ТП в різних напрямках від ГПП. Магістральна схема (б) використовується при розміщенні ТП в одному напрямку від ГПП. До магістралі не рекомендується приєднувати більше трьох-чотирьох ТП.

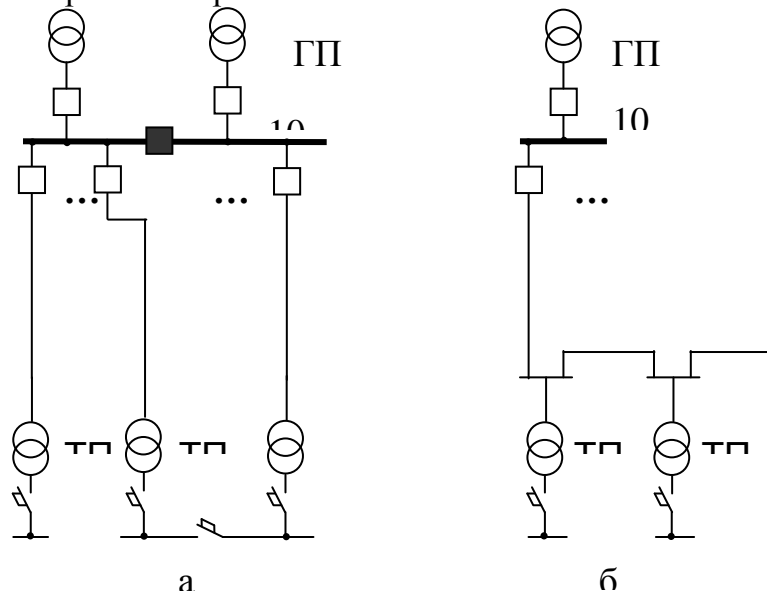


Рисунок 4.1 – Схеми одноступеневих заводських мереж

На великих підприємствах використовуються двоступеневі мережі, в яких передбачаються проміжні розподільні підстанції РП – 10 (6) кВ. Від РП – 10 (6) кВ живляться ТП і високовольтні електродвигуни номінальною напругою 10 кВ (рис. 4.2, а). Схема РП для живлення споживачів особливої групи I категорії за надійністю зображена на рис. 4.2, б [9,10].

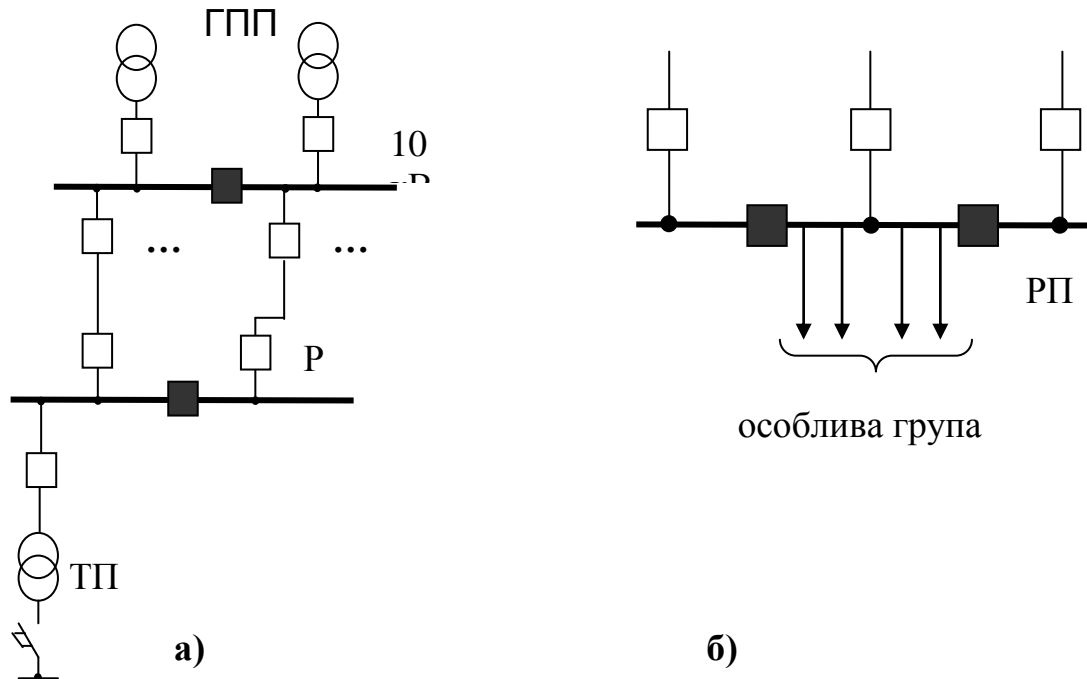


Рисунок 4.2 – Схема двоступеневої мережі

При виборі напруги розподільних мереж промислових підприємств перевагу віддають напрузі 10 кВ. [9,10]. Допускається застосування напруги 6 кВ, але вибір в кожному конкретному випадку повинен бути обґрунтований техніко-економічними розрахунками. Застосування напруги 6 кВ може бути доцільним у двох випадках:

- а) при живленні підприємства від ТЕЦ генераторною напругою 6 кВ;
- б) при значній кількості електродвигунів 6 кВ в загальному навантаженні підприємства.

При наявності електродвигунів з номінальною напругою 6 кВ можуть бути прийняті різні схеми заводських мереж (рис. 4.3) [7]:

- а) схема з використанням індивідуальних трансформаторів (схема “блок трансформатор-електродвигун”) – при невеликій кількості ЕД - 6 кВ;
- б) схема з використанням групових трансформаторів 10/6 кВ, що встановлюються на РП – при територіально-концентрованій групі ЕД;
- в) схема з використанням розподільної мережі напругою 6 кВ – при переважанні ЕД – 6 кВ в загальному навантаженні;
- г) схема з двома секціонованими системами збірних шин напругою 10 і 6 кВ – при приблизно однаковому навантаженні на обох напругах.

Конструктивно заводські мережі середніх за потужністю підприємств виконують кабелями, прокладеними в траншеях або кабельних каналах. При невеликій кількості кабелів (до шести) в одному напрямку прокладають в траншеях. Кабельні канали дозволяють прокласти в них 15 - 20 кабелів. Перспективним є виконання кабельних каналів напівзаглибленими, коли канал накривається плитами та землею і не засипається. При ущільненості траси, а також в місцях переходу, під дорогами кабелі прокладають в блоках.

Для підвищення надійності одотрансформаторних ТП використовують резервування на низькій стороні. Резервування виконують за допомогою резервних кабельних або шинних перемичок. Кабельні перемички слід виконувати, виходячи з резервування 15 – 30 відсотків потужності трансформаторів, шинні – до 40 відсотків.

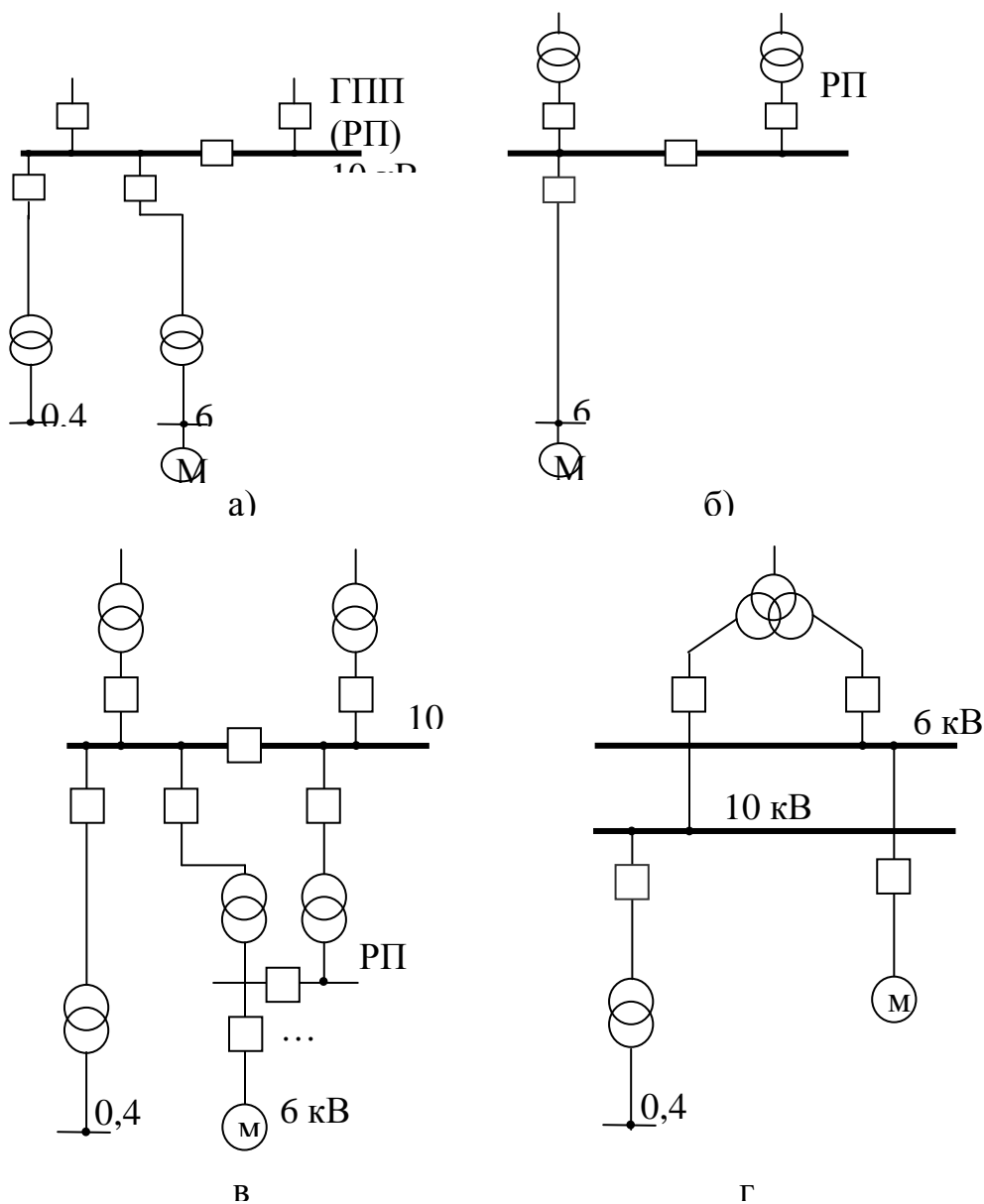


Рисунок 4.3 – Схеми заводських мереж при наявності електродвигунів напругою 6 кВ

Високовольтні вимикачі вибирають за номінальною напругою і розрахунковим струмом з врахуванням післяаварійних режимів та можливих нерівномірностей розподілу струмів між лініями і секціями шин

$$U_{НОМ.В} \geq U_{НОМ.МЕРЕЖІ},$$
$$I_{НОМ.В} \geq I_{МАХ}.$$

де  $I_{МАХ}$  – розрахунковий максимальний струм для післяаварійного режиму.

Переріз провідників вибирають за економічною густиною струму для нормального режиму роботи

$$s_{ЕК} = \frac{I_M}{j_{ЕК}},$$

де  $j_{ЕК}$  – економічна густина струму [11].

Перевірку вибраного перерізу здійснюють за нагріванням та термічною стійкістю. Перевірка допустимого нагрівання виконується за умовою:

$$I_{ДОП} \geq I_{МАХ},$$

де  $I_{ДОП}$  – допустиме значення струму для провідника даного типу, перерізу при певних умовах прокладання.

Перевірка на термічну стійкість до дії струмів КЗ виконується за умовою:

$$s \geq s_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \cdot 10^3,$$

де  $C_T$  – термічний коефіцієнт, значення якого приводять звичайно в  $A \cdot c^{0,5} / мм^2$  [12].

**Приклад 4.1** Визначити струми КЗ для перевірки вибраних вимикачів і кабелів заводської мережі (рис. 4.2). Потужність КЗ на стороні 35кВ ГПП 200 МВ·А.

**Розв’язування.** На рис. 4.6 зображені розрахункова схема (а) і схема заміщення (б).

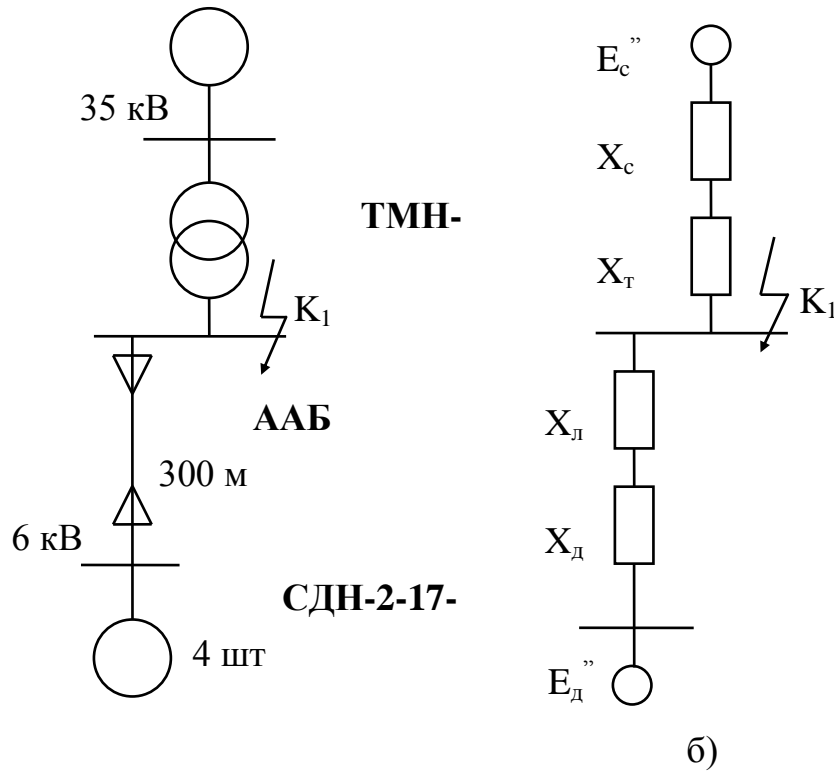


Рисунок 4.6 – Розрахункова схема і схема заміщення системи електропостачання

Базисний струм на напрузі 6 кВ:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА.}$$

Опори елементів, зведені до базисних умов:

$$X_C = \frac{S_B}{S_K} = \frac{1000}{200} = 5;$$

$$X_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ.Т}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 18,8;$$

$$X_L = X_{ПИТ} l \frac{S_B}{U_{СЕР}} = 0,08 \cdot 0,3 \frac{1000}{6,3^2} = 0,6;$$

$$X_D = \frac{X_{D\%}''}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ.Д}} = \frac{23,8}{100} \cdot \frac{1000}{4 \cdot 0,485} = 122,7.$$

Виконаємо розрахунок струмів КЗ для точки К1.

Результуючі опори:

$$X_{\Sigma C} = X_C + X_T = 5 + 18,8 = 23,8;$$

$$X_{\Sigma D} = X_D + X_L = 122,7 + 0,6 = 123,3.$$

Початкові діючі значення струму трифазного КЗ:

$$I_{П0.C} = \frac{E_C''}{X_{\Sigma C}} I_B = \frac{1}{23,8} \cdot 91,75 = 3,9 \text{ кА};$$

$$I_{П0.Д} = \frac{E_D''}{X_{\Sigma Д}} I_B = \frac{1,07}{123,3} \cdot 91,75 = 0,7 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму від енергосистеми не змінюється, тому

$$I_{П\tau.C} = I_{П0.C} = 3,9 \text{ кА};$$

$$I_{П\tau.Д} = I_{П0.Д} \gamma(\tau) = 0,7 \cdot 0,71 = 0,5 \text{ кА},$$

де  $\gamma(\tau)$  визначено з графіків [1] для синхронних електродвигунів СДН при

$$\tau = t_{P3.MIN} + t_{B.B} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}.$$

Постійні часу аперіодичної складової  $T_{A.C} = 0,03 \text{ с}$ ,  $T_{A.Д} = 0,037 \text{ с}$  [1].

Аперіодична складова струму КЗ при  $t = \tau = 0,065 \text{ с}$

$$i_{A\tau.C} = \sqrt{2} I_{П0.C} e^{-\frac{t}{T_{A.C}}} = \sqrt{2} \cdot 3,9 e^{-\frac{0,065}{0,03}} = 0,6 \text{ кА};$$

$$i_{A\tau.Д} = \sqrt{2} I_{П0.Д} e^{-\frac{t}{T_{A.Д}}} = \sqrt{2} \cdot 0,7 e^{-\frac{0,065}{0,037}} = 0,2 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ

$$i_{yД.C} = \sqrt{2} I_{П0.C} \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{A.C}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 3,9 \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} \right) = 9,4 \text{ А};$$

$$i_{yД.Д} = \sqrt{2} I_{П0.Д} \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{A.Д}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 0,7 \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,037}} \right) = 1,7 \text{ А}.$$

Тепловий імпульс визначаємо в такій послідовності.

Постійна часу аперіодичної складової схеми

$$T_{A.CX} = \frac{T_{A.C} I_{П0.C} + T_{A.Д} I_{П0.Д}}{T_{П0.C} + I_{П0.Д}} = \frac{0,03 \cdot 3,9 + 0,037 \cdot 0,7}{3,9 + 0,7} = 0,03 \text{ с}.$$

Постійна часу періодичної складової електродвигунів

$$T_{П.Д} \approx -\frac{\tau}{\ln(\tau)} = \frac{-0,065}{\ln 0,71} = 0,19 \text{ с}.$$

Час відключення КЗ

$$T_{ВДК} = t_{P3} + t_{П.B} = 0,5 + 0,1 = 0,6 \text{ с}.$$

Тепловий імпульс

$$\begin{aligned}
 B_K &= I_{П0.C}^2(t_{ВЛДК} + T_{A.CX}) + I_{П0.Д}^2(0,5T_{ПД} + T_{A.CX}) + \\
 &\quad + 2I_{П0.C}I_{П0.Д}(T_{П.Д} + T_{A.CX}) = \\
 &= 3,9^2(0,6 + 0,03) + 0,7^2(0,5 \cdot 0,19 + 0,03) + 2 \cdot 3,9 \cdot 0,7(0,19 + 0,03) = \\
 &\quad = 10,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.
 \end{aligned}$$

**III.** Заклучна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань. Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.



## **Тема 5. Розрахунок електропостачання цеху**

### **Практичне заняття за темою № 5. Розрахунок електропостачання цеху**

Навчальна мета заняття: Відпрацювання практичних навиків, розрахунок внутрішньозаводського електропостачання

Кількість годин - 0,5 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### ***Навчальні питання:***

1. Векторна діаграма лінії електропередачі.
2. Залежності між напругами й потужностями початку й кінця елемента електричної мережі.
3. Розрахунок режиму лінії електропередачі.

Література: 1-5.

#### **План проведення заняття:**

**I.** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

**II.** Основна частина заняття.

### **5.1 Вибір схеми цехової мережі**

В залежності від схеми цехової мережі поділяють на радіальні, магістральні і змішані.

Радіальними називають мережі, в яких для передачі електричної енергії до споживача використовується окрема лінія. В радіальних мережах (рис. 5.1) від розподільного щита ТП відходять лінії живлення щитів станцій управління (ЩСУ), первинних розподільних пунктів (РП) і ЕП великої потужності (більше 55 кВт). В свою чергу, від ЩСУ або первинних РП живляться вторинні РП і ЕП середньої потужності (10.....55 кВт). Від вторинних РП живляться ЕП малої потужності.

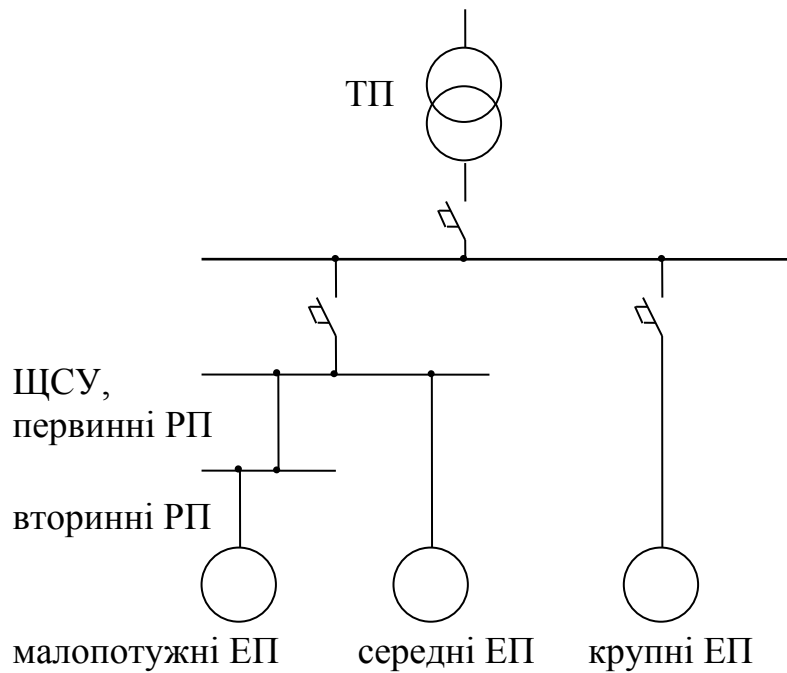


Рисунок 5.1 – Радіальна схема цехової мережі

В радіальних цехових мережах лінії електропередач виконують кабелями. Відгалуження до окремих ЕП можуть виконуватися кабелями або проводами. При відсутності небезпеки механічних пошкоджень рекомендується відкрите прокладання ізольованих проводів і неброньованих кабелів. При наявності небезпеки механічних пошкоджень повинні застосовуватися броньовані кабелі або ж передбачається захист від механічних пошкоджень (прокладання проводів в трубах). При прокладанні всередині приміщень броньовані кабелі не повинні мати поверх броні, а неброньовані поверх металевих оболонок, захисних покриттів з горючих матеріалів [13].

Вибір способу прокладання провідників виконується у відповідності з ПУЕ [11].

Радіальні схеми забезпечують високу надійність електропостачання. Однак вони вимагають великих витрат на електрообладнання і монтаж.

Магістральними називають мережі, в яких для передавання електроенергії до декількох споживачів використовується одна лінія електропередачі (рис. 5.2).

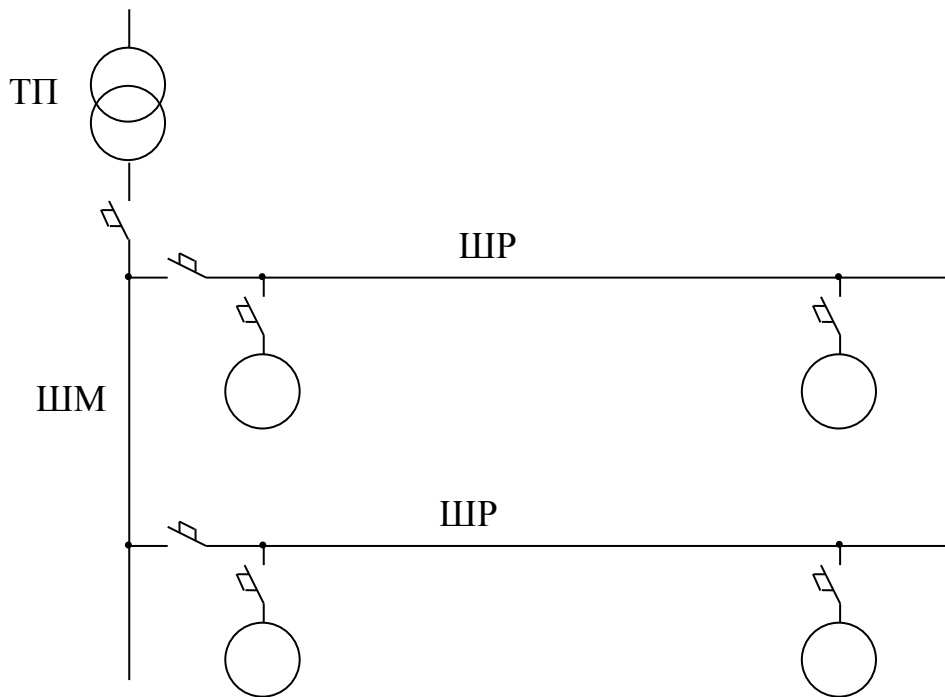


Рисунок 5.2 – Схема магістральної цехової мережі

Широкого поширення набули магістральні цехові мережі, виконані комплектними шинопроводами. Їх застосування дозволяє відмовитися від великої кількості кабельних ліній. Комплектні магістральні шинопроводи (ШМ) призначені для передавання електроенергії від ТП до розподільних шинопроводів (ШР) або щитів станцій управління (ЩСУ).

Розподільні шинопроводи (ШР) призначені для приєднання великого числа окремих ЕП. В комплект розподільних шинопроводів входять коробки з захисною і комутаційною апаратурою (рубильники з запобіжниками або автоматичні вимикачі).

Вирішальний вплив на вибір схеми конструктивного виконання має стан навколишнього середовища. Рекомендований ступінь захисту електрообладнання в виробничих приміщеннях: нормальних, жарких і вологих – IP 20; запилених – IP 40; вологих – IP 44; особливо вологих і з хімічно-активним середовищем – IP 54. Виконання основних типів комплектних магістральних шинопроводів IP 20. Виконання магістрального шинопроводу типу ШЗМ–16, а також розподільних шинопроводів IP 31. Отже, шинопроводні мережі не можуть застосовуватися в запилених, вологих, особливо вологих приміщеннях, а також в приміщеннях з хімічно-активним середовищем. Для застосування в пожежонебезпечних приміщеннях випускаються спеціальні шинопроводи [1].

Розподільні пункти, наприклад, ПР 8501-1000 мають два виконання: IP 21 та IP 54. Розподільні пункти зі ступенем захисту IP 54 можуть бути встановлені в усіх вищеперерахованих випадках.

Найбільш складною є задача проектування цехових мереж у вибухонебезпечних приміщеннях, для яких використовується спеціальне вибухозахищене обладнання.

## 5.2 Вибір комутаційно-захисної апаратури та провідників цехової мережі

Найпростішими захисними апаратами є запобіжники. Вибір запобіжників і їх вставок здійснюється за умовами:

$$I_{H.BCT} \geq k_{BDC} I_M,$$

$$I_{H.BCT} \geq \frac{I_{\Pi}}{k_{\text{ПЕР}}},$$

$$I_{H.BDK} \geq I_{K.MAX}^{(3)},$$

де  $I_{H.BCT}$  – номінальний струм вставки запобіжника;

$I_{H.BDK}$  – номінальний струм відключення КЗ запобіжника;

$k_{BDC}$  – коефіцієнт відстроювання ( $k_{BDC} = 1,1 \dots 1,25$ );

$I_{K.MAX}^{(3)}$  – струм трифазного металевого КЗ;

$k_{\text{ПЕР}}$  – коефіцієнт перевантаження ( $k_{\text{ПЕР}}$  приймають рівним 2,5 – при легких пусках; 1,6...2,0 – при важких і частих пусках; 1,6 – для відповідальних механізмів; 0,8...1,0 – для електродвигунів з фазним ротором [14]).

Більш досконалішими комутаційно-захисними апаратами є автоматичні вимикачі. Вибір автоматичних вимикачів зводиться до виконання таких умов

$$I_{H.POЗЧ} \geq k_{BDC} I_M,$$

$$I_{H.BDK} \geq I_{K.MAX}^{(3)},$$

де  $I_{H.POЗЧ}$  – номінальний струм розчіплювача.

Значення  $k_{BDC}$  автоматичних вимикачів визначається з умов надійності відстроювання захисту від перевантажень і його неспрацювання (повернення) при (після) пуску або самозапуску.

Струмова відсічка автоматичного вимикача повинна бути відстроєна від пікового (пускового) струму:

$$I_{C.B} \geq k_H I_{\Pi},$$

де  $I_{C.B}$  – струм спрацювання відсічки;

$k_H$  – коефіцієнт надійності відстроювання струмової відсічки.

Значення  $k_{BDC}$  і  $k_H$  для різних типів вимикачів наведені в табл. 5.1.

**Таблиця 5.1 – Розрахункові коефіцієнти автоматичних вимикачів**

Тип автомата	Розчіплювач		$k_{ВДС}$	$k_H$
ВА, АЗ700, АП50	комбінований		1	2,1
ВА, АЗ700, АЗ790	напівпровідниковий		1,1	1,5
"Електрон"	напівпро- відниковий	РМТ МТЗ-1	1,27 1	1,6 2,2

При виборі вимикачів перевагу слід віддавати вимикачам серії ВА (додаток Б). В додатку В наведена комплектність розподільних пристроїв низької напруги КТП Хмельницького заводу комплектних трансформатор-них підстанцій, розподільних пунктів ПР 8501, ПР 8504 та ПР..8505.

Розподільні пункти з вимикачами на вводі слід застосовувати лише при відсутності на початку лінії живлення вимикача з захистом, наприклад, при глухій відпайці від магістрального шинопровода. В інших випадках рекомендується використовувати розподільні пункти з рубильниками на вводі.

Переріз провідників в мережах напругою до 1кВ вибирають за допустимим нагріванням

$$I_{ДОП} \geq \begin{cases} I_M & \text{для нормальних приміщень;} \\ 1,25 \cdot I_M & \text{для вибухонебезпечних приміщень.} \end{cases}$$

Тривало допустимий струм для даного типу провідника, перерізу і способу прокладання приведені в [11]. В додатку Г наведені допустимі струми найбільш використовуваних провідників.

При  $T_M > 4000 \div 5000$  год. переріз магістральних кабельних ліній рекомендується вибирати за економічною густиною струму [11].

**Комплектні шинопроводи вибирають за умовою**

$$I_{НОМ.Ш} \geq I_M,$$

де  $I_{НОМ.Ш}$  – номінальний струм шинопроводу.

Вибрані провідники перевіряють на допустиму втрату напруги. Перевірка може виконуватися вибірково. В нормальному режимі переріз і довжина провідників повинні забезпечувати відхилення напруги на затискачах ЕП, що не перевищує 5-7,5 відсотка.

Розрахунок втрат напруги виконують за формулою

$$\Delta U = \sqrt{3} I_M (R_{ПИТ} \cos \varphi + X_{ПИТ} \sin \varphi) l = \frac{P_M R_{ПИТ} + Q_M X_{ПИТ}}{U_{НОМ}} \cdot l,$$

де  $R_{\text{ЛЛТ}}, X_{\text{ЛЛТ}}$  – погонні опори ліній.

При виборі провідників мереж, які потребують захисту від перевантажень, повинні бути виконані умови забезпечення захищеності ліній (табл.5.2).

Захисту від перевантажень потребують [11]:

а) мережі всередині приміщень, що виконані прокладеними відкрито провідниками з горючою зовнішньою оболонкою або ізоляцією;

б) освітлювальні мережі незалежно від конструкції і способу прокладання в житлових, громадських, торгових, службово-побутових приміщеннях, а також в пожежонебезпечних приміщеннях;

в) силові мережі, якщо можливим є тривале перевантаження провідників;

4) силові і освітлювальні мережі у вибухонебезпечних приміщеннях (крім В-1,б; В-1,г).

Таблиця 5.2 – Умови забезпечення захищеності провідників від перевантажень

Захисний апарат	Мережі, що потребують захисту від перевантажень		Мережі, що не потребують захисту від перевантажень (з умови чутливості захисту від КЗ)
	З горючою ізоляцією полівінілхлоридна, поліетиленова, гумова)	з негорючою ізоляцією (паперова, вулканізований поліетилен)	
Запобіжник	$I_{\text{ДОП}} \geq 1,25 I_{\text{Н.ВСТ}}$	$I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{Н.ВСТ}}$	$I_{\text{ДОП}} \geq \frac{I_{\text{Н.ВСТ}}}{3}$
Вимикачі з комбінованим розчіплювачем	$I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{Н.РОЗЧ}}$	$I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{Н.РОЗЧ}}$	$I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{Н.РОЗЧ}}$
Вимикачі з напівпровідниковим розчіплювачем	$I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{С.П}}$	$I_{\text{ДОП}} \geq 0,8 I_{\text{С.П}}$	$I_{\text{ДОП}} \geq 0,8 I_{\text{С.П}}$
Для вимикачів тільки з електромагнітним розчіплювачем	$I_{\text{ДОП}} \geq 1,25 I_{\text{С.ЕМ}}$	$I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{С.ЕМ}}$	$I_{\text{ДОП}} \geq \frac{I_{\text{С.ЕМ}}}{4,5}$

### 5.3 Розрахунок струмів КЗ в мережах напругою до 1000 В

Розрахунок струмів КЗ виконується з метою перевірки вибраних захисних апаратів за умовою комутаційної здатності

$$I_{\text{Н.ВІДК}} \geq I_{\text{К.МАХ}}^{(3)},$$

де  $I_{\text{К.МАХ}}^{(3)}$  – струм трифазного металевих КЗ в максимальному режимі. У

випадку, якщо не вдається вибрати захисні апарати за цією умовою, то допускається їх вибір за середнім струмом трифазного КЗ

$$I_{H.BIDK} \geq I_{K.CEP}^{(3)} = \frac{I_{K.MAX}^{(3)} + I_{KR}^{(3)}}{2},$$

де  $I_{KR}^{(3)}$  – струм трифазного КЗ з врахуванням струмообмежувальної дії дуги.

Практика експлуатації показує, що доцільно виконувати перевірку термічної стійкості кабелів напругою до 1000 В [14], хоч згідно з ПУЕ [11] така перевірка не вимагається. Умова термічної стійкості провідників

$$s \geq s_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \cdot 1000 \approx \frac{I_{K.MAX}^{(3)} \sqrt{t_{BIDK}}}{C_T} \cdot 1000,$$

де  $I_{K.MAX}^{(3)}$  – струм трифазного КЗ в кА;

$t_{BIDK}$  – час відключення КЗ ( $t_{BIDK} = t_{C.B} + t_D + T_A$ , тут  $t_{C.B}$  – витримка часу спрацювання відсічки;  $t_D$  – час загасання дуги;  $T_A$  – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ). Час гасіння дуги для автоматів ВА, АЗ700  $t_D = 0,01$  с. Усереднене значення постійної часу  $T_A = 0,03$  с. Значення  $C_T$  низьковольтних кабелів може бути вибрано рівним  $C_T$  для аналогічних високовольтних кабелів [14].

Згідно з [15] значення струму при металевому трифазному КЗ в мережах до 1000 В визначають за формулою

$$I_{K.MAX}^{(3)} = \frac{1,05U_{НОМ}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}},$$

де  $Z_{\Sigma}$  – загальний повний опір елементів цехової мережі до точки КЗ. При визначенні повного опору враховуються активні і індуктивні опори елементів. В додатку Д приведені значення активних та індуктивних опорів трансформаторів, кабельних ліній і шинопроводів.

При визначенні струму КЗ з врахуванням струмообмежувальної дії дуги в місці пошкодження в схему заміщення вводять перехідний активний опір

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{1,05U_{НОМ}}{\sqrt{3}\sqrt{(R_{\Sigma} + R_{II})^2 + X_{\Sigma}^2}}.$$

У зв'язку з невизначеністю в СН 355-77 рекомендовано в розрахунок струмів КЗ вводити такі значення активних перехідних опорів: 0,015 Ом – для розподільних щитів підстанцій (К1); 0,020 Ом – для головних (первинних) цехових розподільних щитів, для електроприймачів, які живляться безпосередньо від ТП (К2); 0,025 Ом – для вторинних цехових розподільних

пунктів і на затискачах електроприймачів, які живляться від первинних розподільних щитів або пунктів (К3); 0,030 Ом – для електроприймачів, які живляться від вторинних розподільних пунктів (К4). Обов'язковим при виборі обладнання ТП є врахування підживлення місця КЗ електродвигунами, яке здійснюється підсумовуванням струму КЗ від заводської мережі і струму, зумовленого гальмуванням електродвигунів. Початкове значення струму КЗ від електродвигунів визначається з виразу

$$I_{K.Д}^{(3)} = 0,9I_{ПУСК},$$

де  $I_{ПУСК}$  – пусковий струм всіх електродвигунів, що гальмуються. Однак пусковий струм електродвигунів, як правило, невідомий. Тому навантаження трансформатора розглядається як узагальнене з  $E'' = 0,8$  і  $X_* = 0,35$ .

Підживлення від електродвигунів потрібно враховувати тільки при виборі апаратури на основному щиті ТП і не варто враховувати при виборі апаратури на РП [11].

Для перевірки чутливості захисту повинні бути визначені струми однофазного КЗ  $I_K^{(1)}, I_{KR}^{(1)}$ .

**Розрахунок струмів однофазного КЗ може бути виконаний за спрощеною формулою**

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\Phi.НОМ}}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_{\Phi-H} \cdot l},$$

де  $U_{\Phi.НОМ}$  – номінальна фазна напруга;

$Z_T^{(1)}$  – повний опір силового трансформатора струмам однофазного КЗ;

$Z_{\Phi-H}$  – погонний опір петлі "фаза-нуль";

$l$  – відстань до місця КЗ.

При врахуванні перехідного опору струм однофазного КЗ

$$I_{KR}^{(1)} = \frac{U_{\Phi.НОМ}}{\frac{Z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + Z_{\Phi-H} \cdot l},$$

де  $Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(2R_T + R_{0T} + 3R_{II})^2 + (2X_T + X_{0T})^2}$  – повний опір силового трансформатора струмам однофазного КЗ з урахуванням перехідного опору до точки КЗ;

$R_{0T}, X_{0T}$  – активний і реактивний опори нульової послідовності трансформатора (додаток Г).



**III.** Заключна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань. Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

## **Тема 6. Техніко-економічні розрахунки пристроїв компенсації реактивної потужності**

### **Практичне заняття за темою № 6.**

Техніко-економічні розрахунки пристроїв компенсації реактивної потужності

Навчальна мета заняття: Відпрацювання практичних навиків, розрахунків внутрішньозаводського електропостачання

Кількість годин - 0,5 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### **Навчальні питання:**

1. Порядок оплати за реактивну електроенергію
2. Вибір компенсувальних пристроїв
3. Розрахунок режиму лінії електропередачі.

Література: 1-5.

#### **План проведення заняття:**

**I.** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

**II.** Основна частина заняття.

### **6.1 Порядок оплати за реактивну електроенергію**

Плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії визначається трьома складовими [17]:

$$П = П1 + П2 - П3,$$

де  $П1$  – основна плата;

$П2$  – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності (КРП);

$П3$  – зниження плати у разі участі споживача в добовому регулюванні режимів споживання реактивної потужності з мережі енергопостачальної організації.

Основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається за формулою:

$$П1 = (WQ_{СП} + K \cdot WQ_{Г}) \cdot D \cdot m_0,$$

де  $WQ_{СП}$  – споживання реактивної енергії в точці обліку за розрахунковий період;

$WQ_{Г}$  – генерування реактивної енергії в мережу енергопостачальної організації в точці обліку за розрахунковий період;

$K = 3$  – нормативний коефіцієнт врахування збитків енергопостачальної організації від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача;

$D$  – економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП), що характеризує вплив реактивного перетоку в точці обліку на втрати активної потужності в розрахунковому режимі, кВт/квар;

$m_0$  – середня вартість активної електроенергії за розрахунковий період.

При зонному обліку основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається за формулою:

$$\Pi 1 = \left( \sum_{i=1} WQ_{\text{СП}i} \cdot k_i + K \cdot WQ_{\text{ГН}} \right) \cdot D \cdot m_0,$$

де  $n$  – число зон добового графіка електричного навантаження енергопостачальної організації;

$i$  – номер зони добового графіка;

$WQ_{\text{СП}i}$  – споживання реактивної енергії в  $i$ -й зоні розрахункового періоду;

$WQ_{\text{ГН}}$  – генерація реактивної енергії в нічних провалах добових графіків розрахункового періоду;

$k_i$  – коефіцієнт диференційованого тарифу для  $i$ -ї зони добового графіка.

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності визначається за формулою:

$$\Pi 2 = \Pi 1 \cdot C_{\text{БАЗ}} \cdot (K_{\varphi} - 1)$$

де  $C_{\text{БАЗ}} = 1,3$  – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень в засоби КРП в електричних мережах споживача;

$K_{\varphi}$  – коефіцієнт, що визначається в залежності від фактичного коефіцієнта реактивної потужності споживача  $\text{tg}\varphi$  в середньому за розрахунковий період.

Зниження плати  $\Pi 3$  за споживання та генерування реактивної електроенергії можливе за умов достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, наявності зонного обліку спожитої і генерованої електроенергії, виконання споживачем (обумовленого енергопостачальною організацією) добового графіка споживання і генерування електроенергії та наявності його оперативного контролю. Графіки споживання і генерації та розміри знижки вказуються в Договорі на постачання електроенергії (ДПЕ).

При обчисленні надбавки введені зони нечутливості, які обмежені такими значеннями коефіцієнта реактивної потужності:

– для промислових і прирівнюваних до них споживачів, залізничного і міського електротранспорту –  $\text{tg}\varphi_{\Gamma} = 0,25$ ;

– для непромислових споживачів –  $\text{tg}\varphi_{\Gamma} = 0,75$ .

Тобто, додаткова плата за недостатню оснащеність нараховується, якщо  $\text{tg}\varphi > 0,25$  – для промислових споживачів і  $\text{tg}\varphi > 0,75$  – для непромислових споживачів. Значення коефіцієнта  $K_{\varphi}$  відповідно для промислових і непромислових споживачів визначаються за формулами:

$$K_{\varphi} = (\text{tg}\varphi - 0,25)^2 + 1;$$

$$K_{\varphi} = (\operatorname{tg} \varphi - 0,75)^2 + 1.$$

Фактичний коефіцієнт реактивної потужності споживача в середньому за розрахунковий період визначається за формулою:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{WQ_{\text{СП}}}{WP},$$

де  $WP, WQ_{\text{СП}}$  – споживання відповідно активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період.

За відсутності у споживача приладів обліку реактивних перетоків споживана і генерована реактивна потужність визначається розрахунковим шляхом. Споживання реактивної електроенергії приймається за споживанням активної електроенергії з урахуванням нормативного коефіцієнта потужності ( $\operatorname{tg} \varphi_{\text{Н}}$ ), який дорівнює:

- а) для промислових і прирівняних до них споживачів – 0,8;
- б) для перепродавців електроенергії і непромислових споживачів – 0,6;
- в) для тягових підстанцій залізничного транспорту змінного струму – 1,0;
- г) для тягових підстанцій залізничного транспорту постійного струму, метрополітену і міського електротранспорту – 0,5.

Сумарна реактивна електроенергія, генерована в мережу енергопостачальної організації, визначається за формулою:

$$WQ_{\text{ГР}} = Q_{\text{КУ}} \cdot t_{\text{НР}},$$

де  $Q_{\text{КУ}}$  – сумарна встановлена потужність конденсаторних установок в електричній мережі споживача, що зафіксована в Договорі на постачання електроенергії (ДПЕ);

$t_{\text{НР}}$  – число годин неробочого часу споживача за розрахунковий період.

Якщо споживач має цілодобовий безперервний режим виробництва, то для нього застосовуються формули:

$$Q_{\text{КУ}}' = Q_{\text{КУ}} + 0,3 \cdot P_{\text{С.Д.В/В}};$$

$$WQ_{\text{ГР}} = Q_{\text{КУ}}' \cdot t_{\text{К}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{Н}} \cdot WP,$$

де  $P_{\text{С.Д.В/В}}$  – сумарна встановлена потужність високовольтних (6,10 кВ) синхронних електродвигунів в електричній мережі споживача, що зафіксована в ДПЕ.

В умовах, коли точка обліку електроенергії знаходиться на стороні нижчої напруги силового трансформатора, який є власністю споживача, до спожитої реактивної енергії додаються втрати реактивної електроенергії в силовому трансформаторі. Втрати реактивної електроенергії в силовому трансформаторі визначаються шляхом розрахунку за формулою:

$$\Delta WQ_T = \Delta Q_{X.X.} \cdot t_K + k_3^2 \cdot \Delta Q_{K.3.} \cdot t_P,$$

де  $\Delta Q_{X.X.}$ ,  $\Delta Q_{K.3.}$  – складові втрат реактивної потужності за даними холостого ходу і короткого замикання силового трансформатора;

$t_K$  – календарне число годин розрахункового періоду;

$k_3$  – коефіцієнт завантаження силового трансформатора за розрахунковий період;

$t_P$  – число годин роботи споживача за розрахунковий період.

Коефіцієнт завантаження силового трансформатора за розрахунковий період  $k_3 = S_\Phi / S_{H.T.}$ , визначається за фактичним споживанням електроенергії:

$$S_\Phi = \sqrt{P_\Phi^2 + Q_\Phi^2}, \quad P_\Phi = WP / t_P, \quad Q_\Phi = WQ_{СП} / t_P$$

## 6.2 Вибір компенсувальних пристроїв

Доцільність встановлення компенсувальних пристроїв в процесі експлуатації рекомендується оцінювати наближено з використанням терміну окупності додаткових капітальних вкладень

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi' - \Pi''},$$

де  $\Pi'$ ,  $\Pi''$  – вартості споживаної реактивної електроенергії відповідно за відсутності і при встановленні компенсувальних пристроїв;

$K$  – капіталовкладення в компенсувальні пристрої в разі їх встановлення.

При цьому термін окупності повинен складати не більше п'яти років.

Розрахунок може бути уточнений врахуванням вартості втрат електричної енергії, що виникають при передачі реактивної енергії, в трансформаторах і лініях електропередач заводської мережі

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi' + C_{\Delta WQ} - \Pi''},$$

де  $C_{\Delta WQ}$  – вартість втрат електричної енергії, що виникають при передачі реактивної енергії.

Під час проектування системи електропостачання спочатку визначається сумарна розрахункова потужність БК напругою до 1000В (НБК) у відповідності з такими розрахунковими етапами [18]:

а) визначення основної потужності НБК, що забезпечить економію завдяки зменшенню числа цехових ТП;

б) визначення додаткової потужності НБК, що забезпечить економію завдяки зменшенню втрат електроенергії.

1 Отже, сумарна розрахункова потужність НБК

$$Q_{Н.К} = Q_{Н.К1} + Q_{Н.К2}.$$

Визначення потужності НБК за умовою вибору оптимального числа цехових трансформаторів  $Q_{Н.К1}$  проводиться в такій послідовності.

У випадку трьох трансформаторів і менше їх потужність вибирається виходячи з максимального активного навантаження згідно з умовою

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{P_M}{k_3 \cdot N}.$$

За вибраною потужністю трансформаторів визначають максимальну реактивну потужність, яку доцільно передати через трансформатори

$$Q_T = \sqrt{(N_{ек} \cdot k_3 S_{НОМ.Т})^2 - P_M^2}.$$

Потужність НБК для даної групи трансформаторів визначається:

$$Q_{НК.1} = Q_M - Q_T.$$

Для більшого числа трансформаторів кожної технологічно концентрованої групи цехових трансформаторів однакової потужності визначається мінімальне їх число, що необхідне для живлення активного навантаження.

$$N_{min} = \frac{P_M}{k_3 \cdot S_{НОМ.Т}} + \Delta N,$$

де  $\Delta N$  – добавка до найближчого цілого числа.

2 Економічно оптимальне число трансформаторів

$$N_{ек} = N_{min} + N_{\partial},$$

де  $N_{\partial}$  – додаткове число трансформаторів, визначається на основі техніко-економічних розрахунків. При цьому критерієм ефективності можуть виступати сумарні зведені втрати СЗВ або зведені щорічні затрати З.

Визначення додаткової потужності НБК  $Q_{Н.К2}$  з метою зниження втрат електричної енергії для групи трансформаторів, здійснюється за критерієм терміну окупності додаткових капітальних вкладень.

Для кожної цехової ТП визначається некомпенсоване реактивне навантаження на стороні 10(6) кВ кожного трансформатора за формулою:

$$Q_{ТП} = Q_{М.ТП} - Q_{НК} + \Delta Q_T.$$

Для кожної РП – 10(6) кВ визначається сумарне некомпенсоване реактивне навантаження

$$Q_{РП} = \sum Q_{ТП}.$$

Загальна розрахункова реактивна потужність ВБК для всього підприємства визначається з умови балансу реактивної потужності

$$Q_{ВК} = \sum Q_{РП} - Q_{e1}.$$

де  $Q_{e1}$  – оптимальне значення вхідної реактивної потужності в години великих навантажень.

Реактивна потужність ВБК розподіляється між окремими РП пропорційно їх некомпенсованому реактивному навантаженню і округляється до найближчої стандартної потужності комплектних конденсаторних установок (ККУ). До кожної секції РП рекомендується приєднувати ККУ однакової потужності, але не менше 1000 квар. При меншій потужності КБ передбачають компенсацію на ГПП.

Доцільність використання синхронних двигунів (СД) як джерел реактивної потужності визначається техніко-економічним розрахунком.

Кожен встановлений СД може генерувати реактивну потужність, номінальне значення якої

$$Q_{СД} = (P_{СД.ном} \cdot \beta_{СД}) \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ном},$$

де  $\beta_{СД}$  – коефіцієнт завантаження СД.

Під час проектування електроприводів вказується використовувана розрахункова потужність кожного СД і максимальна потужність, при якій забезпечується стійка робота електропривода.

Оскільки синхронні двигуни, як правило оснащені регуляторами збудження, то витрати на компенсацію реактивної потужності СД визначаються тільки втратами потужності

$$\Delta P = D_1 \frac{Q}{Q_{ном}} + D_2 \left( \frac{Q}{Q_{ном}} \right)^2,$$

де  $D_1, D_2$  – номінальні паспортні значення втрат потужностей.

### 6.3 Приклади розрахунку під час вибору компенсувальних пристроїв

**Приклад 6.1** Промислове підприємство має облік тільки активної електроенергії, який проводиться на межі розділу балансової належності електромереж. Облік реактивної електроенергії відсутній. Немає також пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП) [17].

- Споживання активної електроенергії протягом місяця за показами

лічильника виявилось  $WP = 430\,000$  кВт·год.

- Середньостатистичне значення ЕЕРП, зафіксоване в додатку до Договору і на постачання електроенергії (ДПЕ),  $D = 0,058$  кВт/квар.
- Середньовідпускний тариф  $m_0 = 0,27$  грн./кВт·год.

**Розв'язування.** Підприємство належить до промислових споживачів, для яких в умовах відсутності обліку реактивної електроенергії нормативний коефіцієнт потужності  $\text{tg}\varphi_H = 0,80$ , граничний коефіцієнт реактивної потужності, що визначає зону нечутливості,  $\text{tg}\varphi_G = 0,25$ . Тоді величина реактивної електроенергії, за яку повинно заплатити підприємство

$$WQ_{\text{СП}} = WP \cdot \text{tg}\varphi_H = 430\,000 \cdot 0,8 = 344\,000 \text{ квар}\cdot\text{год.}$$

Основна плата

$$\text{П1} = WQ_{\text{СП}} \cdot D \cdot m_0 = 344\,000 \cdot 0,058 \cdot 0,27 = 5387,04 \text{ грн.}$$

Оскільки нормативне значення  $\text{tg}\varphi_H = 0,80$ , більше граничного  $\text{tg}\varphi_G = 0,25$ , то підприємство працює за межею зони нечутливості і йому нараховується надбавка

$$\text{П2} = \text{П1} \cdot C_{\text{БАЗ}} \cdot (K_\varphi - 1).$$

Значення  $K_\varphi = 1,3025$ .

Тоді значення надбавки  $\text{П2} = 5387,04 \cdot 1,3 \cdot (1,3025 - 1) = 2118,5$  грн.

Повна плата  $\text{П} = \text{П1} + \text{П2} = 5387,04 + 2118,5 = 7505,49$  грн.

**Приклад 6.2** Промислове підприємство має облік споживання активної та реактивної електроенергії, а також облік генерації реактивної електроенергії [17]. Споживання активної та реактивної електроенергії за місяць  $WP = 430\,000$  кВт·год;  $WQ_{\text{СП}} = 68\,000$  квар·год. Генерування реактивної електроенергії споживачем в мережу енергопостачальної організації  $WQ_G = 54\,000$  квар·год. ЕЕРП для даного підприємства  $D = 0,058$  кВт/квар. Середньовідпускний тариф  $m_0 = 0,27$  грн./кВт·год.

**Розв'язування.** Основна плата за споживання та генерацію реактивної електроенергії

$$\begin{aligned} \text{П1} &= (WQ_{\text{СП}} + K \cdot WQ_G) \cdot D \cdot m_0 = \\ &= (68\,000 + 3 \cdot 54\,000) \cdot 0,058 \cdot 0,27 = 3601,80 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Коефіцієнт потужності

$$\text{tg}\varphi = WQ_{\text{СП}}/WP = 68\,000/430\,000 = 0,158.$$

Оскільки  $\text{tg}\varphi = 0,158 < \text{tg}\varphi_G = 0,25$ , то надбавка за недостатнє оснащення мережі споживача засобами КРП не нараховується.

Отже,

$$\text{П} = \text{П1} = 3601,80 \text{ грн.}$$

Результати розрахунків зведені в табл. 6.1.



Таблиця 6.1 – Результати розрахунків

Показники	Приклад 6.1 КРП і облік Відсутні взагалі	Приклад 6.2 КРП і облік (в т. ч. генерації) наявні
$WQ_{\text{СП}}$	344000*	68000
$WQ_{\Gamma}$		54000
$\text{tg}\varphi$	0,8*	0,158
П1	5387,04	3601,80
П2	2118,5	
П	7505,49	3601,80

Примітка. \* – результат отримано розрахунковим шляхом.

**Приклад 6.3** Порівняти варіанти, що були розглянуті вище, враховуючи, що в другому варіанті необхідним є встановлення конденсаторних батарей  $Q_{\text{НК}} = 1100$  квар, вартість яких складає  $K = 1100 \cdot 22 = 24200$  грн.

**Розв'язування.** Прибуток внаслідок зменшення плати за реактивну енергію складає

$$\Pi_t = (\Pi' - \Pi'') \cdot 12 = (7505,5 - 3601,8) \cdot 12 = 46844 \text{ грн.}$$

Термін окупності

$$T_{\text{ОК}} = \frac{24200}{46844} = 0,52 \text{ року.}$$

Встановлення конденсаторних батарей вигідне підприємству.

**Приклад 6.4** Проектується цех з розрахунковим навантаженням  $P_{\text{М}} = 2500$  кВт,  $Q_{\text{М}} = 1600$  квар. В цеху передбачається встановлення трьох однотрансформаторних ТП потужністю 1000 кВ·А. Розрахувати  $Q_{\text{НК.1}}$ .

**Розв'язування.** Потужність трансформаторів ТП

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{P_{\text{М}}}{k_3 \cdot N} = \frac{2500}{0,9 \cdot 3} = 926 \text{ кВ·А.}$$

Через трансформатори можна передати реактивну потужність

$$Q_{\text{Т}} = \sqrt{(N_{\text{ЕК}} \cdot k_3 \cdot S_{\text{НОМ.Т}})^2 - P_{\text{М}}^2} = \sqrt{(3 \cdot 0,9 \cdot 1000)^2 - 2500^2} = 1020 \text{ квар.}$$

Основна потужність НБК для даної групи трансформаторів

$$Q_{\text{НК.1}} = Q_{\text{М}} - Q_{\text{Т}} = 1600 - 1020 = 580 \text{ квар.}$$

**Приклад 6.5** Розрахувати втрати потужності для синхронного двигуна СДН з  $U_H = 6$  кВ,  $P_{\text{НОМ}} = 1000$  кВт,  $Q_{\text{НОМ}} = 511$  квар,  $D_1 = 6,6$  кВт,  $D_2 = 5,9$  кВт при  $Q_K = 500$  квар і  $Q_K = 250$  квар. Порівняти доцільність використання СД для компенсації реактивної потужності.

**Розв'язування.** При максимальному перезбудженні  $Q_K \approx 500$ квар

$$\Delta P = 6,6 + 5,9 = 12,5 \text{ кВт},$$

або

$$\frac{\Delta P}{Q_K} = \frac{12,5}{0,5} = 25 \text{ кВт/Мвар}.$$

При

$$Q = \frac{Q_H}{2} \text{ дістанемо } \Delta P = 6,6 \cdot \frac{1}{2} + 5,9 \cdot \left(\frac{1}{2}\right)^2 = 4,8 \text{ кВт},$$

або

$$\frac{\Delta P}{Q_K} = \frac{4,8}{0,25} = 19,1 \text{ кВт/Мвар}.$$

При встановленні високовольтних батарей потужністю  $Q_{\text{БК}} = 1000$  квар капіталовкладення можуть бути оцінені на суму

$$K = \Delta K_{\text{БК}} \cdot Q_{\text{БК}} + K_{\text{ВВ}} = 16,5 \cdot 1000 + 22000 = 38500 \text{ грн.},$$

де  $K_{\text{ВВ}}$  – вартість високовольтного вимикача  $K_{\text{ВВ}} = 22000$  грн. Втрати активної потужності в високовольтних конденсаторах  $\Delta P_{\text{БК}} = 2,5$  кВа/Мвар [19,20].

Отже, річна економія на втратах електроенергії

$$\Pi = (50 - 2,5) \cdot 0,27 = 8 \cdot 22 \cdot 12 = 27086 \text{ грн.}$$

Термін окупності високовольтних батарей при їх встановленні

$$T_{\text{ОК}} = \frac{K}{\Pi} = \frac{38500}{27086} = 1,4 \text{ року}.$$

Таким чином, в даному випадку вигідним є використання високовольтних батарей.

**III. Заключна частина заняття.** Перевірка і оцінювання виконаних завдань. Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

## Тема 7. Розрахунки показників якості електричної енергії

**Практичне заняття за темою № 7. Розрахунки показників якості електричної енергії**

Навчальна мета заняття: Відпрацювання практичних навиків, розрахунок внутрішньозаводського електропостачання

Кількість годин -0,5 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

### Навчальні питання:

1. Розрахунок відхилень напруги
2. Розрахунок знижень напруги

Література: 1-5.

### План проведення заняття:

**I.** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

#### II. Основна частина заняття.

Розрахунок рівнів напруги виконують для режимів максимальних і мінімальних навантажень. Спочатку за відомими значеннями напруги на шинах 6,10 кВ підстанції (рис. 7.1), від якої здійснюється живлення ТП, визначають втрати напруги в лінії електропередачі 6,10 кВ та трансформаторі ТП і знаходять приведену до високої сторони напругу  $U'_2$  на вторинній обмотці трансформатора. Потім розраховують дійсне значення напруги  $U_2$  при заданому або різних коефіцієнтах трансформації (в залежності від відпайки трансформатора) для обох режимів.

Алгоритм розрахунку в обох режимах однаковий [21] :

$$U'_2 = U - \Delta U_L - \Delta U_T;$$

$$\Delta U_L \approx \frac{PR_L + QX_L}{U};$$

$$\Delta U_T \approx \frac{PR_T + QX_T}{U_1};$$

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_T},$$

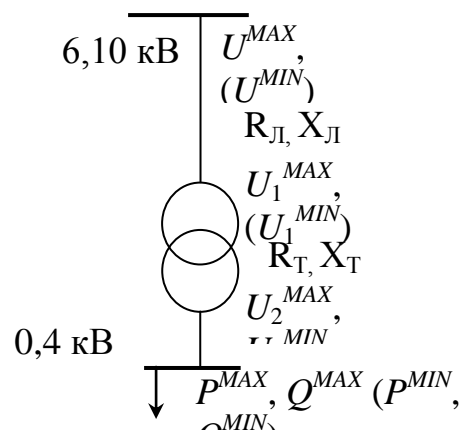


Рисунок 7.1 – Розрахункова схема

де  $U$  – напруга на шинах підстанції живлення;  $\Delta U_L$ ,  $\Delta U_T$  – втрати напруги відповідно в лінії електропередачі і трансформаторі;  $R_L$ ,  $X_L$  – активний і

реактивний опори лінії;  $R_T$ ,  $X_T$  – активний і реактивний опори трансформатора, приведені до високої сторони;  $P$ ,  $Q$  – активна та реактивна потужності навантаження;  $K_T$  – коефіцієнт трансформації трансформатора;  $U_1 = U - \Delta U_L$  – напруга на високій стороні трансформатора.

Трансформатори ТП виконуються з перемиканням без збудження (ПБЗ). Для зміни коефіцієнта трансформації вони повинні вимикатися з мережі. В зв'язку з цим перемикання проводять вкрай рідко, наприклад, при сезонній зміні навантаження. Для них важливо правильно вибрати коефіцієнт трансформації таким чином, щоб режим напруг при зміні навантаження був по можливості найкращим.

Коефіцієнт трансформації трансформатора 6/0,4 кВ (табл.7.1) визначається для кожної відпайки так:  $6 \pm 2 \times 2,5\%$  /0,4 кВ. Наприклад, для відпайки 1 (+5%)

$$K_T = \frac{6 + 0,05 \cdot 6}{0,4} = 15,75.$$

Таблиця 7.1 – Коефіцієнти трансформації трансформаторів

Регульовальне відгалуження		Значення $K_T$		$U_2$ , В При $U'_2 = U_{1НОМ}$
Номер відпайки	%	$U_{1НОМ} = 6\text{кВ}$	$U_{1НОМ} = 10\text{кВ}$	
1	+5	15,75	26,25	381
2	+2,5	15,37	25,63	390
3	0	15	25	400
4	-2,5	14,63	24,38	410
5	-5	14,25	23,75	421

## 7.2 Розрахунок знижень напруги

Зниження напруги виникає внаслідок КЗ, пуску потужних асинхронних або синхронних електродвигунів.

При живленні СД від достатньо потужної системи, коли потужність джерела перевищує більше ніж в 10 разів різке збільшення потужності при пуску найбільш потужного електродвигуна, зменшення напруги в точці приєднання СД можна орієнтовно визначити за формулою [1]

$$\delta U = \frac{\pm \Delta Q}{S_K} \cdot 100\%,$$

де  $\Delta Q$  – зміна реактивної потужності, Мвар;

$S_K$  – потужність КЗ в точці, де визначається  $\delta U$  МВ·А.

Залишкову напругу на затискачах двигунів і шин (у відсотках) під час асинхронного пуску або самозапуску (рис. 7.2) рекомендується визначити за формулами [1]

$$U_D = \frac{105}{1 + K_i X_R + X_c \left[ K_i + \frac{1}{X_H} (1 + K_i X_R) \right]}; U_{III} = \frac{105}{1 + X_c \left( \frac{K_i}{1 + K_i X_R} + \frac{1}{X_H} \right)},$$

де  $K_i$  – номінальна кратність пускового струму двигуна;

$X_H = \frac{S_D}{S_H \sin \varphi_H}$ ;  $X_C = \frac{S_D}{S_K} \left( \frac{U_{НОМ}}{U_K} \right)^2$  – відносні опори навантаження і системи ( $S_D$  – прийнята за базову).

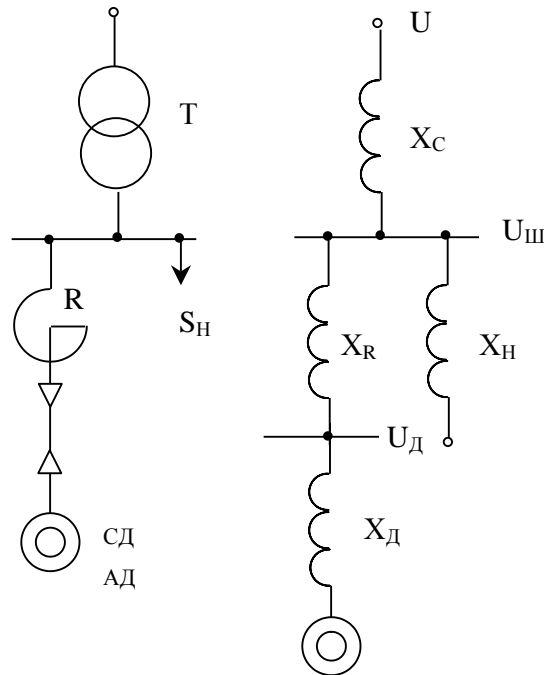


Рисунок 7.2 – Розрахункова схема і схема заміщення мережі

### 7.3 Розрахунок несиметрії напруг

Несиметрія напруги в мережах характеризується коефіцієнтом зворотної послідовності напруг

$$K_{U2,ДОП} = U_2 / U_{НОМ},$$

де  $U_2$  – напруга зворотної послідовності.

При  $K_{U2,ДОП} \geq 2\%$  рекомендується для вибору засобів КРП використовувати симетрувальні або фільтросиметрувальні пристрої.

Причиною виникнення несиметрії напруг є несиметрія навантажень, а також пошкодження в мережах.

В несиметричних режимах трифазні електричні навантаження характеризуються комплексними повною та пульсуючою потужностями [22-24]

$$\underline{S} = 3 \left( \dot{U}_1^* \dot{I}_1 + \dot{U}_2^* \dot{I}_2 + \dot{U}_0^* \dot{I}_0 \right); \quad \underline{N} = 3 (\dot{U}_2 \dot{I}_1 + \dot{U}_1 \dot{I}_2 + \dot{U}_0 \dot{I}_0),$$

де  $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_0; \dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_0$  – комплексні напруги та струми відповідно прямої, зворотної та нульової послідовностей;  $I_1, I_2, I_0$  – комплексні спряжені струми відповідних послідовностей.

Комплексна повна потужність  $\underline{S}$  відображає споживання електричної енергії, а комплексна пульсуюча потужність  $\underline{N}$  інтегрально характеризує несиметрію та незрівноваженість, які існують в електричній мережі.

Коефіцієнт зворотної послідовності напруг в точці електричної мережі підприємства, що розглядається, можна розрахувати за формулою [22, 23]

$$\underline{K}_{U2} = (1 + \delta U)(-\underline{N}_2)/(S_K + S_2 + S_{AB} + S_{BC} + S_{CA}),$$

де  $\delta U = (U_I - U_{НОМ})/U_{НОМ}$  – відхилення напруги прямої послідовності від номінального фазного значення;  $S_{AB}, S_{BC}, S_{CA}$  – спряжені комплекси сумарних потужностей однофазних навантажень;  $\underline{N}_2 = 3\dot{U}_1\dot{I}_2 = -(a^2 S_{AB} + S_{BC} + a S_{CA})$  – пульсуюча потужність зворотної послідовності;  $a = e^{j120}$ ,  $a^2 = e^{-j120}$  – фазні оператори;  $S_2 = 3U_{НОМ}^2 Y_2 e^{j\varphi_2}$  – спряжений комплекс потужності зворотної послідовності несиметричного навантаження;  $S_K$  – спряжений комплекс потужності короткого замикання;  $Y_2$  і  $\varphi_2$  – модуль і аргумент еквівалентної провідності зворотної послідовності несиметричного навантаження.

Згідно з [23] для визначення коефіцієнта зворотної послідовності напруги можна використовувати спрощену формулу

$$\underline{K}_{U2} = -\frac{(1 + \delta U)\underline{N}_2}{S_K},$$

а дійсну та уявну складові пульсуючої потужності можна визначити за потужностями навантаження таким чином:

$$\begin{aligned} \operatorname{Re} \underline{N}_2 &= \frac{1}{2}(P_{AB} + P_{CA}) + \frac{\sqrt{3}}{2}(Q_{AB} - Q_{CA}) + P_{BC}; \\ \operatorname{Im} \underline{N}_2 &= \frac{\sqrt{3}}{2}(P_{AB} - P_{CA}) - \frac{1}{2}(Q_{AB} + Q_{CA}) + Q_{BC}, \end{aligned}$$

де  $P_{BC}, P_{CA}, P_{AB}, Q_{BC}, Q_{CA}, Q_{AB}$  – активні та реактивні потужності відповідних однофазних навантажень.

Розглянемо методику визначення параметрів симетрувального пристрою [23].

За наявності несиметричного навантаження реактивну потужність симетрувальної установки  $Q_{C.Y}$  необхідно приймати рівною різниці реактивної потужності навантаження  $Q_H$  та реактивної потужності, що задається на вході  $Q_{BX}$ .

В залежності від заданої реактивної потужності симетрувальної установки

$Q_{C.Y}$ , допустимих відхилень напруги прямої послідовності і коефіцієнта несиметрії напруги визначаються реактивні потужності її фаз

$$\left. \begin{aligned} Q_{BC} &= \frac{1}{3}[-2D + Q_{C.Y}(1 + 2A)] \\ Q_{CA} &= \frac{1}{3}[\sqrt{3}C + D + Q_{C.Y}(1 - A + \sqrt{3}B)] \\ Q_{AB} &= -\frac{1}{3}[\sqrt{3}C - D - Q_{C.Y}(1 - A - \sqrt{3}B)] \end{aligned} \right\},$$

де  $A = K_{U2,ДОП} \cos \psi_U / (1 + \delta U_{ДОП})$ ;

$B = K_{U2,ДОП} \sin \psi_U / (1 + \delta U_{ДОП})$ ;

$C = BS_K + S_{AB} \cos(60^\circ - \varphi_{AB}) - P_{BC} + S_{CA} \cos(60^\circ + \varphi_{CA})$ ;

$D = -AS_K + S_{AB} \sin(60^\circ - \varphi_{AB}) + Q_{BC} - S_{CA} \sin(60^\circ + \varphi_{CA})$  -

математичні величини;  $S_{AB}$ ,  $S_{CA}$ ,  $P_{BC}$ ,  $Q_{BC}$  - модулі потужностей навантажень;  $\psi_U$  - аргумент вектора напруги зворотної послідовності.

Для компенсації реактивної потужності і симетрування електричних навантажень можна рекомендувати використання спрощеної формули:

$$\begin{aligned} Q_{BC} &= \frac{1}{3}[Q + 2\text{Im} \underline{N}_2]; \\ Q_{CA} &= \frac{1}{3}[Q - \text{Im} \underline{N}_2 - \sqrt{3} \text{Re} \underline{N}_2]; \\ Q_{AB} &= \frac{1}{3}[Q - \text{Im} \underline{N}_2 + \sqrt{3} \text{Re} \underline{N}_2], \end{aligned}$$

де  $Q$  - реактивна потужність навантаження несиметричного споживача;

$\text{Re} \underline{N}_2$ ,  $\text{Im} \underline{N}_2$  - дійсна та уявна частини комплексної пульсуючої потужності зворотної послідовності.

Замість пульсуючої потужності зворотної послідовності можна використати умовну потужність зворотної послідовності. В цьому випадку потужність фаз конденсаторної батареї вибирають за такими формулами:

$$\begin{aligned} Q_{BC} &= \frac{1}{3}[(Q - Q_{BX}) - 2\text{Im} \underline{S}_2]; \\ Q_{CA} &= \frac{1}{3}[(Q - Q_{BX}) + \text{Im} \underline{S}_2 - \sqrt{3} \text{Re} \underline{S}_2]; \\ Q_{AB} &= \frac{1}{3}[(Q - Q_{BX}) + \text{Im} \underline{S}_2 + \sqrt{3} \text{Re} \underline{S}_2], \end{aligned} \quad (7.1)$$

де  $\text{Re} \underline{S}_2$ ,  $\text{Im} \underline{S}_2$  - дійсна та уявна частини комплексної умовної потужності зворотної послідовності.

Комплексна умовна потужність зворотної послідовності може бути розрахована через потужності фаз несиметричного навантаження

$$\underline{S}_2 = 3\dot{U}_1 I_2^* = -a \underline{S}_{AB} - \underline{S}_{BC} - a^2 \underline{S}_{CA}.$$

Під час розрахунків симетрувальних установок можуть бути використані

складові напруг та струмів трифазної мережі, поданих в системі координат  $\alpha, \beta, 0$  (рис. 7.3).

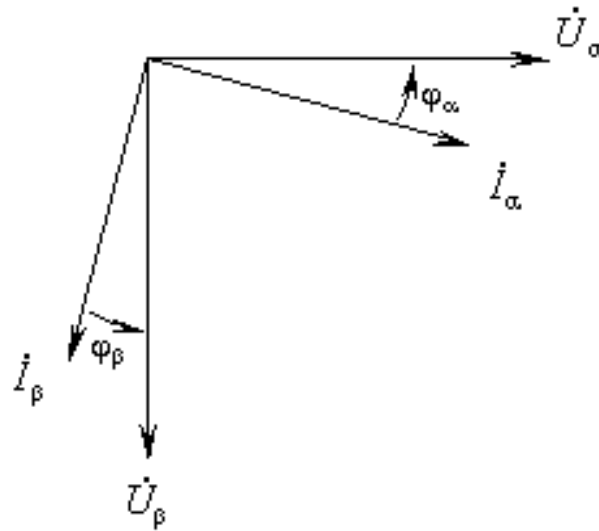


Рисунок 7.3 - Вектори напруг та струмів трифазного навантаження в системі координат  $\alpha, \beta, 0$

Відомо, що напруги і струми прямої та зворотної послідовностей можуть бути виражені через складові напруги і струму в системі координат  $\alpha, \beta, 0$  у вигляді [25]:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \end{bmatrix} = 0,5 \begin{bmatrix} 1 & j \\ 1 & -j \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_\alpha \\ \dot{U}_\beta \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} = 0,5 \begin{bmatrix} 1 & j \\ 1 & -j \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_\alpha \\ \dot{I}_\beta \end{bmatrix}.$$

В свою чергу, складові  $\dot{U}_\alpha, \dot{U}_\beta$  та  $\dot{I}_\alpha, \dot{I}_\beta$  можуть бути виражені через фазні напруги і струми

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_\alpha \\ \dot{U}_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_A \\ \dot{U}_B \\ \dot{U}_C \end{bmatrix}; \quad (7.2)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_\alpha \\ \dot{I}_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix}. \quad (7.3)$$

З (7.2) випливає, що

$$\dot{U}_\alpha = \dot{U}_A - \dot{U}_0; \quad \dot{U}_\beta = \frac{\dot{U}_{BC}}{\sqrt{3}},$$

а з (7.3) –

$$\dot{I}_\alpha = \dot{I}_A - \dot{I}_0; \quad \dot{I}_\beta = \frac{\dot{I}_B - \dot{I}_C}{\sqrt{3}}. \quad (7.4)$$

Формування складових в системі координат  $\alpha, \beta, 0$  є достатньо простим. Для цього можна використати напруги, що існують на вторинних обмотках



вимірювального трансформатора напруги та фільтри струмів. В трипровідних мережах напруга та струм нульової послідовності відсутні.

Комплексні значення струмів прямої та зворотної послідовностей можуть бути виражені через косинусні та синусні складові струмів  $\dot{I}_\alpha$ ,  $\dot{I}_\beta$  за формулами:

$$\dot{I}_1 = 0,5[I_\alpha \cos \varphi_\alpha + I_\beta \cos \varphi_\beta - j(I_\alpha \sin \varphi_\alpha + I_\beta \sin \varphi_\beta)];$$

$$\dot{I}_2 = 0,5[I_\alpha \cos \varphi_\alpha - I_\beta \cos \varphi_\beta - j(I_\alpha \sin \varphi_\alpha - I_\beta \sin \varphi_\beta)];$$

де  $I_\alpha$ ,  $I_\beta$  – діючі значення струмів  $\dot{I}_\alpha$ ,  $\dot{I}_\beta$ ;  $\varphi_\alpha$ ,  $\varphi_\beta$  – кути зсуву фаз цих струмів відносно напруг  $\dot{U}_\alpha$ ,  $\dot{U}_\beta$ . В даному випадку припускається, що напруги  $\dot{U}_\alpha$  та  $\dot{U}_\beta$  ортогональні. Якщо напруги  $\dot{U}_\alpha$ ,  $\dot{U}_\beta$  неортогональні, що свідчить про несиметрію напруг, то  $\varphi_\alpha$  – кут зсуву струму  $\dot{I}_\alpha$  відносно вектора, що перпендикулярний вектору  $\dot{U}_\beta$ .

#### 7.4 Розрахунок несинусоїдності напруг

Несинусоїдність є важливим показником якості електричної енергії. Збільшення вмісту вищих гармонік зменшує надійність електропостачання внаслідок прискореного старіння ізоляції та підвищення ймовірності переходу однофазних замикань в міжфазні, приводить до неправильної дії деяких видів релейного захисту, збільшення похибок лічильників активної та реактивної електроенергії.

**Показники несинусоїдності.** Несинусоїдність напруги (струму) характеризується двома показниками: коефіцієнтом спотворення синусоїдності кривої напруги (струму) і коефіцієнтом  $n$ -ї гармонічної складової напруги (струму).

Коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги визначається за формулою:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% \approx \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2}}{U_{(1)}} \cdot 100\%,$$

де  $U_{(n)}$  – діюче значення  $n$ -ої гармоніки напруги. При визначенні цього показника допустимо не враховувати гармонічні складові порядку  $n > 40$  або складові, значення яких менші 0,3 відсотка.

Коефіцієнт  $n$ -ої гармонічної складової напруги визначається за формулою

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% \approx \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} \cdot 100\%.$$

Аналогічно визначаються показники несинусоїдності струму.

Нормально допустимі і гранично допустимі значення коефіцієнта спотворення синусоїдності кривої напруги в точках загального приєднання до електричних мереж із різною номінальною напругою наведені в табл. 7.2.

Таблиця 7.2 – Допустимі значення коефіцієнта спотворення синусоїдності кривої напруги у відсотках

Нормально допустиме значення при $U_{НОМ}$ , кВ				Гранично допустиме значення при $U_{НОМ}$ , кВ			
0,38	6-20	35	110-330	0,38	6-20	35	110-330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Згідно з ГОСТ 13109-97 показники несинусоїдності напруги не повинні перевищувати нормально допустимих значень протягом не менше 95% часу кожної доби. І, крім цього, значення цих показників не повинні виходити за межі максимальних значень.

**Джерела вищих гармонік [26].** Одним із основних джерел вищих гармонік є вентиляльні перетворювачі. Порядок вищих гармонік, що генеруються вентиляльними перетворювачами, визначається виразом

$$\nu = kp \pm 1 \quad (k = 1, 2, 3, \dots),$$

де  $p$  – пульсність (фазність) випрямлення. Наприклад, при 6-фазній схемі випрямлення (трифазній мостовій схемі Ларіонова або шестифазній нульовій схемі) в первинному струмі містяться, крім першої, також 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, ... гармоніки.

Значення генерованих струмів вищих гармонік при переважанні індуктивного навантаження можна розрахувати за формулою

$$I_{\nu} = \frac{I_{(1)}}{\nu}.$$

Для установок електродугового зварювання і дугових електропечей

$$\nu = 6k \pm 1 \quad (k = 1, 2, 3, \dots), \text{ а діюче значення вищих гармонік } I_{(\nu)} \approx \frac{I_{(1)}}{\nu^2}.$$

На промислових підприємствах широко використовуються трифазні мостові випрямлячі. Якщо мостовий випрямляч увімкнений без трансформатора до шин, де приєднані батареї конденсаторів, то крива первинного струму має

практично прямокутну форму. Тому  $I_{\nu} = \frac{I_{(1)}}{\nu}$ . Останню формулу

використовують на практиці і за наявності трансформатора. В цьому випадку значення будуть завищеними при  $\square = 5; 7$ ; – на 10-15 відсотків; а для  $\square = 11; 13$  – до 20 відсотків, а якщо  $\square > 13$  користуватися останньою формулою не рекомендується [26].

У разі роботи випрямляча не чисто активне навантаження (наприклад, печі опору) значення  $I_{\nu*}$  будуть дещо меншими: для  $\square=0$  значення  $I_{5*}=0,186$ ,  $I_{7*}=0,113$ ,  $I_{11*}=0,085$ ,  $I_{13*}=0,065$ [26].

Джерелами вищих гармонік також є силові трансформатори. Внаслідок несиметрії магнітопроводу трифазних стержневих трансформаторів діючі

значення намагнічувальних струмів крайніх фаз в 1,3-1,35 раз більше від намагнічувального струму середньої фази. З цієї ж причини в намагнічувальних струмах є всі непарні вищі гармоніки, в тому числі і кратні трьом. Ці вищі гармоніки утворюють системи прямої і зворотної послідовностей. Найбільшу питому вагу, крім основної, мають 3, 5 і 7 гармоніки. Слід відмітити, що амплітудний спектр намагнічувальних струмів практично однаковий для схем з'єднання зірка-зірка та зірка-трикутник.

Діючі значення вищих гармонік намагнічувальних струмів фаз  $I_{v\phi}$  знаходяться за формулою

$$I_{v\phi} = I_{\mu} \cdot k_{v\phi},$$

де  $I_{\mu}$  – номінальне значення намагнічувального струму;  $k_{v\phi}$  – коефіцієнт вищих гармонік в стрижнях трансформатора, який приймається рівним 0,1; 0,29; 0,12 (для фази крайнього стрижня) і 0,2; 0,22; 0,1 (для фази середнього стрижня) відповідно на третій, п'ятій та сьомій гармоніках.

Зі збільшенням напруги від номінального значення на 3 – 5 відсотків рівень вищих гармонік намагнічувального струму збільшується в 1,5-2 рази.

**Під час розрахунків несинусоїдних режимів** рекомендується така послідовність [2]:

1. Розраховують спектральний склад первинних струмів вентильних перетворювачів.

2. Для кожної гармоніки струму, використовуючи принцип накладання і відомі методи розрахунку кід, визначають діючі значення гармонік напруги в вузлах схеми заміщення.

3. За результатами розрахунків діючих значень гармонік напруги в вузлах визначають коефіцієнт спотворення синусоїдної форми кривої напруги  $K_U$  в вузлах.

Для обчислення  $K_U$  необхідно визначити рівень напруги окремих гармонік, що генеруються нелінійним навантаженням.

Фазна напруга гармоніки в розрахунковій точці мережі живлення [23]

$$U_v = I_v n U_{HЛ} U_{НОМ} / S_K,$$

де  $I_v$  – діюче значення фазного струму  $v$ -ї гармоніки;  $U_{HЛ}$  – напруга нелінійного навантаження (якщо розрахункова точка є точкою приєднання нелінійного навантаження, то  $U_{HЛ} = U_{НОМ}$ );  $S_K$  – потужність короткого замикання.

Для розрахунку  $U_v$  необхідно попередньо визначити струм відповідної гармоніки, який залежить не тільки від електричних параметрів, але й від виду нелінійного навантаження [23].

Наприклад, для дугової сталеплавильної печі (ДСП) при визначенні струму гармонік в режимі розплавлення достатньо враховувати тільки 2–7-у гармоніки. Струм гармонік (окрім струму 2-ї гармоніки, який приймається рівним струму 3-ї) залежить від кількості і потужності ДСП. Для практичних розрахунків його рекомендується приймати:

$$I_v = I_{П.Т} / v^2,$$

де  $I_{П.Т}$  – номінальний струм пічного трансформатора.

Для установки дугового або контактного електрозварювання струм гармонік (рекомендується враховувати тільки 3-ю і 5-у)

– для одиначної установки

$$I_v = S_T \beta \sqrt{ПВ} / (v^2 U_{НОМ}),$$

де  $S_T$  – номінальна потужність трансформатора;  $\beta$  – коефіцієнт завантаження;

ПВ – тривалість повторного ввімкнення;

– для групи установок дугового електрозварювання

$$I_{v.ГР} = \sqrt{\sum_{i=1}^N I_{vi}^2},$$

де  $I_{vi}$  – струм  $v$ -ї гармоніки  $i$ -ї установки;  $N$  – загальна кількість працюючих установок.

Струм гармонік (рекомендується враховувати тільки 5, 7 і 11-у гармоніки) одиначної установки дугового електрозварювання постійного струму

$$I_v = I_{НОМ} / v,$$

де  $I_{НОМ}$  – номінальний первинний струм установки.

Визначення струмів гармонік, що генеруються вентильними перетворювачами виконується за формулою

$$I_v = \frac{m S_{пр}}{\sqrt{3} \pi U_{НОМ} X^* v^2} \sin \varphi \sin \frac{3nX^*}{m \sin \varphi},$$

де  $m$  – кількість фаз випрямлення перетворювача;  $S_{пр}$  – потужність, що споживається перетворювачем;  $X^*$  – сумарний індуктивний опір мережі, приведений до потужності трансформатора перетворювача;  $\varphi$  – кут, що характеризує коефіцієнт реактивної потужності перетворювача  $\sin \varphi = Q_{пр} / S_{пр}$ ;  $Q_{пр}$  – реактивна потужність перетворювача.

В залежності від схеми випрямлення одиначного перетворювача рекомендується враховувати такі гармоніки струму: при 6-фазній схемі – 5, 7, 11 і 13, при 12-фазній – 11, 13, 23 і 28, при 24-фазній – 23, 47 і 49.

Допускається струм гармонік до 13-го порядку обчислювати за формулою

$$I_v = S_{пр} / (U_{НОМ} v \sqrt{3}).$$

Струм гармонік групи різних перетворювачів залежить від режиму їхньої роботи і його розрахунок виконується на основі аналізу робочих режимів, що є складною технічною задачею.

Максимальний струм гармонік групи перетворювачів рекомендується визначати у відповідності з (1.7), де  $S_{пр}$  – сумарна потужність одночасно працюючих перетворювачів.

В мережах з перетворювачами рекомендується, не обчислюючи струм і напругу гармонік, визначати  $K_{НС}$  безпосередньо за формулою

$$K_{HC} = \frac{S_{PP}}{S_K} \sqrt{\frac{0,955 \sin \varphi}{S_{PP}/S_K + X_{PP}^*}} - 0,91,$$

де  $X_{PP}^* = U_K(1 + K_P/4)S_{PP}/(100S_T)$  – індуктивний опір перетворювального агрегату;  $U_K$  – напруга КЗ трансформатора;  $K_P$  – коефіцієнт розщеплення трансформатора.

Використання вентильних перетворювачів приводить до необхідності зменшення їх впливу на мережу живлення. Це можна забезпечити за допомогою конденсаторних та фільтрокомпенсувальних установок. При цьому дещо ускладнюється вибір компенсувальних пристроїв, оскільки можливим є різке зростання струмів внаслідок виникнення резонансних режимів.

## 7.5 Приклади розрахунку показників якості електроенергії

**Приклад 7.1** Двотрансформаторна цехова підстанція (ТП) живиться від ГПП. На ГПП встановлено два трансформатори ТДН–10000/110, а на ТП – два трансформатори ТМ–1000/10 (рис.7.4). Необхідні відомості для виконання практичного завдання наведені в табл 7.3.

Визначити напругу на шинах 0.4 кВ ТП в максимальному режимі, якщо вибрана перша відпайка трансформаторів, а на ГПП передбачене зустрічне регулювання напруги  $U_1=10.5$  кВ.

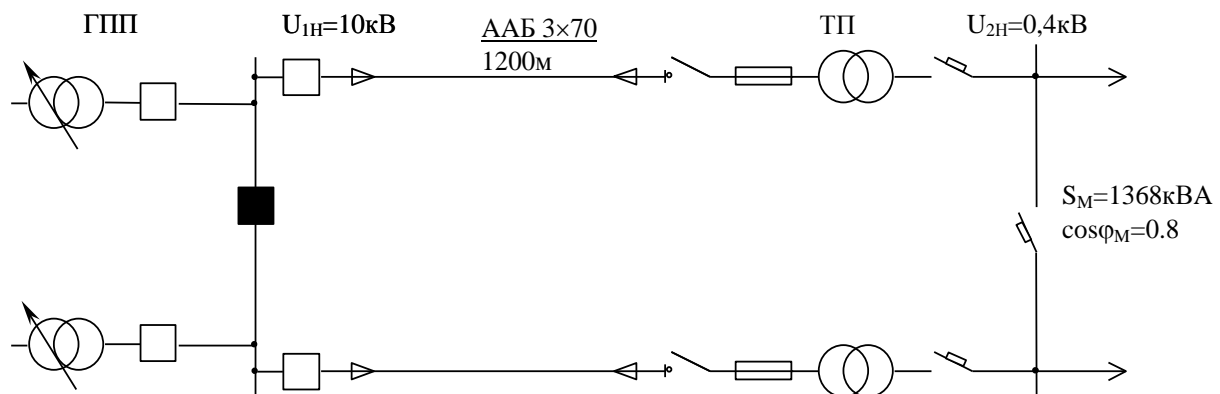


Рисунок 7.4 – Схема живлення ТП

Таблиця 7.3 – Необхідні відомості для виконання практичного завдання:

Назва параметра	Позначення	Одиниця вимірюв.	Значення по варіантах		
			1	2	3
Розрахункове навантаження ТП	$S_M$	КВА	1368	1260	1450
Коефіцієнт потужності	$\cos \varphi_M$	МВА	0.8	0.7	0.85
Потужність КЗ енергосистеми	$S''$		400	250	500
Час вимикання струму КЗ	$t_{ВИМ}$	сек.	0.6	0.8	1.0
Час максимальних втрат	$\tau$	год.	3000	4000	2500

Розв'язування. Втрати напруги в лінії електропередач розраховуються за формулою:

$$\Delta U_{Л} = \frac{P_M \cdot R_{Л} + Q_M \cdot X_{Л}}{U},$$

де  $R_{Л}, X_{Л}$  – активний та індуктивний опори лінії.  
Значення величин:

$$R_{Л} = \frac{L}{\gamma \cdot S} = \frac{1200}{32 \cdot 70} = 0,536 \text{ Ом},$$

$$X_{Л} = X_{ЛПТ} \cdot L = 0,06 \cdot 10^{-3} \cdot 1200 = 0,072 \text{ Ом};$$

$$P_M = S_M \cos \varphi_M = \frac{1360 \cdot 0,8}{2} = 544 \text{ кВт};$$

$$Q_M = S_M \sin \varphi_M = \frac{1360 \cdot 0,6}{2} = 408 \text{ квар.}$$

Втрати напруги в лінії

$$\Delta U_{Л} = \frac{0,536 \cdot 544 + 0,072 \cdot 408}{10500} = 0,031 \text{ кВ.}$$

Втрати напруги в трансформаторі ТП розраховують таким чином:

$$U_{КА} = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ.Т}} \cdot 100 = \frac{12,2}{1000} \cdot 100 = 1,22\%,$$

$$U_{КР} = \sqrt{U_K^2 - U_{КА}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,39\%,$$

$$\begin{aligned} \Delta U_T &= \frac{U}{S_{НОМ.Т}} \cdot (U_{КА} \cdot P_K + U_{КР} \cdot Q_M) = \\ &= \frac{10,5}{1000} \cdot (0,012 \cdot 544 + 0,0539 \cdot 408) = 0,294 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напруга на шинах 0,4 кВ ТП при коефіцієнті трансформації

$$K_T = \frac{10(1+0,05)}{0,4} = 26,25.$$

визначається за формулою:

$$U'_2 = U_1 - \Delta U_{\text{Л}} - \Delta U_T = 10,5 - 0,031 - 0,294 = 10,175 \text{ кВ},$$

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_T} = \frac{10,175}{26,25} = 387,6 \text{ В}.$$

Згідно з ГОСТ 13109-97 допустимим є відхилення напруги на затискачах електроприймача, що не перевищує  $\pm 5\%$  від номінального значення. Отже, втрати напруги в мережі 0,38 кВ не повинні перевищувати  $387,6 - 361 = 26,6 \text{ В}$ .

**Приклад 7.2** Розрахувати потужності фаз конденсаторної установки і результуючі струми після компенсації несиметрії, якщо в трифазній мережі напругою 10 кВ існує несиметрична система струмів  $\dot{I}_A = 40e^{-j20^\circ} \text{ А}$ ;  $\dot{I}_B = 30e^{-j145^\circ} \text{ А}$ ;  $\dot{I}_C = 33,5e^{j112,86^\circ} \text{ А}$ . Струм зворотної послідовності ( $I_2 = 6,04 \text{ А}$ ) складає 17,6% від струму прямої послідовності ( $I_2 = 34,25 \text{ А}$ ). Напряга фаз симетрична.

За допомогою фільтра струмів формуються струми, комплексні значення яких визначаються з формул (7.4):  $\dot{I}_\alpha = 37,59 - j13,68 \text{ А}$ ;  $\sqrt{3}\dot{I}_\beta = -11,55 - j48,1 \text{ А}$ . Значення складових потужностей прямої та зворотної послідовностей з (7.5) відповідно будуть:  $P_\Sigma = 566 \text{ кВт}$ ;  $Q_\Sigma = 176 \text{ квар}$ ;  $\text{Re } \underline{S}_2 = 85 \text{ кВА}$ ;  $\text{Im } \underline{S}_2 = 61 \text{ кВА}$ . Оптимальні значення потужностей фаз конденсаторної установки за формулами (7.1) такі:  $Q_{BC} = 18 \text{ квар}$ ;  $Q_{CA} = 30 \text{ квар}$ ;  $Q_{AB} = 128 \text{ квар}$ .

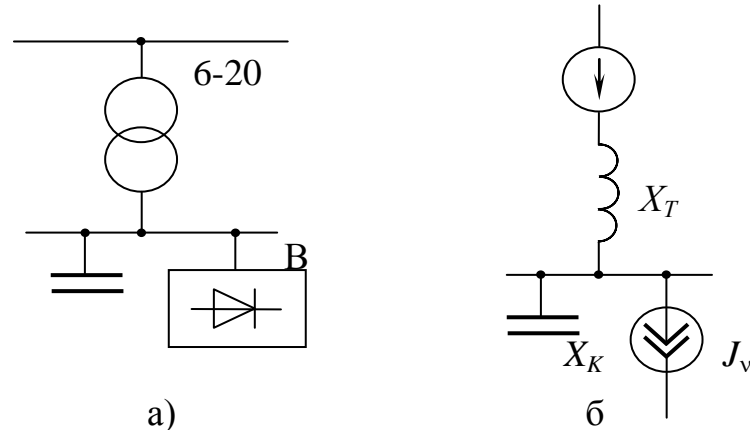
За оптимальної компенсації в мережі встановиться симетрична система струмів  $\dot{I}_A = 32,7 \text{ А}$ ;  $\dot{I}_B = 32,7e^{-j120^\circ} \text{ А}$ ;  $\dot{I}_C = 32,7e^{j120^\circ} \text{ А}$ .

**Приклад 7.3** Проаналізувати роботу конденсаторної батареї сумісно з вентильним перетворювачем (рис.7.5,а). Дані перетворювача –  $U_B = 440 \text{ В}$ ;  $I_B = 500 \text{ А}$ ; трансформатора  $S_{\text{НОМ.Т}} = 250 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ ,  $U_2 = 400 \text{ В}$ ,  $u_K = 11,5\%$ ; конденсаторної батареї –  $Q_K = 100 \text{ квар}$ . Схема перетворювача – мостова, шестипульсна, тобто змінний струм перетворювача містить такі гармоніки:  $\nu = 5, 7, 11, 13, \dots$

Схема заміщення зображена на рис.7.5.б, де вентильний перетворювач представлений джерелом вищих гармонік струму.

Рисунок 7.5 – Розрахункова схема і схема заміщення

Опори трансформатора і КБ на основній частоті



$$X_T \approx \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_2^2}{S_{HOM.T}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{0,25 \cdot 10^6} = 0,074 \text{ Ом};$$

$$X_K = \frac{U_2^2}{Q_K} = \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{0,1 \cdot 10^6} = 1,6 \text{ Ом}.$$

Діючі значення струмів вищих гармонік, генерованих перетворювачем

$$I_5 \approx \frac{100}{5} \approx 20 \text{ А}; \quad I_7 \approx \frac{100}{7} = 14,3 \text{ А}.$$

Фазні напруги 5-ї і 7-ї гармонік

$$U_5 = \frac{I_5}{-\frac{1}{5X_T} + \frac{5}{X_K}} = \frac{20}{\frac{1}{5 \cdot 0,074} - \frac{5}{1,6}} = 47 \text{ В};$$

$$U_7 = \frac{14,3}{-\frac{1}{7 \cdot 0,074} + \frac{7}{1,6}} = 5,7 \text{ В}.$$

Напруга 5-ї гармоніки становить приблизно 12 відсотків від напруги основної гармоніки.

**Визначимо струми вищих гармонік через КБ**

$$I_{K5} = \frac{U_5}{X_K/5} = \frac{47}{1,6/5} = 146 \text{ А}; \quad I_{K7} = \frac{5,7}{1,6/7} = 25 \text{ А}.$$

Діючий струм через КБ

$$I_K = \sqrt{I_{K1}^2 + I_{K5}^2 + I_{K7}^2 + \dots} = \sqrt{144^2 + 146^2 + 25^2} \approx 206 \text{ А}$$

значно перевищує  $I_{K1} = 144 \text{ А}$ . В режимах близьких до резонансних перевищення може досягати двох і більше разів.

**III. Заключна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань.**  
Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.



## Тема 8. Вибір компенсувальних пристроїв

**Практичне заняття за темою № 8.** Вибір компенсувальних пристроїв

Навчальна мета заняття: Відпрацювання практичних навиків, вибір компенсувальних пристроїв

Кількість годин – 0,5 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

### **Навчальні питання:**

1. Розрахунок відхилень напруги
2. Розрахунок знижень напруги
3. Вибір компенсувальних пристроїв

Література: 1-5.

### **План проведення заняття:**

**I.** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

**II.** Основна частина заняття.

Доцільність встановлення компенсувальних пристроїв в процесі експлуатації рекомендується оцінювати наближено з використанням терміну окупності додаткових капітальних вкладень

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi' - \Pi''},$$

де  $\Pi'$ ,  $\Pi''$  – вартості споживаної реактивної електроенергії відповідно за відсутності і при встановленні компенсувальних пристроїв;

$K$  – капіталовкладення в компенсувальні пристрої в разі їх встановлення.

При цьому термін окупності повинен складати не більше п'яти років.

Розрахунок може бути уточнений врахуванням вартості втрат електричної енергії, що виникають при передачі реактивної енергії, в трансформаторах і лініях електропередач заводської мережі

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi' + C_{\Delta WQ} - \Pi''},$$

де  $C_{\Delta WQ}$  – вартість втрат електричної енергії, що виникають при передачі реактивної енергії.

Під час проектування системи електропостачання спочатку визначається сумарна розрахункова потужність БК напругою до 1000В (НБК) у відповідності з такими розрахунковими етапами [18]:

а) визначення основної потужності НБК, що забезпечить економію завдяки зменшенню числа цехових ТП;

б) визначення додаткової потужності НБК, що забезпечить економію завдяки зменшенню втрат електроенергії.

3 Отже, сумарна розрахункова потужність НБК

$$Q_{Н.К} = Q_{Н.К1} + Q_{Н.К2}.$$

Визначення потужності НБК за умовою вибору оптимального числа цехових трансформаторів  $Q_{Н.К1}$  проводиться в такій послідовності.

У випадку трьох трансформаторів і менше їх потужність вибирається виходячи з максимального активного навантаження згідно з умовою

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{P_M}{k_3 \cdot N}.$$

За вибраною потужністю трансформаторів визначають максимальну реактивну потужність, яку доцільно передати через трансформатори

$$Q_T = \sqrt{(N_{ек} \cdot k_3 S_{НОМ.Т})^2 - P_M^2}.$$

Потужність НБК для даної групи трансформаторів визначається:

$$Q_{НК.1} = Q_M - Q_T.$$

Для більшого числа трансформаторів кожної технологічно концентрованої групи цехових трансформаторів однакової потужності визначається мінімальне їх число, що необхідне для живлення активного навантаження.

$$N_{min} = \frac{P_M}{k_3 \cdot S_{НОМ.Т}} + \Delta N,$$

де  $\Delta N$  – добавка до найближчого цілого числа.

4 Економічно оптимальне число трансформаторів

$$N_{ек} = N_{min} + N_{\partial},$$

де  $N_{\partial}$  – додаткове число трансформаторів, визначається на основі техніко-економічних розрахунків. При цьому критерієм ефективності можуть виступати сумарні зведені втрати СЗВ або зведені щорічні затрати З.

Визначення додаткової потужності НБК  $Q_{Н.К2}$  з метою зниження втрат електричної енергії для групи трансформаторів, здійснюється за критерієм терміну окупності додаткових капітальних вкладень.

Для кожної цехової ТП визначається некомпенсоване реактивне навантаження на стороні 10(6) кВ кожного трансформатора за формулою:

$$Q_{ТП} = Q_{М.ТП} - Q_{НК} + \Delta Q_T.$$

Для кожної РП – 10(6) кВ визначається сумарне некомпенсоване реактивне навантаження

$$Q_{РП} = \sum Q_{ТП}.$$

Загальна розрахункова реактивна потужність ВБК для всього підприємства визначається з умови балансу реактивної потужності

$$Q_{ВК} = \sum Q_{РП} - Q_{e1}.$$

де  $Q_{e1}$  – оптимальне значення вхідної реактивної потужності в години великих навантажень.

Реактивна потужність ВБК розподіляється між окремими РП пропорційно їх некомпенсованому реактивному навантаженню і округляється до найближчої стандартної потужності комплектних конденсаторних установок (ККУ). До кожної секції РП рекомендується приєднувати ККУ однакової потужності, але не менше 1000 квар. При меншій потужності КБ передбачають компенсацію на ГПП.

Доцільність використання синхронних двигунів (СД) як джерел реактивної потужності визначається техніко-економічним розрахунком.

Кожен встановлений СД може генерувати реактивну потужність, номінальне значення якої

$$Q_{СД} = (P_{СД.ном} \cdot \beta_{СД}) \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ном},$$

де  $\beta_{СД}$  – коефіцієнт завантаження СД.

Під час проектування електроприводів вказується використовувана розрахункова потужність кожного СД і максимальна потужність, при якій забезпечується стійка робота електропривода.

Оскільки синхронні двигуни, як правило оснащені регуляторами збудження, то витрати на компенсацію реактивної потужності СД визначаються тільки втратами потужності

$$\Delta P = D_1 \frac{Q}{Q_{ном}} + D_2 \left( \frac{Q}{Q_{ном}} \right)^2,$$

де  $D_1, D_2$  – номінальні паспортні значення втрат потужностей.

## 8.1 Приклади розрахунку під час вибору компенсувальних пристроїв

**Приклад 8.1** Промислове підприємство має облік тільки активної електроенергії, який проводиться на межі розділу балансової належності електромереж. Облік реактивної електроенергії відсутній. Немає також пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП) [17].

- Споживання активної електроенергії протягом місяця за показами лічильника виявилось  $WP = 430\,000$  кВт·год.
- Середньостатистичне значення ЕЕРП, зафіксоване в додатку до Договору і на постачання електроенергії (ДПЕ),  $D = 0,058$  кВт/квар.
- Середньовідпускний тариф  $m_0 = 0,27$  грн./кВт·год.

**Розв'язування.** Підприємство належить до промислових споживачів, для яких в умовах відсутності обліку реактивної електроенергії нормативний коефіцієнт потужності  $\text{tg}\varphi_H = 0,80$ , граничний коефіцієнт реактивної потужності, що визначає зону нечутливості,  $\text{tg}\varphi_G = 0,25$ . Тоді величина реактивної електроенергії, за яку повинно заплатити підприємство

$$WQ_{\text{СП}} = WP \cdot \text{tg}\varphi_H = 430\,000 \cdot 0,8 = 344\,000 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Основна плата

$$\Pi_1 = WQ_{\text{СП}} \cdot D \cdot m_0 = 344\,000 \cdot 0,058 \cdot 0,27 = 5387,04 \text{ грн.}$$

Оскільки нормативне значення  $\text{tg}\varphi_H = 0,80$ , більше граничного  $\text{tg}\varphi_G = 0,25$ , то підприємство працює за межею зони нечутливості і йому нараховується надбавка

$$\Pi_2 = \Pi_1 \cdot C_{\text{БАЗ}} \cdot (K_\varphi - 1).$$

Значення  $K_\varphi = 1,3025$ .

Тоді значення надбавки  $\Pi_2 = 5387,04 \cdot 1,3 \cdot (1,3025 - 1) = 2118,5$  грн.

Повна плата  $\Pi = \Pi_1 + \Pi_2 = 5387,04 + 2118,5 = 7505,49$  грн.

**III. Заключна частина заняття.** Перевірка і оцінювання виконаних завдань. Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

-

## Тема 9. Перевірка чутливості та селективності захисту цехових мереж

**Практичне заняття за темою № 9.** Перевірка чутливості та селективності захисту цехових мереж

Навчальна мета заняття: Відпрацювання практичних навиків, перевірка чутливості та селективності захисту цехових мереж

Кількість годин – 0,5 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

### Навчальні питання:

1. Розрахунок селективності захисту цехових мереж
2. Вибір перевірки чутливості автоматичних вимикачів

Література: 1-5.

### План проведення заняття:

**I.** Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

**II.** Основна частина заняття.

Перевірка чутливості запобіжників виконується за умовою

$$I_{H.BCT} \leq I_{K.MIN}^{(1)} / k_{\chi},$$

де  $k_{\chi}$  – коефіцієнт чутливості;

$I_{K.MIN}^{(1)}$  – струм однофазного КЗ в кінці лінії, що захищається.

В табл. 9.1 наведені умови перевірки чутливості автоматичних вимикачів.

Таблиця 9.1 – Умови перевірки чутливості захисних апаратів до дії струмів КЗ

Захисний апарат	Нормальні приміщення	Вибухонебезпечні приміщення
Запобіжник	$I_{H.BCT} \leq \frac{I_{K.MIN}^{(1)}}{3}$	$I_{H.BCT} \leq \frac{I_{K.MIN}^{(2)}}{4}$
Автоматичні вими-качі з тепловим або напівпровідниковим розчіплювачами	$I_{H.ROZ\chi} \leq \frac{I_{K.MIN}^{(1)}}{3}$	$I_{H.ROZ\chi} \leq \frac{I_{K.MIN}^{(1)}}{6}$

Для мереж, які повинні бути захищеними тільки від КЗ допускається спрощення умов перевірки чутливості (табл. 5.2).

Забезпечення селективності дії захисту досягається правильним вибором уставок струмової відсічки автоматичних вимикачів суміжних ступенів

$$I_{C.B1} > (1,3 \div 1,5) I_{C.B2},$$
$$t_{C.B1} = t_{C.B2} + \Delta t,$$

де  $I_{C.B1}$ ,  $I_{C.B2}$  – значення струмів спрацювання відсічки відповідно вищого і нижчого ступенів;

$t_{C.B1}, t_{C.B2}$  – час спрацювання відсічки вищого і нижчого ступенів;  
 $\Delta t$  – ступінь селективності ( $\Delta t = 0,1$  с - ВА 55, ВА 75;  $\Delta t = 0,15$  с - АЗ790С;  
 $\Delta t = 0,25$  с - "Електрон").

Якщо автоматичний вимикач вищого ступеня оснащений також миттєвим (електромагнітним) розчіплювачем, то

$$I_{C.EM1} > I_{K.ЗОВН.МАХ}^{(3)} = I_{K2}^{(3)},$$

де  $I_{C.EM}$  – струм спрацювання електромагнітного розчіплювача;

$I_{K.ЗОВН.МАХ}^{(3)}$  – максимальний струм трифазного КЗ, який виникає в зоні дії вимикача нижчого ступеня.

Для аналізу селективності дії захисту в мережах напругою до 1000 В застосовується карта селективності захисту (рис. 5.3).

## 5.1 Приклади розрахунку цехових мереж

**Приклад 5.1** Вибрати провідники і комутаційно-захисні апарати для цехової мережі, план якої зображено на рис. 5.4.

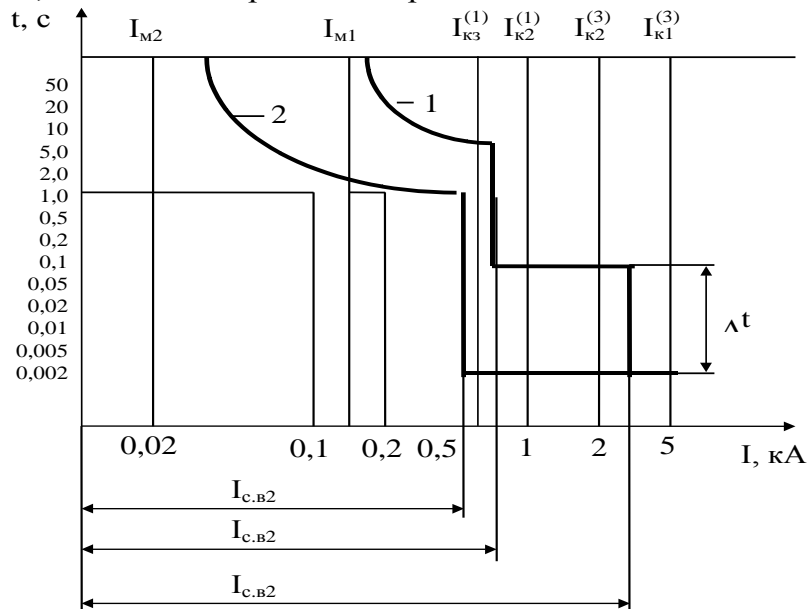


Рисунок 9.1 – Карта селективності захисту

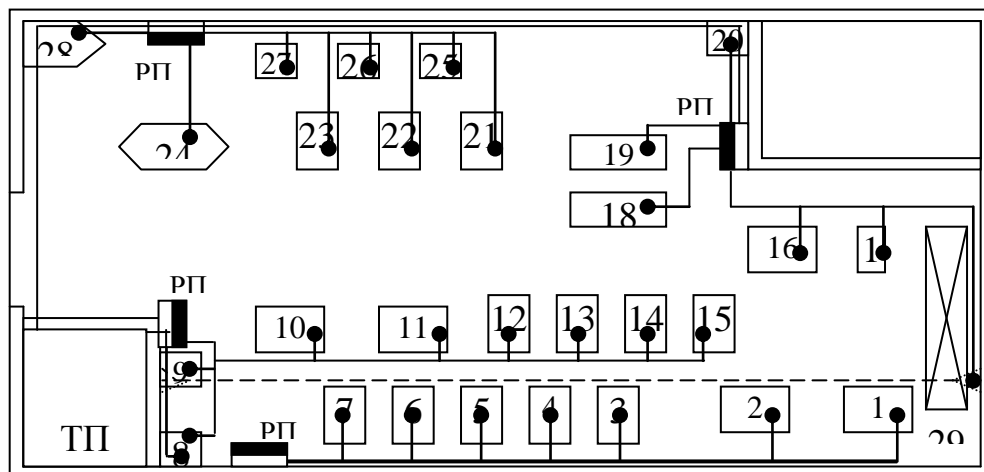


Рисунок 9.2 – План цехової мережі

**Розв’язування.** В табл. 9.2 і табл. 9.3 приведені результати розрахунків.

Таблиця 9.2 – Вибір автоматичних вимикачів

Лінія	$I_M$ , А	$I_P$ , А	Тип захисного апарата	$I_{НОМ.В}$ ( $I_{НОМ.З}$ ), А	$I_{Н.РОЗЧ}$ ( $I_{Н.ВСТ}$ ), А	$I_{С.В}$ , А
ТП-РП1	45,4	192	ВА55-37	160	100	500
ТП-РП2	42,3	199	ВА55-37	160	100	700
ТП-РП3	54,7	207	ВА55-37	160	100	700
ТП-РП4	52,2	219	ВА55-37	160	100	700
РП1-ЕП21,23	6,03	30,15	ВА51Г-25	25	6,3	88
РП1-ЕП25-27	20,8	104,2	ВА51Г-31	100	25	350
РП1-ЕП24	31,4	157,5	ВА51Г-31	100	31,5	441
РП2-ЕП20	16,6	93	ВА51Г-25	25	20	280
РП2-ЕП18,19	5,15	25,65	ВА51Г-25	25	6,3	88
РП2-ЕП16,17	8,35	41,75	ВА51Г-25	25	10	140
РП2-ЕП29	33,4	167	ВА51Г-31	100	40	560
РП3-ЕП1,2	25,7	128,5	ВА51Г-31	100	31,5	441
РП3-РП3-7	33	165	ВА51Г-31	100	40	560
РП4-ЕП8,9	11,7	58,5	ВА51Г-25	25	12	168
РП4-ЕП10,11	35,5	177,7	ВА51Г-31	100	40	560
РП4-ЕП12-15	22,5	112,7	ВА51Г-31	100	25	350

Таблиця 9.3 – Вибір провідників

Лінія	$I_M$ , А	$I_{H.ROZCH}$ ( $I_{H.BCT}$ ), А	Тип провід- ника	Спосіб прокла- дання	$S$ , мм <sup>2</sup>	$I_{ДОП}$ , А	$l$ , м	$\Delta U$ , В
ТП-РП1	45,4	100	АВВГ	відкрито	3×70+1×35	129	40	1,4
ТП-РП2	42,3	100	АВВГ	відкрито	3×70+1×35	129	100	3,3
ТП-РП3	54,7	100	АВВГ	відкрито	3×70+1×35	129	15	0,6
ТП-РП4	52,2	100	АВВГ	відкрито	3×70+1×35	129	15	0,6
РП1- ЕП21,23	6,03	6,3	АПВ	в трубах	3×2,5+1×2,5	19	30	3,9
РП1- ЕП25-27	20,8	25	АПВ	в трубах	3×6+1×4	30	15	2,8
РП1-ЕП24	31,4	31,5	АПВ	в трубах	3×10+1×6	39	10	1,7
РП2-ЕП20	16,6	20	АПВ	в трубах	3×4+1×2,5	23	10	2,3
РП2- ЕП18,19	5,15	6,3	АПВ	в трубах	3×2,5+1×2,5	19	15	1,7
РП2- ЕП16,17	8,35	10	АПВ	в трубах	3×2,5+1×2,5	19	23	4,2
РП2-ЕП29	33,4	40	АПВ	в трубах	3×16+1×10	55	45	5,1
РП3- ЕП1,2	25,7	31,5	АПВ	в трубах	3×10+1×6	39	60	8,4
РП3- РП3-7	33	40	АПВ	в трубах	3×16+1×10	55	27	3,0
РП4- ЕП8,9	11,7	12	АПВ	в трубах	3×2,5+1×2,5	19	12	3,1
РП4- ЕП10,11	35,5	40	АПВ	в трубах	3×16+1×10	55	24	2,9
РП4- ЕП12-15	22,5	25	АПВ	в трубах	3×6+1×4	30	42	8,6

**Приклад 9.2**

Прийнято рішення про те, що електрична мережа механічного цеху (рис. 9.2) виконується з використанням розподільного шинопроводу типу ШРА – 73 ( $I_{НОМ.Ш} = 250$  А). Кабелі від ТП до шинопроводу будуть прокладені відкрито на конструкціях. Тип кабелів АВВГ. Під'єднання електроприймачів (ЕП) до шинопроводу здійснюється проводом АПВ в трубах.

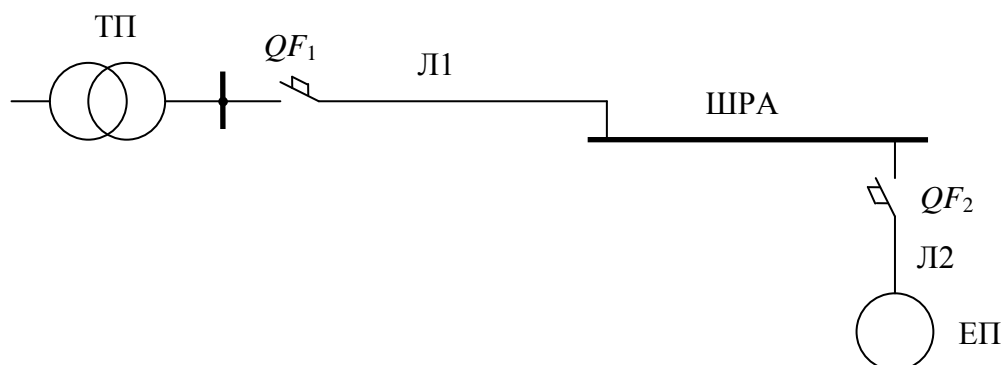




Рисунок 9.2 – Схема цехової мережі

Необхідно:

1. Вибрати автоматичний вимикач  $QF_1$ , визначити номінальний струм розчіплювача  $I_{НОМ.Р}$ , струм спрацювання відсічки  $I_{С.В}$ . Вибрати переріз жил кабелю типу АБВГ лінії Л1. Розрахунковий струм  $I_M$ , пусковий струм  $I_{П}$  наведені в табл. 9.6.

Таблиця 9.6 – Необхідні відомості для виконання практичного завдання

Параметр	Позна-чення	Одиниця вимірювання	Значення		
			Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
Розрахунковий струм	$I_M$	А	170	230	360
Коефіцієнт потужності	$\cos\varphi_M$	-	0,8	0,6	0,7
Пусковий струм	$I_{П}$	А	270	460	510
Номінальна потужність ЕП	$P_H$	кВт	30	55	40
Коефіцієнт потужності ЕП	$\cos\varphi_H$	-	1	0,9	0,92
Кратність пускового струму	$k_{П}$	-	1	5	6
Номінальна потужність трансформатора	$S_{НОМ.Т}$	кВ·А	630	1000	1000

2. Вибрати автоматичний вимикач  $QF_2$ , для захисту ЕП з номінальною потужністю  $P_H$ , коефіцієнтом потужності  $\cos\varphi_H$ , кратністю пускового струму  $k_{П}$ , які наведені в табл. 5.6. Визначити переріз проводу лінії Л2.

3. Перевірити вибрані перерізи ліній за допустимими втратами напруги, якщо довжини ліній Л1 і Л2 відповідно  $l_1 = 40$  м,  $l_2 = 35$  м. Довжина шинопроводу  $l_{Ш} = 100$  м.

4. Розрахувати струми однофазного КЗ, перевірити чутливість автоматичних вимикачів. Перехідними опорами знехтувати.

Розв'язування

1. Вибираємо селективний автоматичний вимикач ВА–55–39 з номінальним струмом  $I_{НОМ.В} = I_{НОМ.Ш} = 250$  А (варіант 1)

Номінальний струм розчіплювача і струм спрацювання відсічки автоматичного вимикача вибираємо з умови

$$I_{НОМ.Р} \geq k_{ВДС} \cdot I_M = 1.1 \cdot 170 = 187 \text{ А};$$

$$I_{С.В} \geq k_H \cdot I_{П} = 1.5 \cdot 270 = 405 \text{ А}.$$

Отже необхідно вибрати

$$I_{НОМ.Р} = 0.8 \cdot I_{НОМ.В} = 250 \cdot 0.8 = 200 \text{ А};$$

$$I_{C.B} = 3 \cdot I_{НОМ.P} = 3 \cdot 200 = 600 \text{ А.}$$

Переріз жил кабелю АВВГ вибираємо з умови

$$I_{ДОП} \geq I_M = 170 \text{ А.}$$

З ПУЕ вибираємо переріз АВВГ – 3×185+1×70, для якого

$$I_{ДОП} = 0,92 \cdot 270 = 248 \text{ А.}$$

Умова захищеності лінії виконується наближено

$$I_{НОМ.P} \leq \frac{I_{ДОП}}{1,25} = \frac{248}{1,25} = 198,4 \text{ А.}$$

В цьому випадку може бути прийнято рішення про вибір більшого перерізу .

2. Номінальний струм ЕП

$$I_H = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{30 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 43,3 \text{ А.}$$

Пусковий струм

$$I_{II} = k_{II} \cdot I_H = 1 \cdot 43,3 = 43,3 \text{ А.}$$

Вибираємо автоматичний вимикач типу ВА – 51 – 31 з комбінованим розчіплювачем

Номінальний струм розчіплювача

$$I_{НОМ.P} \geq k_{ВДС.} \cdot I_H = 1,0 \cdot 43,3 = 43,3 \text{ А.}$$

Вибираємо  $I_{НОМ.P} = 50 \text{ А.}$

Струм спрацювання електромагнітного розчіплювача

$$I_{C.EM} \geq k_H \cdot I_{II} = 2,1 \cdot 43,3 = 91 \text{ А.}$$

Вибираємо  $I_{C.EM} = 3 \cdot I_{НОМ.P} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ А.}$

Переріз проводу вибираємо з умов

$$I_{ДОП} \geq I_H = 43,3 \text{ А.}$$

$$I_{ДОП} \geq I_{НОМ.P} = 50 \text{ А.}$$

Вибираємо провід АПВ перерізом 16 мм<sup>2</sup>. Переріз нульового проводу 10 мм<sup>2</sup>. При прокладанні в трубах  $I_{ДОП} = 55 \text{ А}$  [11].

3. Питомі опори ліній і шинопроводу наведені в табл. 9.7

Таблиця 9.7 – Питомі опори ліній електропередачі

Лінія	Питомий опір, мОм/м
Л1, АВВГ 3×185+1×70	0,208+j0,063
Ш, ШРА–73, $I_{НОМ.Ш} = 250 \text{ А}$	0,21+j0,21
Л2, АПВ 3×16+1×10	2,4+j0,084

Втрати напруги розраховуємо за формулою

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_M \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi_M + x_0 \cdot \sin \varphi_M) \cdot l.$$

Значення втрат напруги

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 170 \cdot \left( 0,21 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 + 0,21 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6 \right) \cdot \frac{100}{2} = 4,3 \text{ В};$$

Загальні втрати напруги

$$\Delta U = 2,4 + 4,3 + 6,3 = 13 \text{ В},$$

що складає

$$\delta U = \frac{\Delta U}{U_H} \cdot 100\% = \frac{13}{380} = 3,4\% .$$

Таке значення напруги є допустимим .

4. На рис. 9.6 показана розрахункова схема для визначення струмів КЗ

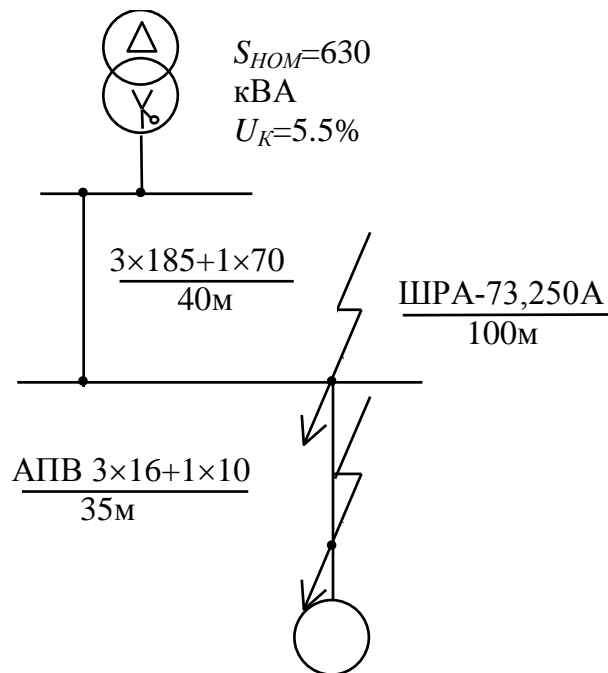


Рисунок 9.6 – Розрахункова схема мережі

Опір трансформатора струму однофазного КЗ

$$Z_T^{(1)} = 3 \cdot Z_T = 3 \cdot 14 = 42 \text{ мОм},$$

де 
$$Z_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{HOM.T}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{400^2}{630 \cdot 10^3} = 13,97 \cdot 10^{-3} \approx 14 \text{ мОм}.$$

**Струм однофазного КЗ розраховуємо за формулою**

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\Phi}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_{\Phi-H} \cdot l}.$$

Питомі значення опорів петлі фаза – нуль наведені в табл. 9.8.

Таблиця 9.8 – Питомі опори петлі фаза–нуль

Лінії Л1	$Z_{\Phi-H, I}=0.73 \text{ мОм}$
Шинопроводу	$Z_{\Phi-H, III}=0.59 \text{ мОм}$
Лінії Л2	$Z_{\Phi-H, 2}=5.92 \text{ мОм}$

**Значення струмів однофазного КЗ**

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{220}{\frac{42}{3} + 0,73 \cdot 40 + 0,59 \cdot 100} = 2,15 \text{ кА};$$

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{220}{\frac{42}{3} + 0,73 \cdot 40 + 0,59 \cdot 100 + 5,92 \cdot 35} = 0,71 \text{ кА}.$$

Для автоматичного вимикача QF<sub>1</sub>  $I_{C.B} = 600 \text{ А}$ .

Тому коефіцієнт чутливості

$$k_Q = \frac{I_{K1}^{(1)}}{I_{C.B}} = \frac{2150}{600} = 3,58.$$

Для автоматичного вимикача QF<sub>2</sub>  $I_{C.EM} = 150 \text{ А}$ .

$$k_Q = \frac{I_{K2}^{(1)}}{I_{C.EM}} = \frac{710}{50} = 4,73.$$

Такі значення  $k_Q$  є допустимими згідно з ПУЕ [11].

**III.** Заключна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань. Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

## Тема 10. Розрахунок струмів КЗ

### Практичне заняття за темою № 10. Розрахунок струмів КЗ

Навчальна мета заняття: Відпрацювання практичних навиків розрахунку струмів КЗ

Кількість годин - 0,5 (заочна форма).

Місце проведення : аудиторія коледжу

#### Навчальні питання:

1. Розрахунок селективності захисту цехових мереж
2. Вибір перевірки чутливості автоматичних вимикачів

Література: 1-5.

#### План проведення заняття:

I. Вступ до заняття. Проведення попереднього контролю теоретичних знань, практичних умінь і навичок здобувачів вищої освіти.

II. Основна частина заняття.

Розрахунок струмів КЗ виконується з метою перевірки вибраних вимикачів і провідників. Тому необхідно визначити такі величини: періодичну складову струму трифазного КЗ в початковий момент часу  $I_{I\pi 0}$ , періодичну та аперіодичну складові в момент початку розходження контактів  $I_{I\pi t}$  та  $i_{At}$ , ударний струм КЗ  $i_{y\pi}$ , тепловий імпульс  $B_K$ .

Для підприємств, які живляться від енергосистеми з віддаленими від точки КЗ генераторами, при розрахунку струмів КЗ розрізняють два характерних випадки:

- а) високовольтні електродвигуни відсутні;
- б) високовольтні електродвигуни присутні.

В першому випадку визначають струми КЗ лише від енергосистеми. В другому випадку необхідно визначити складові струму КЗ від енергосистеми і від високовольтних електродвигунів.

Розрахунок струмів КЗ бажано виконувати у відносних одиницях. Базисну потужність рекомендується приймати рівною 1000 МВ·А [1]. За базисну напругу  $U_B$  приймають середню напругу  $U_{CER}$  ступеня, на якому виникає КЗ (6,3; 10,5; 37; 115; 230 кВ). Базисний струм на кожному ступені розраховують за формулою

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B}.$$

Послідовність розрахунку струмів КЗ така: складають розрахункову схему та схему заміщення; вказують точки, в яких необхідно визначити струм КЗ; визначають опори елементів системи електропостачання і при-водять їх до базисних умов; визначають розрахункові величини:  $I_{I\pi 0}$ ;  $I_{I\pi t}$ ;  $i_{At}$  та  $i_{y\pi}$  від енергосистеми і від високовольтних електродвигунів, а також  $B_K$ .

Заданою величиною для розрахунку струмів КЗ є початкове значення періодичної складової струму КЗ  $I_{I\pi 0}$  на високій стороні ГПП або потужність

трифазного КЗ  $S_K = \sqrt{3}U_{CEP}I_{П0}$ .

З метою перевірки вибраних вимикачів і кабелів необхідно розрахувати вказані вище величини на шинах низької напруги ГПП (точка К-1).

Розрахункова схема і схема заміщення зображені на рис. 10.1.

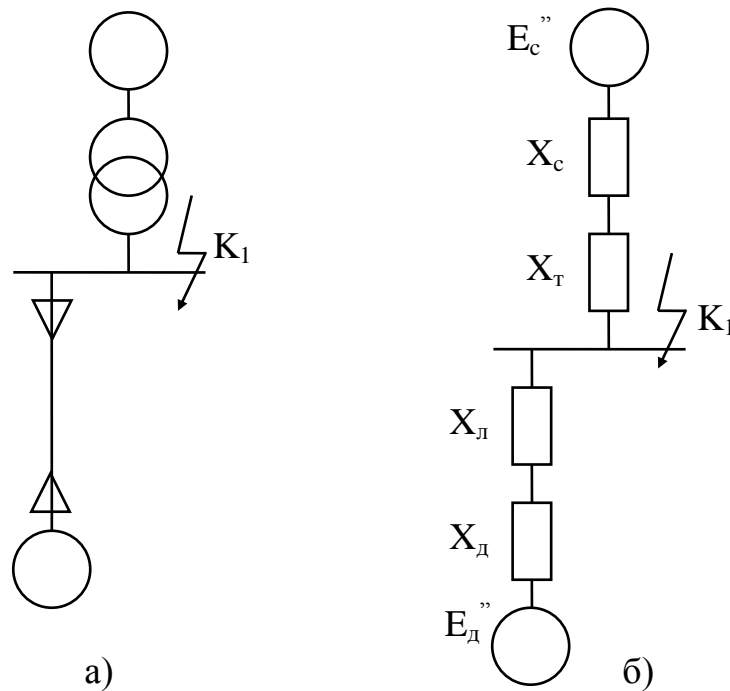


Рисунок 10.1 – Розрахункова схема і схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

## 10.2 Перевірка вибраних вимикачів

Високовольтні вимикачі повинні бути перевірені на комутаційну здатність, на динамічну стійкість, а також на термічну стійкість до дії струмів КЗ. Перевірка комутаційної здатності здійснюється за умовами

$$I_{H.BIDK} \geq I_{П\tau}; \quad \sqrt{2}I_{H.BIDK} \left( 1 + \frac{\beta_H}{100} \right) \geq \sqrt{2}I_{П\tau} + i_{A\tau},$$

де  $I_{H.BIDK}$  – номінальний струм відключення вимикача;

$\beta_H$  – нормований процентний вміст аперіодичної складової струму КЗ;

$I_{П\tau}$ ,  $i_{A\tau}$  – відповідно періодична та аперіодична складові струму КЗ на момент початку розходження контактів вимикача, тобто на момент початку розмикання.

Перша умова характеризує здатність до розмикання симетричної складової струму КЗ, а друга – здатність до розмикання повного струму з урахуванням аперіодичної складової струму КЗ.

Нормований процентний вміст аперіодичної складової струму КЗ  $\beta_H$  визначають з [1].

Розрахунковий час початку розмикання  $\tau = t_{P3.MIN} + t_{B.B.}$ .

Якщо  $\tau > 90$  мс, то приймають  $\beta_H = 0$  і перевірка вимикача за другою умовою має вигляд

$$\sqrt{2}I_{H.BIDK} \geq \sqrt{2}I_{IT} + i_{A\tau}.$$

Перевірка вимикачів на динамічну стійкість до дії струмів КЗ здійснюється за умовами

$$I_{дин} \geq i_{уд}; \quad I_{дин} \geq I_{по},$$

де  $i_{дин}$ ,  $I_{дин}$  – максимальне миттєве та діюче значення повного струму електродинамічної стійкості, який проходить через вимикач і не пошкоджує його;

$i_{уд}$  – ударний струм КЗ.

Перевірка вимикачів на термічну стійкість до дії струмів КЗ здійснюється за умовою

$$I_T^2 t_T \geq B_K,$$

де  $I_T$  – струм термічної стійкості вимикача протягом часу  $t_T$ ;

$B_K$  – розрахункове значення теплового імпульсу.

### Приклади розрахунку мереж напругою 10 (6) кВ

**Приклад 10.1** Вибрати схему внутрішнього електропостачання підприємства. На ГПП передбачається встановлення двох трансформаторів ТМН-4000/35. Від ГПП живляться п'ять цехових ТП і вісім синхронних електродвигунів напругою 6 кВ. Потужність ТП1 – 630 кВ·А, ТП2 – ТП5 – 1000 кВ·А кожна. Потужність синхронних електродвигунів 400 кВт кожний (СДН-2-17-21-16). Відстань до районної підстанції 2 км. Вибрати високовольтні вимикачі і переріз провідників системи заводського електропостачання. Час використання максимального навантаження  $T_M = 6451$  год.

**Розв'язування.** Вибираємо радіальну схему електропостачання напругою 6 кВ (рис. 10.2). Вибір напруги 6 кВ зумовлений значною часткою високовольтного навантаження на цій напрузі.

Для живлення високовольтних електродвигунів споруджується розподільний пункт (РП) напругою 6 кВ. Передбачається резервування на низькій стороні між ТП2 і ТП3, а також ТП4 і ТП5, які забезпечують живлення основних цехів.

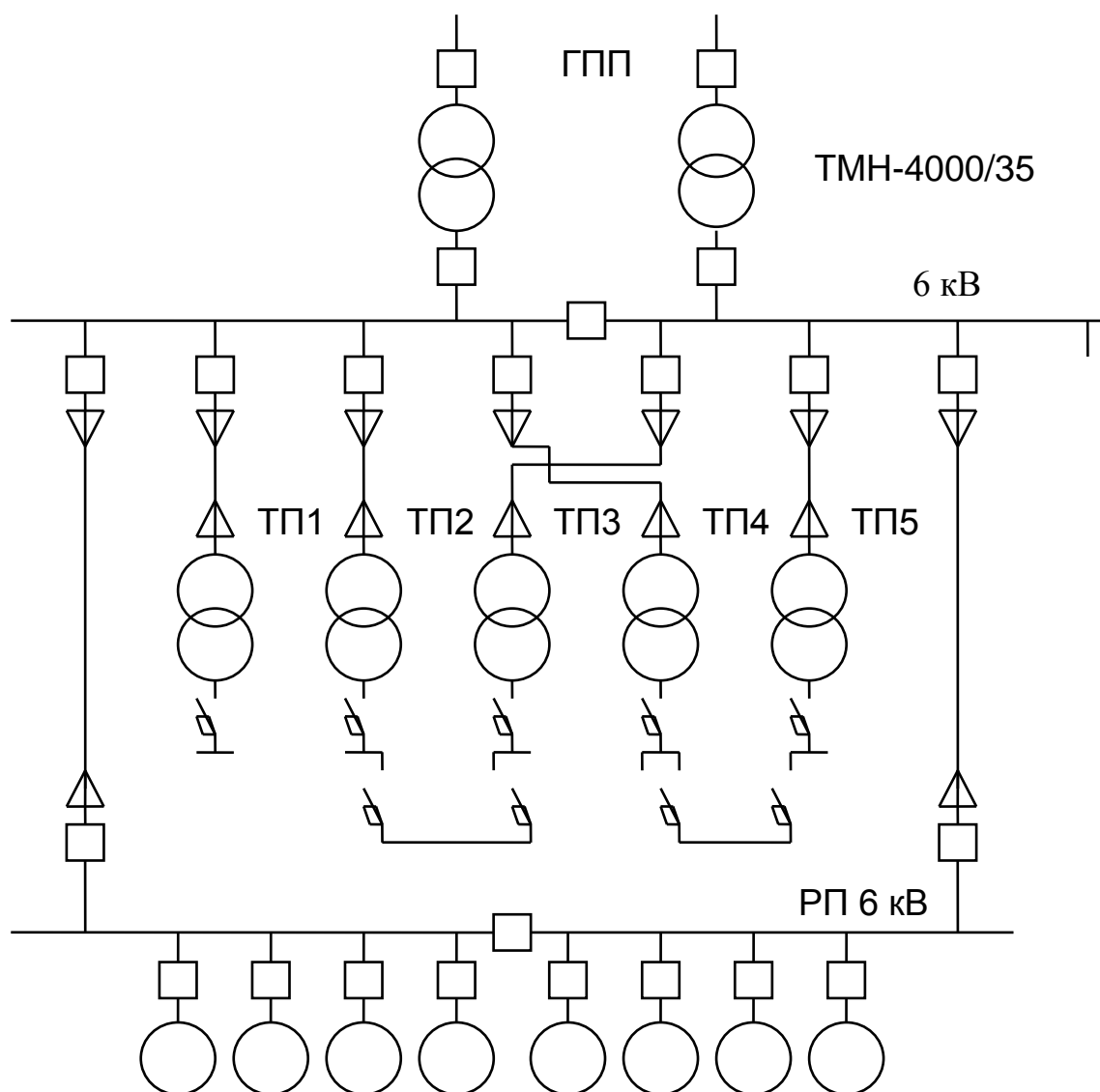


Рисунок 4.5 – Схема заводської мережі  
Розрахунковий струм для нормального і післяаварійного режимів

а) ТП1

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{557}{\sqrt{3} \cdot 6} = 53,6 \text{ A};$$

$$I_{max} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6} = 60,6 \text{ A};$$

б) ТП2

$$I_M = \frac{S_M}{2\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{1708}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 82,2;$$

$$I_{MAX} = \frac{1,4S_{НОМ.Т}}{2\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 134,7 \text{ A};$$

в) РП



$$I_M = \frac{4 \cdot S_{НОМ.Д}}{2\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{4 \cdot 485}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 93,34 \text{ А};$$

$$I_{MAX} = 2I_M = 2 \cdot 93,34 = 186,7 \text{ А},$$

де  $4S_{НОМ.Д}$  – повна номінальна потужність синхронних електродвигунів СДН-2-17-21-16 однієї секції шин РП. Передбачається можливість живлення всіх електродвигунів по одній лінії.

Для установлення на стороні 6 кВ вибираємо вакуумні вимикачі ВВЭ-10-20/630 УЗ. Номінальний струм вимикачів  $I_{НОМ.В} = 630 \text{ А} > I_{MAX}$  для всіх приєднань. Власний час відключення вимикача 0,055 с.

Для внутрізаводської мережі вибираємо броньовані кабелі з паперовою ізоляцією в алюмінієвій оболонці типу ААБ.

Вибір перерізу жил кабелів виконуємо за економічною густиною струму. Для кабелів з паперовою ізоляцією  $j_{ЕК} = 1,2$  [11] при  $T_M > 5000$ .

Визначаємо економічний переріз провідників, наприклад, для лінії живлення ТП1

$$s_{ЕК} = \frac{I_M}{j_{ЕК}} = \frac{53,6}{1,2} = 44,7 \text{ мм}^2.$$

Результати розрахунків наведені в табл. 10.1.

Таблиця 10.1 – Вибір високовольтних вимикачів і перерізу провідників

Лінія	$I_M$ , А	$I_{MAX}$ , А	Вимикач	$I_{НОМ.В}$ А	$S_{ЕК}$ , мм <sup>2</sup>	Провідник	$I_{ДОП}$ , А
ГПП – ТП1	53,6	60,6	ВВЭ-10-20/630	630	44,7	ААБ 3×50	155
ГПП – ТП2	82,2	134,7	–”–	–”–	68,5	ААБ 3×70	190
ГПП – РП	93,3 4	186,7	–”–	–”–	157	5 ААБ 3×240	390

**III. Заключна частина заняття. Перевірка і оцінювання виконаних завдань.**  
Підведення підсумків практичного заняття, акцентування уваги на основних помилках при його виконанні.

## **Рекомендована література**

### **Основна література:**

1. Матвійчук А. Я. Електротехніка: навчально-методичний посібник/ Матвійчук А. Я., В. Л. Стінянський; Вінницький державний педагогічний університет ім. М.Коцюбинського. – Вінниця, 2017. -270 с.
2. Мілих В. І. Електропостачання промислових підприємств: Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків: ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
3. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с.

### **Допоміжна література:**

1. Шестеренко, В. Є. Електропостачання промислових підприємств. Посібник до курсового та дипломного проектування / Шестеренко В. Є., Шестеренко О. В. — Київ, 2015. — 424 с.
2. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». /Укл.: А.П. Свірідов, Т.В. Величко – Кропивницький: ЦНТУ, 2019. – 80 с
3. Козлов В. Д. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів: підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.– К.: НАУ, 2018. – 312 с.

### **Інформаційні ресурси в Інтернеті**

1. Офіційний сайт Міністерство енергетики України  
<http://mpe.kmu.gov.ua/>
2. Сервер Верховної Ради України. – Режим доступу : [www.rada.gov.ua](http://www.rada.gov.ua).