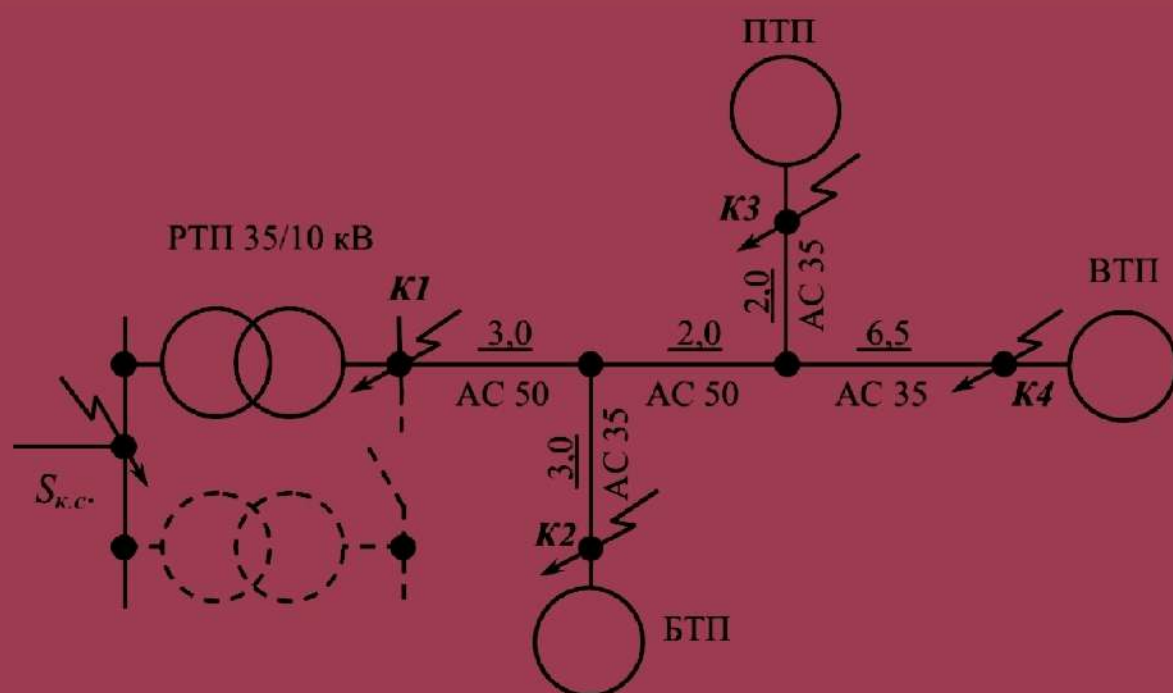


# ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ



Соловей О.І., Ситник О.О., Курбака Г.В.  
Левандовський О.П., Яценко І.В.

# ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ



Навчально-методичні матеріали  
до дипломного проектування з розділу „Електрична частина”  
для студентів усіх форм навчання

Черкаси  
ЧДТУ  
2010

**Соловей О.І.**

**Електротехнічні системи електроспоживання:** навчально–методичні матеріали до дипломного проектування з розділу „Електрична частина” для студентів усіх форм навчання / Укладачі О.І. Соловей, О.О. Ситник, Г.В. Курбака, О.П., Левандовський І.В. Яценко/.—Черкаси: ЧДТУ, 2010—48с.

Дипломне проектування є завершальним етапом навчання студентів у вищому навчальному закладі і спрямоване на систематизацію і розширення теоретичних знань студентів. У процесі виконання проекту студенти мають набрати навичок з розрахунку навантажень, вибору оптимальних схем електропостачання і їх складових, вибору засобів компенсації реактивної потужності, вибору високовольтної апаратури, апаратури управління та захисту.

Подані навчально-методичні матеріали закріплюють основні теоретичні положення, полегшують виконання дипломного проекту, прищеплюють практичні навички до самостійного виконання розрахунків електричних навантажень при проектуванні електричних систем електропостачання.

**Рецензент:** Ващенко В.А., д.т.н., професор

© Черкаси, ЧДТУ, 2010

## Зміст

Вступ.....	6
1 Умови проектування.....	6
1.1 Характеристика об'єкта проектування.....	6
1.2 Характеристика споживачів електричної енергії.....	6
1.3 Характеристика цехів об'єкта, особливості їх електропостачання..	6
1.4 Характеристика джерела живлення.....	6
2 Розрахунок електричних навантажень.....	6
2.1 Розрахунок цехових навантажень 0,4 кВ.....	6
2.2 Розрахунок навантажень систем освітлення.....	8
2.3 Визначення електричних навантажень на вищих рівнях системи електропостачання.....	10
2.4 Картограма та положення центру електричних навантажень.....	12
3 Вибір напруги живлячої та розподільчої мережі.....	15
3.1 Вибір напруги живлячої мережі.....	15
3.2 Вибір напруги розподільчої мережі.....	15
4 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності.....	15
4.1 Вибір трансформаторів ГПП.....	15
4.2 Вибір схеми головної підстанції підприємства (розподільчого пункту підприємства).....	17
4.3 Вибір числа та потужності цехових трансформаторів з врахуванням компенсації реактивної потужності.....	19
4.4 Вибір засобів компенсації реактивної потужності в мережах вище 1000 В.....	24
5 Розрахунок ліній електропередачі.....	24
5.1 Розрахунок мережі живлення ГПП.....	24
5.2 Вибір схеми розподільчої мережі.....	25
5.3 Обґрунтування застосування розподільчих пунктів високої напруги.....	26
5.4 Розрахунок перерізу розподільчих мереж.....	26
6 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах вище 1000 В.....	28
6.1 Вихідні дані для розрахунків.....	28
6.2 Розрахунок струмів з трифазного короткого замикання в характерних точках.....	30
6.3 Розрахунок струму однофазного короткого замикання в мережі 110 кВ.....	32
7 Вибір високовольної апаратури, перевірка вибору кабельних ліній.....	34
7.1 Вибір силової апаратури мережі живлення.....	34
7.2 Вибір силової апаратури розподільчої мережі.....	35
7.3 Вибір трансформаторів струму.....	35
7.4 Вибір трансформаторів напруги.....	36

7.5	Перевірка кабелів на термічність стійкість.....	37
8	Розрахунок системи електропостачання цеху.....	37
8.1	Коротка характеристика цеху.....	37
8.2	Характеристика електроприймачів.....	37
8.3	Характеристика джерела живлення.....	37
8.4	Розрахунок електричних навантажень.....	37
8.5	Розрахунок освітлення цеху.....	38
8.6	Вибір струмовідних частин.....	40
8.7	Розрахунок струмів короткого замикання.....	41
8.8	Вибір апаратів напругою 380 В.....	43
8.9	Перевірка мережі на захищеність.....	43
8.10	Вибір відпайок трансформатора цехової трансформаторної підстанції.....	44
9	Якість електричної енергії.....	45
	Література.....	48

## Вступ

Електропостачальна система (ЕПС) промислового підприємства, яка складається з електричних мереж напругою до 1000 В та вище, трансформаторних та перетворювальних підстанцій, призначена для подавання електроенергії від джерела живлення до електроприймачів в достатній кількості і необхідної якості згідно з вимогами виробництва.

Вибір складових елементів ЕПС робиться по розрахунковим електричним навантаженням. Зниження розрахункових навантажень веде до перегріву елементів системи електропостачання і до прискорення їх зносу, завищення розрахункових навантажень веде до зайвих капіталовкладень та збільшенню витрат на системи електропостачання. Таким чином видно, яке значення має розробка і впровадження в практику проектування систем електропостачання науково обґрунтованих і достатньо точних методів розрахунку електричних навантажень.

Дипломне проектування є завершальним етапом навчання студентів у вищому навчальному закладі і спрямоване на систематизацію і розширення теоретичних знань студентів, розвиток аналітичного і творчого мислення, виконання розрахунково-графічних робіт, а також на закріплення навичок використання сучасної обчислювальної техніки.

У процесі виконання проекту студенти мають набрати навичок з розрахунку навантажень, вибору оптимальних схем електропостачання і їх складових, вибору засобів компенсації реактивної потужності, вибору високовольтної апаратури, апаратури управління та захисту.

# **1 Умови проектування**

## **1.1 Характеристика об'єкта проектування**

Дається загальна стисла характеристика об'єкта проектування:

- напрям виробництва і основна продукція;
- перелік корпусів, цехів, підрозділів;
- режим роботи підприємства.

## **2.1 Характеристика споживачів електричної енергії**

При наявності високовольтних споживачів вказується їх призначення, кількість, потужність, якщо це двигуни, то синхронні чи асинхронні, окремо дається інформація по споживачам постійного струму або високої частоти. При відсутності високовольтних споживачів вказується, що силові споживачі живляться від мережі 0,4 кВ. Вказується напруга системи освітлення.

Визначається доля споживачів першої, другої і третьої категорії по надійності живлення, робиться оцінка в цілому, вказуються споживачі, які відносяться до першої категорії надійності живлення.

При живленні від системи електропостачання об'єкта сторонніх споживачів вказується їх активне і реактивне навантаження або загальні відомості для подальших розрахунків.

## **1.3 Характеристика цехів об'єкта, особливості їх електропостачання**

Дається аналіз приміщень об'єкта проектування з точки зору середовища, в якому буде працювати електрообладнання, тобто, наприклад, сире (підвищена корозія), значне пилоутворення, вибухонебезпечне і т.п. На основі середовища дається висновок щодо електрообладнання та мереж, які повинні використовуватися в цих приміщеннях.

## **2.1 Характеристика джерела живлення**

Приводяться можливі варіанти живлення об'єкта проектування від районних підстанцій, вказуються рівні напруги на підстанціях, потужності короткого замикання на шинах підстанцій, відстань підстанцій від об'єкта.

Вказується, яким чином відбувається сплата за споживану активну і реактивну енергію.

# **2 Розрахунок електричних навантажень**

## **5.1 Розрахунок цехових навантажень 0,4 кВ**

Розрахунок навантажень 0,4 кВ окремих цехів відбувається методом упорядкованих діаграм (коефіцієнта використання). Вихідними даними є номінальна потужність окремих споживачів, їх коефіцієнт потужності і кількість споживачів.

Для характерних груп електроспоживачів визначається коефіцієнт використання [1, 2].

Величина середнього активного навантаження за найбільш навантажену зміну  $P_{с.зм.}$  визначається за виразом

$$P_{с.зм.} = \sum_{i=1}^n (\kappa_{\theta,i} \cdot P_{ном,i}), \quad (1)$$

де  $\kappa_{\theta,i}$  – коефіцієнт використання активної потужності  $i$ -ої групи ЕП;

$P_{ном,i}$  – номінальна потужність  $i$ -ої групи ЕП, кВт;

$n$  – кількість груп ЕП.

Середнє реактивне навантаження за найбільш навантажену зміну  $Q_{с.зм.}$  дорівнює

$$Q_{с.зм.} = \sum_{i=1}^n Q_{с.зм,i} = \sum_{i=1}^n (P_{ном,i} \cdot \kappa_{\theta,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i), \quad (2)$$

де  $\varphi_i$  – кут зсуву фаз струму та напруги  $i$ -ої ЕП.

Груповий коефіцієнт використання  $K_{\theta}$  підраховується за формулою

$$K_{\theta} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{с.зм,i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном,i}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ном,i} \cdot \kappa_{\theta,i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном,i}}. \quad (3)$$

Ефективне число електроприймачів визначається за виразом:

$$n_e = \frac{\left( \sum_{i=1}^n P_{ном,i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном,i}^2}. \quad (4)$$

Допускається приймати  $n_e$  рівним  $n$  при числі електроприймачів у групі чотири і більше при виконанні співвідношення

$$m = \frac{P_{ном,i \max}}{P_{ном,i \min}} \leq 3, \quad (5)$$

де  $P_{ном,i \max}$  і  $P_{ном,i \min}$  – номінальні потужності найбільшого та найменшого електроприймача у групі, кВт.

При  $m > 3$  та  $K_{\theta} > 0,2$  величина  $n_e$  визначається за виразом

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном,i}}{P_{ном,i \max}}. \quad (6)$$

Якщо виконується умова  $n_e > n$ , тоді приймається  $n_e = n$ .



Максимальне навантаження  $P_m$  знаходиться за формулою

$$P_m = \kappa_{m.a} \cdot P_{c.зм.}, \quad (7)$$

де  $\kappa_{m.a}$  – коефіцієнт максимуму згідно [2] в залежності від  $n_e$  та  $K_e$ .

Максимальне реактивне навантаження знаходиться за виразом

$$Q_m = \kappa_{m.p} \cdot Q_{c.зм.}, \quad (8)$$

де  $\kappa_{m.p}$  – коефіцієнт максимуму реактивного навантаження:

– при  $n_e \leq 10$   $\kappa_{m.p.} = 1,1$ ;

– при  $n_e > 10$   $\kappa_{m.p.} = 1,0$ .

Максимальна повна потужність  $S_m$  підраховується за формулою

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}. \quad (9)$$

Розрахунки проводимо на прикладі цеху.

Визначимо у якості прикладу величини максимальних активного та реактивного навантаження для групи електроприймачів цеху напругою 380 В при загальній кількості споживачів  $n = \dots$  шт., загальною встановленою

потужністю  $\sum_{i=1}^n P_{ном} = \dots$  кВт:  $P_{c.зм.} = \dots$  кВт;

$$Q_{c.зм.} = \dots \text{квар};$$

$$m = \frac{\dots}{\dots} = \dots > 3,$$

$K_e = \dots$ , згідно формули (3);  $n_e = \dots$ , згідно формули (6).

По [1, 2] визначаємо  $\kappa_{m.a.} = \dots$  в залежності від  $n_e$  та  $K_e$ .

Тоді

$$P_m = \dots \text{кВт},$$

$$Q_m = \dots \text{квар}.$$

Результати розрахунків навантаження цеху представлені в таблиці 1, для інших цехів та служб у таблиці 2.

## 2.2 Розрахунок навантажень систем освітлення

Для визначення ЕН освітлювальних установок використовується метод питомої потужності.

Для знаходження питомої фактичної потужності ЕН освітлювальних установок ( $P_{н.о.ф.}$ ) використовуються такі дані: тип світильника, коефіцієнт запасу  $\kappa_z$ , освітленість  $E_{ф.}$ , значення розрахункової висоти  $H$ , площа освітлювального приміщення  $S$ . По обраному типу світильника, площі освітлювального приміщення та висоті підвісу світильників згідно [4] визначаємо питому потужність загального рівномірного освітлення необхідну для забезпечення необхідного значення норми освітленості.

Максимальну активну потужність освітлювальних установок  $P_{м.о.}$  визначимо згідно виразу

Таблиця 1 – Дані розрахунків електричних навантажень силових електроприймачів цеху

Найменування вузлів живлення та груп ЕП	Кількість електроприймачів n, шт.	Встановлена потужність, кВт		$m = \frac{P_{ном.i \max}}{P_{ном.i \min}}$	Коефіцієнт використання, $\kappa_{в.i}, \text{ в.о.}$	$\cos \varphi_i / \operatorname{tg} \varphi_i$	Середнє навантаження за максимально навантаженою зміну		Ефективне число ЕП $n_e$ , шт	Коефіцієнт максимуму		Максимальне навантаження	
		одного ЕП, $P_{ном.i}$	загальна, $P_{ном.}$				$P_{с.зм} = \kappa_{в.i} \times P_{ном.i}, \text{ кВт}$	$Q_{с.зм.} = \kappa_{в.i} \times P_{ном.i} \times \operatorname{tg} \varphi_i, \text{ квар}$		$\kappa_{м.а}, \text{ в.о.}$	$\kappa_{м.р}, \text{ в.о.}$	$P_m = \kappa_{м.а} \times P_{с.зм.}, \text{ кВт}$	$Q_m = \kappa_{м.р} \times Q_{с.зм.}, \text{ квар}$

Таблиця 2 – Дані розрахунків електричних навантажень силових електроприймачів по заводу

Найменування приміщення	Кількість ЕП n, шт.	$\sum_{i=1}^n P_i$ кВт	m	$\kappa_{в.i}, \text{ в.о.}$	$\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	$P_{с.зм.}, \text{ кВт}$	$Q_{с.зм.}, \text{ квар}$	$n_e$	$\kappa_{м.а}, \text{ в.о.}$	$\kappa_{м.р}, \text{ в.о.}$	$P_m, \text{ кВт}$	$Q_m, \text{ квар}$

$$P_{м.о} = \kappa_n \cdot P_{н.о.ф} \cdot S, \quad (10)$$

де  $\kappa_n$  – коефіцієнт попиту освітлення [3];

$S$  – площа приміщення, м<sup>2</sup>;

$P_{н.о.ф}$  – питома фактична потужність освітлювальних установок, Вт/м<sup>2</sup>, визначається за формулою

$$P_{н.о.ф} = P_{н.о.табл} \cdot \frac{E_{ф}}{100} \cdot \frac{\kappa_{з.ф}}{\kappa_{з.табл}} \cdot \kappa_{\rho}, \quad (11)$$

де  $P_{н.о.табл}$  – питома потужність освітлювальної установки, Вт/м<sup>2</sup>, визначається за [4];

$E_{ф}$  – фактична норма освітленості для виконуваного виду робіт [3], лк;

$\kappa_{з.ф}$  – коефіцієнт запасу фактичний для виконуваного виду робіт [3];

$\kappa_{з.табл}$  – коефіцієнт запасу табличний для виконуваного виду робіт [3];

$\kappa_{\rho}$  – коефіцієнт зміни відбиття від поверхонь приміщення [3].

Для газорозрядних ламп максимальна реактивна потужність

$$Q_{м.о} = P_{м.о} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0, \quad (12)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_0$  – відповідно  $\cos \varphi_0$  для кожного типу ламп.

Розрахунок освітлювальних установок по об'єкту проектування зведені в таблицю 3.

Проектом передбачається:

- загальне робоче освітлення 380/220 В;
- аварійне освітлення 220 В.

Для проїздів та доріг прийнята освітленість 0,5 лк, для відкритих виробничих майданчиків – 5 лк; освітленість по лінії межі території для потреб охорони (у нічний час) – 0,5 лк.

Освітлення проїздів та доріг, відкритих виробничих майданчиків, а також освітлення для потреб охорони виконується світильниками зовнішнього освітлення із ртутними або натрієвими лампами, що встановлюються на залізобетонних опорах вздовж підприємства, а також на покрівлях та стінах будівель на кронштейнах.

## 2.1 Визначення електричних навантажень на вищих рівнях системи електропостачання

Максимальне навантаження на вищих рівнях СЕП визначаємо шляхом додавання максимальних навантажень окремих груп електроприймачів, що живляться від вузла мережі, що розглядається, з врахуванням втрат потужності в цехових трансформаторах та коефіцієнта суміщення максимумів навантажень окремих груп. В таблицю 4 зводимо результати розрахунків електричних навантажень по цехам напругою 0,38 кВ з врахуванням освітлювального навантаження і високовольтних споживачів.

При цьому використовуємо формули

$$P_{м.0,38} = P_{м.с} + P_{м.о} \quad (13)$$

Таблиця 3 – Дані розрахунків електричних навантажень освітлювальних установок по заводу

Найменування приміщення	$S$ , м <sup>2</sup>	$H$ , м	$E_{min}$ , лк	Тип світильника	Тип лампи	$\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	$P_{n.o.}$ , Вт/м <sup>2</sup>	$P_{m.o.}$ , кВт	$Q_{m.o.}$ , квар	$\kappa_n$ , в.о.	$\kappa_{з.ф.}$ , в.о.	$N$ ламп, шт

Таблиця №4 – Дані розрахунків повного електричного навантаженого по заводу

Найменування приміщення	$P_{m.c.}$ , кВт	$P_{m.o.}$ , кВт	$P_{m.0,38}$ , кВт	$Q_{m.c.}$ , квар	$Q_{m.o.}$ , квар	$Q_{m.0,38}$ , квар	$S_{m.0,38}$ , кВА
Компресорна станція:	+	+	+	+	+	+	+
– високовольтний двигун компресорної станції			+			+	

$$Q_{м.0,38} = Q_{м.с} + Q_{м.о}, \quad (14)$$

Розрахункова активна потужність високовольтних двигунів обчислюється з врахуванням коефіцієнта завантаження  $\kappa_3$

$$P_{в/в} = P_{ном} \cdot \kappa_3;$$

$$Q_{в/в} = P_{в/в} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

де  $\kappa_3$  – коефіцієнт завантаження, приймається  $\kappa_3 = 0,7 - 0,9$ ;

$P_{ном}$  – номінальна потужність двигуна, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi$  – відповідає номінальному  $\cos \varphi$  двигуна.

При використанні синхронних двигунів слід мати на увазі, що заводська уставка коефіцієнта потужності складає 0,8, по спеціальному замовленню 0,9, при цьому синхронний двигун використовується як генератор реактивної потужності, тобто в розрахунках реактивна потужність береться зі знаком “мінус”.

Приблизна потужність заводу:

$$S_{np} = K_{см} \cdot \sqrt{\left( \sum_{i=1}^n P_{м.i} \right)^2 + \left( \sum_{i=1}^n Q_{м.i} \right)^2}, \quad (15)$$

де  $K_{см}$  – коефіцієнт суміщення максимумів навантаження, приймається  $0,85 \div 0,95$ ;

$i$  –  $i$ -й цех або підрозділ підприємства;

$n$  – кількість цехів або підрозділів підприємства.

## 2.4 Картограма та положення центру електричних навантажень

При проектуванні для рішення питання про розміщення на території підприємства підстанцій на генеральний план підприємства, наноситься картограма електричних навантажень, яка являє собою ряд кіл у центрах навантаження окремих будівель, цехів та споруд.

Радіус  $i$ -ого кола визначається за формулою:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{м.i}}{\pi \cdot m}}, \quad (17)$$

де  $P_{м.i}$  – максимальне електричного навантаження  $i$ -ого підрозділу;

$m$  – масштаб, кВт/м<sup>2</sup>; приймається згідно найбільшої потужності підрозділу.

У кожному з отриманих кіл виділяємо сектори, що відповідають силовому, а також освітлювальному навантаженням:

$$\alpha_{с.н} = \frac{360 \cdot P_{м.с0,38}}{P_{м.i}}; \quad (18)$$

$$\alpha_{о.н} = \frac{360 \cdot P_{м.о0,38}}{P_{м.i}}, \quad (19)$$

де  $\alpha_i$  – величина сектору у градусах.

Теоретичний центр електричних навантажень (ЦЕН) визначаємо як точку з координатами:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{m,i} \cdot x_i)}{\sum_{i=1}^n P_{m,i}}; \quad (20)$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{m,i} \cdot y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{m,i}}, \quad (21)$$

де  $X, Y$  – координати центру електричних навантажень по об'єкту, см;

$x_i, y_i$  – координати  $i$ -ого навантаження об'єкту, см;

$P_{m,i}$  – максимальне навантаження  $i$ -ого цеху, кВт.

Центр електричних навантажень має координати у точці  $A (X, Y)$ .

Результати розрахунків зведені в таблицю 5.

Таблиця 5 – Дані для визначення центра та побудови картограми ЕН

Найменування приміщення	$P_{м.с.0,38},$ кВт	$P_{м.о.},$ кВт	$\sum_{i=1}^n P_{m_i},$ кВт	$r,$ см	$\alpha_{с.н.}$	$\alpha_{о.н.}$	$X,$ см	$Y,$ см	$P \cdot x,$ кВт·см	$P \cdot y,$ кВт·см

### **3 Вибір напруги живлячої та розподільчої мережі**

#### **3.1 Вибір напруги живлячої мережі**

Система живлячої мережі (зовнішнього електропостачання) включає систему електропостачання від джерела живлення (районної підстанції) до підприємства. Основними умовами проектування раціональної системи зовнішнього електропостачання є надійність, економічність та якість електроенергії в мережі [5].

При виборі напруги живлячої мережі за основу беруться рівні напруги на шинах районної підстанції. Для конкретного варіанту слід скористатися рекомендаціями відносно економічної зони кожного рівня напруги, яка визначається згідно [8] в залежності від загальної електричної потужності об'єкту та його віддаленості від районної підстанції.

#### **3.2 Вибір напруги розподільчої мережі**

В більшості випадків розподільча мережа об'єкта вибирається напругою 10 кВ, яка з економічної точки зору більш ефективна, ніж напруга 6 кВ. В деяких випадках при наявності на об'єкті високовольтних двигунів напругою 6 кВ можливо використати цю напругу в якості розподільчої, або при напрузі розподільчої мережі 10 кВ для двигунів на 6 кВ прийняти знижувальну підстанцію. Вибір того чи іншого варіанта повинен підкріплюватися економічними розрахунками.

### **4 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності**

#### **4.1 Вибір трансформаторів ГПП**

Трансформатори ГПП повинні забезпечити надійне електропостачання в нормальному, аварійному і післяаварійному режимі.

Приймаємо до установки два трансформатори однакової потужності з вбудованим регулюванням напруги під навантаженням. Потужність трансформатора вибирається таким чином, щоб при відключенні одного з трансформаторів інший міг передавати задану потужність без порушення ПТЕ, якими передбачається припустиме перевантаження трансформаторів до 40 % у післяаварійному режимі під час максимуму навантаження тривалістю не більше 6 годин протягом не більше 5 діб.

Як розрахункова потужність приймається максимальна потужність з врахуванням втрат в трансформаторах, активна і реактивна складова втрат в трансформаторі визначаються за виразом

$$\Delta P_{тр} = 0,02 \cdot S_{тр}; \quad (22)$$

$$\Delta Q_{тр} = 0,1 \cdot S_{тр}, \quad (23)$$

де  $S_{тр}$  – приблизна повна потужність об'єкта, кВА.



Таким чином, загальне навантаження об'єкта визначається виразом

$$S_{розр} = K_{см} \cdot \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P + \Delta P_{mp}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q + \Delta Q_{mp}\right)^2}. \quad (24)$$

Якщо згідно умов проектування енергосистема видає економічну дозволяему реактивну потужність в режимі максимуму навантаження енергосистеми  $Q_{ек}$ , то в виразі (24) вона буде як сумарна реактивна потужність.

Якщо згідно умов проектування енергосистема дає нульовий рівень споживання і генерації реактивної потужності, то в виразі (24) сумарна реактивна потужність буде мати нульове значення.

Якщо згідно умов проектування від підстанції об'єкта буде живитися один або декілька інших об'єктів, то в виразі (24) їх активну і реактивну потужність слід додати до відповідних потужностей розрахункового об'єкта.

Номінальна потужність кожного з двох трансформаторів ГПП попередньо оцінюється згідно виразу

$$S_{mp} = \frac{S_{розр}}{2 \cdot 0,7}. \quad (25)$$

По отриманому значенню потужності вибирається номінальна потужність трансформатора  $S_{н.тр}$ . Якщо різниця між потужностями  $S_{mp}$  і  $S_{н.тр}$  незначна ( $\pm 10\%$ ), то для розгляду приймається один варіант, в іншому випадку розглядається варіант з більшою і меншою стандартною потужністю трансформатора відносно  $S_{mp}$ .

Для перевірки трансформатора на перевантажувальну здатність в післяаварійному режимі (аварійне відключення одного з двох трансформаторів) використовується упорядкований типовий графік навантаження, в якому максимальне навантаження буде відповідати  $S_{розр}$  об'єкта, згідно чого робиться масштаб по вісі навантажень (рисунок 1).

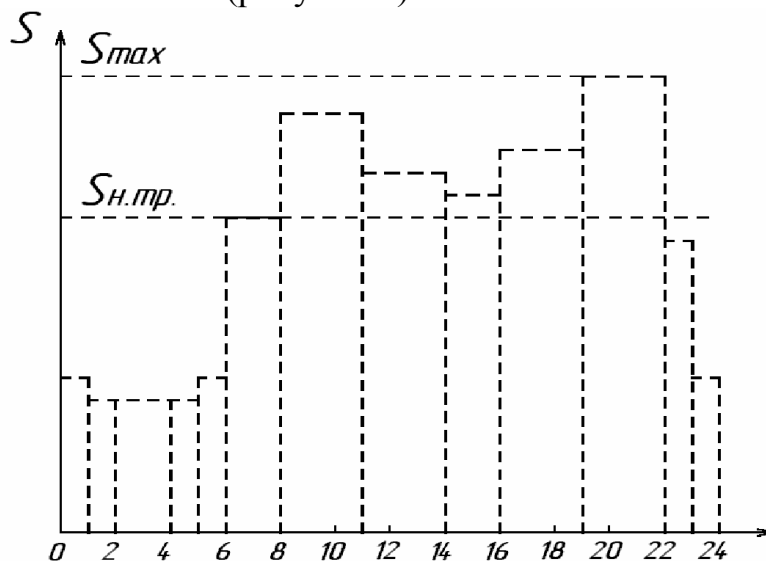


Рисунок 1 – Типовий упорядкований графік навантаження для вибору трансформаторів ГПП

Коефіцієнт початкового навантаження трансформатора рахується за формулою

$$K_I = \frac{I}{S_{н.тр}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (S_i^2 \cdot \Delta t_i)}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i}}, \quad (26)$$

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

$n$  – кількість ступенів потужності графіка навантаження трансформатора, за яких навантаження менше або дорівнює номінальному трансформатора;

$\Delta t_i$  – проміжки часу, у які навантажувальна потужність не перевищує потужність трансформатора, год.;

$S_i$  – потужності, що відповідають цим проміжкам часу  $\Delta t_i$ , МВА.

Коефіцієнт перевантаження трансформатора  $K_2$  визначається за більшим значенням із двох величин  $K_2'$  та  $K_2''$ .

Величина  $K_2'$  обчислюється за формулою, аналогічною (26),

$$K_2' = \frac{I}{S_{н.тр}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m (S_i^2 \cdot \Delta t_i)}{\sum_{i=1}^m \Delta t_i}}, \quad (26')$$

де  $m$  – число ступенів потужності графіка навантаження, за яких його навантаження більше від номінальної потужності трансформатора.

Величина  $K_2''$  визначається за виразом

$$K_2'' = \frac{0,9 \cdot S_{розр}}{S_{н.тр}}.$$

Згідно даного типу трансформатора при відомій температурі охолоджувального середовища та коефіцієнту початкового навантаження  $K_I$  за допомогою таблиць [5] визначається допустиме систематичне перевантаження  $K_{2доп}$ . Робота трансформатора допускається із систематичним перевантаженням, коли виконується умова  $K_{2доп} \geq K_2$ .

На основі розрахунків приймається номінальна потужність трансформатора і вказуються його параметри.

## 2.1 Вибір схеми головної підстанції підприємства (розподільчого пункту підприємства)

ГПП призначена для пониження напруги до величини розподільчої мережі підприємства і розмноження виводів для окремих груп споживачів.

ГПП бувають двох видів: тупикові і прохідні. Тупикові підстанції передбачають дві незалежні лінії до кожного з трансформаторів від джерела

живлення (районної підстанції). Прокідні підстанції являють собою підключення двох трансформаторів в розріз лінії з двостороннім живленням.

В конструктивному плані підстанцію можна розділити на дві частини: високовольтна частина підстанції і розподільчий пункт на 10 (6) кВ.

В більшості випадків підключення трансформаторів відбувається від повітряної лінії, в деяких випадках використовується кабельний ввід. До комутаційної апаратури високої напруги відносяться роз'єднувачі з заземлюючими ножами, високовольтні вимикачі, трансформатори струму і вимірювальні трансформатори напруги, а також розрядники. Використання замість високовольтних вимикачів струмовідокремлювачів і короткозамикачів небажано в зв'язку з їх нестійкою роботою в зимовий період і потребою в штучних коротких замиканнях.

Між двома лініями на підстанції, як правило, робиться ремонтна перемичка з двома роз'єднувачами.

Трансформатори підстанції бувають двообмотковими і триобмотковими з регулюванням напруги під навантаженням. Двообмоткові трансформатори потужністю 25, 40 і 63 МВА виконуються з розщепленою вторинною обмоткою. Для трансформатора потужністю 25 МВА виводи вторинних обмоток в більшості випадків перемикають. Для аналогічних перемикачів в трансформаторах 40 і 63 МВА необхідне економічне обґрунтування.

Один з видів електричних схем тупикової і прохідної підстанції наведено на рисунку 2 і рисунку 3.

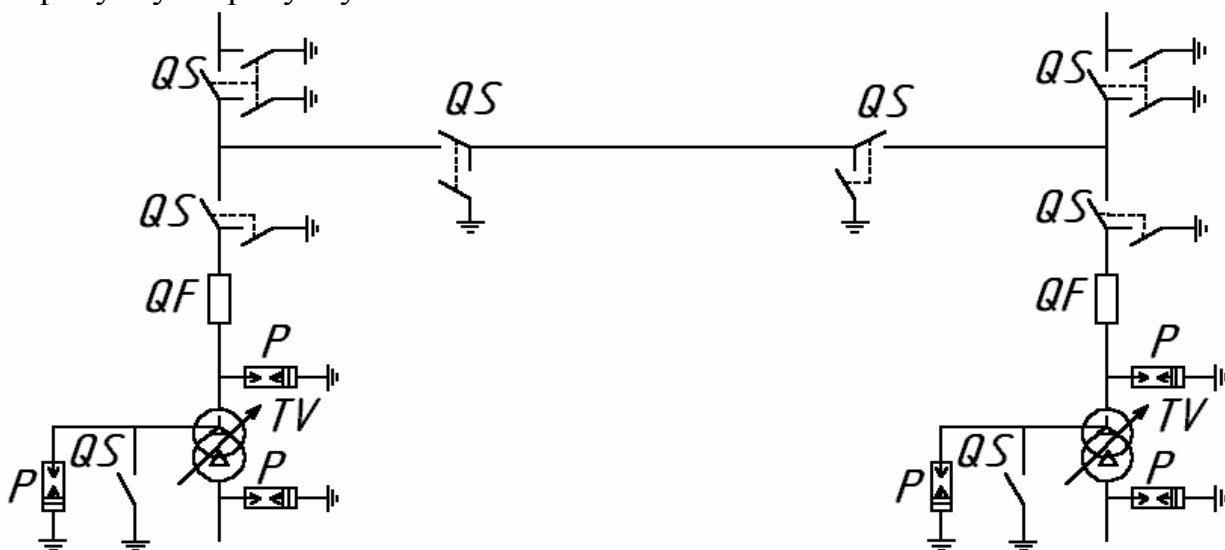


Рисунок 2 – Електрична частина 110 кВ тупикової ГПП

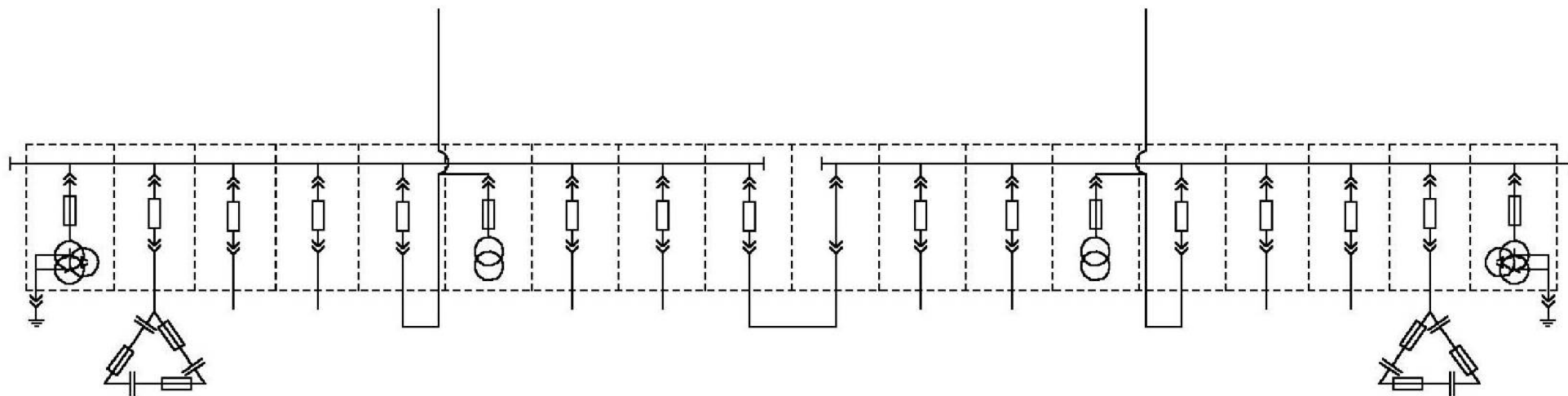


#### 4.3 Вибір числа та потужності цехових трансформаторів з врахуванням компенсації реактивної потужності

Вибирається економічне оптимальне число цехових трансформаторів  $N_{TE}$ , та економічне оптимальне значення потужності НБК  $Q_{HKI}$ .

Сумарна розрахункова потужність батарей конденсаторів складе

$$Q_{HK_{cvm}} = Q_{HK1} + Q_{HK2}. \quad (27)$$



**Рисунок 4 – Електрична частина розподільчого пристрою 10 (6) кВ ГПП**

Потужність цехових трансформаторів рекомендується визначати за питомою густиною навантаження, кВА/м<sup>2</sup>

$$\sigma_S = \frac{S_m}{S}, \quad (28)$$

де  $S_m$  – максимальне навантаження цеху, кВА;

$S$  – площа цеху, м<sup>2</sup>.

Згідно [5] при  $\sigma_S \geq 0,3$  кВА/м<sup>2</sup> економічним є застосування трансформаторів номінальною потужністю 1600 та 2500 кВА.

Мінімальне число цехових трансформаторів  $N_{min}$  однакової потужності  $S_{н.тр}$ , що призначені для живлення технологічно зв'язаних навантажень:

$$N_{min} = \frac{P_m}{\kappa_3 \cdot S_{н.тр}} + \Delta N, \quad (29)$$

де  $P_m$  – максимальне активне навантаження даної групи трансформаторів, кВт;

$\kappa_3$  – коефіцієнт завантаження трансформатора, для двотрансформаторних підстанцій приймається 0,7 – 0,75, для однострансформаторних – 0,95;

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

$\Delta N$  – дробовий доданок до найближчого цілого числа.

Економічна кількість трансформаторів  $N_e$  знаходиться за виразом

$$N_e = N_{min} + m \quad (30)$$

де  $m$  – додаткова кількість трансформаторів, яка визначається згідно [2] у функції  $N_{min}$  і  $\Delta N$ .

За рахунок  $\Delta N$  та  $m$  з'являється некомпенсована потужність  $Q_{max.T}$ , яка передаватиметься через трансформатори в мережу 0,4 кВ, визначається вона за формулою

$$Q_{max.T} = \sqrt{(N_e \cdot \kappa_{з.ф} \cdot S_{н.тр})^2 - P_m^2}, \quad (31)$$

де  $\kappa_{з.ф}$  – фактичний коефіцієнт завантаження,  $\kappa_{з.ф} = \frac{S_m}{N_e \cdot S_{н.тр}}$ .

Сумарна потужність батарей статичних низьковольтних конденсаторів  $Q_{НК1}$  складе:

$$Q_{НК1} = Q_{м0,38} - Q_{max.T}, \quad (32)$$

де  $Q_{м0,38}$  – сумарна реактивна потужність напругою 0,38 кВ за найбільш завантажену зміну, квар.

При  $Q_{НК1} < 0$  встановлювати батареї на першому етапі розрахунку не потрібно.

Додаткова потужність статичних конденсаторів  $Q_{НК2}$  з врахуванням оптимального зниження втрат потужності визначається за формулою

$$Q_{HK2} = Q_{m0,38} - Q_{HK1} - \gamma \cdot N_e \cdot S_{н.тр}, \quad (33)$$

де  $\gamma$  – розрахунковий коефіцієнт, який визначається у функції показників  $K_1, K_2$ , схеми та напруги високовольтної розподільчої мережі [2].

Показник  $K_1$  характеризує відношення питомих витрат на низько- та високовольтні конденсатори і в практичних розрахунках для енергетичної системи України при кількості робочих змін 3 дорівнює 11, при двозмінній роботі – 12, однозмінній – 24.

Показник  $K_2$  враховує віддаленість ТП від РП ГПП та потужність трансформаторів. Його чисельне значення беруть згідно з даними таблиці 2.10 [1].

Якщо в розрахунках отримаємо, що  $Q_{HK2} < 0$ , тоді додатково встановлювати конденсаторні батареї не потрібно.

Розрахунок вибору кількості та потужності силових трансформаторів з врахуванням компенсації реактивної потужності приводиться на прикладі одного з цехів. В результаті вибирається кількість і потужність трансформаторів, а також сумарна реактивна потужність батарей статичних конденсаторів. При прийнятті кількості стандартних батарей конденсаторів їх кількість повинна бути кратною кількості трансформаторів.

Аналогічно виконується вибір інших цехових трансформаторів. Результати розрахунків зводяться в таблицю 6.

Таблиця 6 – Вибір кількості та потужності цехових трансформаторів та низьковольтних батарей конденсаторів

Споживач	$P_m$ , кВт	$Q_m$ , квар	$S_m$ , кВА	$\sigma_S$ , кВА/м <sup>2</sup>	$S_{н.тр.}$ , кВА	$N_e$ , шт.	$Q_{KH1}$ , квар	$Q_{KH2}$ , квар	$Q_{KH_{сум.}}$ , квар	Прийнятий тип, кількість	Сумарна потужність батарей, $Q_{нк.ф}$ , квар
Цех											



#### 4.4 Вибір засобів компенсації реактивної потужності в мережах вище 1000 В

При виборі засобів компенсації реактивної потужності вихідними даними є максимальна реактивна потужність  $Q_m$  та вхідна реактивна потужність, що погоджена з енергопостачальною організацією на межі балансової приналежності.

Максимальна реактивна потужність на шинах розподільчого пункту 10(6) кВ підстанції, яка повинна бути скомпенсована високовольтними батареями статичних конденсаторів, визначається за виразом

$$Q_{вк} = \kappa_{нс} \cdot Q_m + \Delta Q_{тр} - Q_{ек} - \sum_{i=1}^q Q_{нк. \phi_i}, \quad (34)$$

де  $\kappa_{нс}$  – коефіцієнт, що враховує неспівпадання за часом найбільшого навантаження промислового підприємства з максимумом навантаження енергосистеми [8];

$Q_m$  – розрахункова реактивна потужність підприємства, квар;

$\Delta Q_{тр}$  – сумарна втрата реактивної потужності в трансформаторах, квар;

$Q_{ек}$  – економічна узгоджена реактивна потужність з енергосистемою в часи її максимуму навантаження, квар;

$\sum_{i=1}^q Q_{нк. \phi_i}$  – сумарна встановлена потужність низьковольтних конденсаторів, квар;

$q$  – кількість цехів, в яких встановлені НБК.

Якщо з енергосистемою узгоджено  $Q_{ек} = 0$ , то в формулі (34) воно буде відсутнє.

Згідно отриманого значення приймаємо до встановлення високовольтні конденсаторні установки з потужністю, що дорівнює розрахунковому значенню, поділеному на кількість секцій підстанції.

### 3 Розрахунок ліній електропередачі

#### 2.1 Розрахунок мережі живлення ГПП

Для живлення ГПП (напруга 35, 110 або 220 кВ) в більшості випадків використовується повітряна лінія.

Переріз мережі живлення ГПП вибирається по економічній густині струму згідно максимальної потужності з врахуванням втрати потужності в трансформаторі ГПП (по наближеним формулам 22, 23). Розрахунковий струм однієї живлячої лінії (А) визначається згідно виразу

$$I = \frac{S_{розр}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (35)$$

Переріз лінії живлення (мм<sup>2</sup>) визначається виразом

$$F_{ек} = \frac{I}{j_{ек}}, \quad (36)$$

де  $j_{ек}$  – нормоване значення економічної густини струму, А/мм<sup>2</sup>, визначається згідно [4].

Розрахунковий економічно вигідний переріз закруглюється до найближчого стандартного перерізу  $F_{см}$ .

Вибраний переріз лінії живлення перевіряється на допустимий струм нагрівання в нормальному режимі, на допустимий струм післяаварійного режиму, на мінімальний переріз згідно механічної міцності і мінімальний переріз за умовою корони згідно виразів і умов:

– на допустимий струм в нормальному режимі роботи, А,  $I_p \leq \kappa \cdot I_{дон}$ ,

де  $I_{дон}$  – допустимий струм вибраного стандартного перерізу, А;

$\kappa$  – коефіцієнт, що враховує фактичну розрахункову температуру середовища, визначається [4];

– на допустимий струм в післяаварійному режимі (режим відключення однієї з ліній живлення)

$$2 \cdot I_p \leq \kappa \cdot \kappa_{дон} \cdot I_{дон}; \quad (37)$$

де  $\kappa_{дон}$  – допустиме короткочасне перевантаження,  $\kappa_{дон} = 1,2 \div 1,25$ ;

– на мінімальний переріз згідно механічної міцності – згідно з місцем розташування підприємства визначається величина стінки ожеледі за її товщиною по [4] визначається мінімальна площа перерізу;

– на мінімальний переріз за умовою корони – мінімальний переріз повітряної лінії 110 кВ за умовою корони складає 70 мм<sup>2</sup>.

## 2.2 Вибір схеми розподільчої мережі

Живлення трансформаторних підстанцій окремих цехів підприємства відбувається від РП 10(6) кВ підстанції підприємства за допомогою кабельних ліній. В більшості випадків використовуються магістральні схеми живлення підстанцій, при цьому від кожної магістралі може живитися до 3-4 трансформаторних підстанцій в залежності від потужності трансформаторів. Для окремо розташованих, а також дуже відповідальних споживачів можуть використовуватися радіальні схеми живлення.

На підприємствах значної електричної потужності (потужність трансформатора ГПП 25 МВА і вище) доцільно проводити розукрупнення підстанцій, тобто використовувати додаткові розподільчі пункти 10(6) кВ, які живляться від розподільчого пункту ГПП двома кабельними лініями. Така підстанція повинна розташовуватися в центрі навантаження частини підприємства.

При використанні високовольтних двигунів доцільно в цехах, де вони встановлені, передбачати додатковий розподільчий пункт, щоб скоротити мережу живлення для кожного двигуна. Від цієї підстанції можна живити

розташовані поблизу підстанції.

В пояснювальній записці слід навести електричну схему живлення підстанцій підприємства.

### **2.3 Обґрунтування застосування розподільчих пунктів високої напруги**

Прийняття додаткових розподільчих пунктів 10(6) кВ повинно мати економічне обґрунтування.

При прийнятті в проєкті додаткового розподільчого пункту 10(6) кВ слід враховувати економічні показники:

- для схеми з додатковим РП 10(6) кВ:
  - збільшення апаратів високої напруги (2 ввідні ячейки, шиноз'єднувальна, 2 ячейки вимірювальних трансформаторів, 1 резервна ячейка фідерна) – річна вартість амортизаційних відрахувань на вказане електрообладнання;
  - амортизаційні відрахування на долю будівлі для встановлення електрообладнання;
- для схеми без додаткового розподільчого пункту:
  - збільшення довжини кабельних ліній на відстань від РП підстанції до додаткового РП для підстанцій і високовольтних двигунів, що намічалось живити від додаткового РП – річна вартість амортизаційних відрахувань на вказані кабелі;
  - збільшення втрат електричної енергії за рахунок збільшення довжини вказаних кабелів – вартість втрат енергії у вказаних кабелях.

Порівняння економічних показників визначить доцільність встановлення додаткового РП.

### **5.4 Розрахунок перерізу розподільчих мереж**

Переріз жил кабелів напругою 10 кВ вибираємо за економічною густиною струму з перевіркою на умови нагріву довготривалим розрахунковим струмом в нормальному та післяаварійному режимах, на допустиму втрату напруги і на термічну стійкість до струмів короткого замикання.

За розрахункову потужність кожного трансформатора приймаємо максимальне навантаження з врахуванням втрат потужності в трансформаторі. Дані для розрахунків беремо з таблиці 4. Втрати активної  $\Delta P_m$  та реактивної  $\Delta Q_m$  потужності в трансформаторі з достатньою для практики точністю приймаємо рівними відповідно 2% и 10% повної максимальної потужності із сторони низької напруги трансформатора

$$P_{m10} = P_{m.0,38} + \Delta P_m = P_{m.0,38} + 0,02 \cdot S_{н.тр}; \quad (38)$$

$$Q_{m10} = Q_{m.0,38} + \Delta Q_m = Q_{m.0,38} + 0,1 \cdot S_{н.тр}, \quad (39)$$

де  $P_{м.0,38}, Q_{м.0,38}$ , – розрахункові навантаження на стороні 0,38 кВ (активна та реактивна відповідно).

Дані розрахунків заносимо до таблиці 7.

**Таблиця 7 – Розрахунок електричних навантажень на стороні 10 кВ ТП**

ТП	$P_{м.0,38}$ , кВт	$Q_{м.0,38}$ , квар	$S_{н.тр}$ , кВА	$P_{м10}$ , кВт	$Q_{м10}$ , квар

Розрахункова потужність магістральної лінії визначається згідно електричної схеми живлення і розрахункових потужностей лінії по виразу

$$S_L = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^z P_{м.10i}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^z Q_{м.10i}\right)^2},$$

де  $P_{м.10i}$  і  $Q_{м.10i}$  – відповідно розрахункова активна і реактивна потужність лінії  $i$ -ого трансформатора з врахуванням втрат в трансформаторах;  
 $z$  – кількість трансформаторів в лінії.

Розрахунковий струм в нормальному режимі (А) визначається як

$$I_L = \frac{S_L}{\sqrt{3} \cdot U_n}.$$

Згідно економічної густини струму визначається стандартний переріз кабельної лінії, по якому визначається тривалий допустимий струм  $I_{дон}$ .

Умова перевірки кабелю на допустимий струм в нормальному режимі роботи визначається із співвідношення  $I_L \leq I_{дон} \cdot K_1 \cdot K_2$ , (40)

де  $K_1$  – поправний коефіцієнт, що залежить від температури землі та повітря [5];

$K_2$  – поправний коефіцієнт, що залежить від кількості числа кабелів прокладених паралельно [1];

$I_{дон}$  – тривалий допустимий струм на один кабель в нормальних умовах, А, [5].

Перевірка на допустимий струм в післяаварійному режимі відбувається за виразом  $2 \cdot I_L \leq I_{дон} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$ , (41)

$K_3$  – допустиме короткочасне перевантаження кабельної лінії [4];

Втрата напруги в лінії в нормальному режимі роботи повинна бути не більше  $5\% \cdot U_n$  і визначається (В) за виразом

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_L \cdot L \cdot (r_o \cdot \cos \varphi + x_o \cdot \sin \varphi), \quad (42)$$

де  $L$  – довжина лінії, км;

$r_o, x_o$  – відповідно питомий активний і реактивний опір лінії, Ом/км;  
 $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності навантаження лінії.

Перевірка перерізу кабельної лінії на термічну стійкість струмам короткого замикання відбувається по мінімально допустимому перерізу для розрахункових показників струму КЗ згідно виразу (70).

Аналогічно виконуються розрахунки для інших ТП та кабельних ліній, що їх живлять. Результати розрахунків зведені в таблицю 8.

Таблиця 8 – Вибір перерізу кабельних ліній напругою 10 кВ

Ділянка кабелю	$S_p$ , кВА	$L_{кл}$ , км	$I_p$ , А	$F_{ек}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А	$F_{min}$ , мм <sup>2</sup>	Прийнята $F$ , мм <sup>2</sup>

## 6 Розрахунок струмів короткого замикання в мережах вище 1000 В

### 6.1 Вихідні дані для розрахунків

Основною причиною порушення нормального режиму роботи СЕП є виникнення короткого замикання в мережі або в елементах електрообладнання внаслідок пошкодження ізоляції або неправильних дій обслуговуючого персоналу.

Вихідними даними для розрахунку струмів короткого замикання є прийнята схема електропостачання та величина потужності короткого замикання на шини районної підстанції. Розрахункова схема мережі і схема заміщення зображені на рисунку 5.

Розрахунок струмів короткого замикання виконується для найбільш характерних точок, в яких передбачається встановлення апаратів захисту.

Розрахунок рекомендується виконувати у відносних базисних одиницях, при цьому всі опори схеми заміщення приводяться до базисних умов.

За базисні умови приймаємо:

$$S_{\bar{o}} = 100 \text{ МВА}, \quad U_{\bar{o}1} = 115 \text{ кВ}, \quad U_{\bar{o}2} = 10,5 \text{ кВ}$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}}. \quad (43)$$

Визначаємо опори схеми заміщення у відносних базисних одиницях:

$$\text{– електричної системи} \quad X_{*c} = S_{\bar{o}} / S_{кз}; \quad (44)$$

$$\text{– повітряної лінії 110 кВ} \quad R_{*л} = r_{0л} \cdot l_{л} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}1}^2}; \quad (45)$$

$$X_{*л} = x_{0л} \cdot l_{л} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}1}^2}; \quad (46)$$

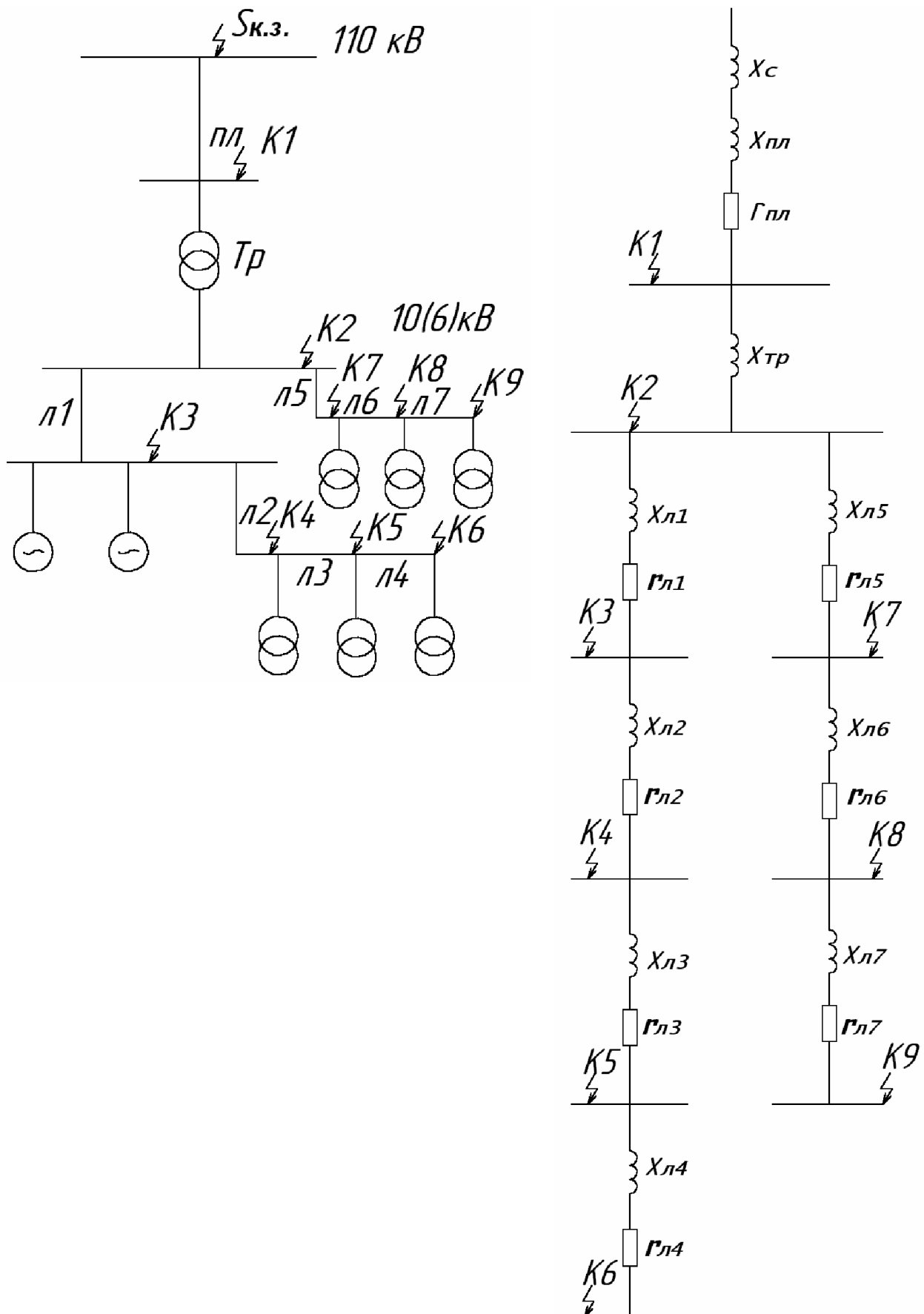


Рисунок 5 – Електрична схема і схема заміщення розрахунку струмів КЗ у високовольтній мережі

– трансформатора ГПП  
для двообмоточних трансформаторів

$$X_{mp} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.мп}} \quad (47)$$

для двообмоточних трансформаторів з розщепленою вторинною обмоткою

$$X_{в.мп} = \frac{0,125 \cdot U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.мп}}, \quad (48)$$

$$X_{н.мп} = \frac{1,75 \cdot U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.мп}} \quad (49)$$

де  $U_{кз}$  – напруга короткого замикання трансформатора, %;

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

– кабельні лінії 10(6) кВ – розраховуються аналогічно повітряним лініям, (45, 46) тільки за базисну напругу приймають  $U_{б.2} = 10,5$  (6,3) кВ.

При трансформаторах з розщепленою вторинною обмоткою відносні індуктивні опори обмоток додаються; при запаралелюванні вторинних обмоток до відносного індуктивного опору обмотки високої напруги додається половина опору обмотки низької напруги.

## 6.2 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання в характерних точках

Визначається сумарний реактивний  $x_{сум.}$  і активний  $r_{сум.}$  опір до розглядаємої точки КЗ і визначається повний опір. Якщо активний опір менше 1/3 індуктивного, їм можна знехтувати.

Струм короткого замикання в розглядаємій точці визначається виразом

$$I_{кз} = \frac{I_{\delta}}{\sqrt{x_{сум.}^2 + r_{сум.}^2}}. \quad (50)$$

Ударний струм в точці короткого замикання визначається виразом

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot \kappa_{y\delta}, \quad (51)$$

де  $\kappa_{y\delta}$  – ударний коефіцієнт, який визначається за виразом,

$$\kappa_{y\delta} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-3,14r_{сум.}/x_{сум.}} \quad (52)$$

де  $T_a$  – постійна часу згасання аперіодичного струму, с;

$$T_a = \frac{x_{сум.}}{2\pi \cdot f \cdot r_{сум.}}. \quad (53)$$

В разі використання високовольтих двигунів враховується їх вплив на значення струму короткого замикання, але тільки для рівня шин, від яких вони живляться. Якщо від шин живляться двигуни різного виду (асинхронні і синхронні з різними параметрами), то їх треба враховувати індивідуально кожний.

Початкове значення періодичної складової струму  $I_{\partial.o}$  від асинхронного двигуна визначається через кратність пускового струму  $I_{n*}$ , що наводиться в каталозі на двигуни.

З врахуванням зовнішнього індивідуального опору мережі живлення двигуна ( $z_{3\phi}$ ) та надперехідного опору двигуна ( $x_{d*}'' = 1/I_{n*}$ ), початкове значення періодичної складової струму буде дорівнювати

$$I_{\partial.o} = \frac{I_{n*} \cdot I_n}{\frac{1 + z_{3\phi}}{x_{d*}''}}. \quad (54)$$

Періодична складова струму КЗ в будь-який момент часу від асинхронного двигуна визначається виразом

$$I_{\partial.t} = I_{\partial.o} e^{-t/T_p}, \quad (55)$$

де  $T_p$  – розрахункова постійна часу, с, яка визначається виразом

$$T_p = \frac{T_{p\partial}}{\frac{1 + x_{3\phi}}{x_{d*}''}}, \quad (56)$$

де  $T_{p\partial}$  – розрахункова постійна часу двигуна при КЗ на його виводах, визначається згідно таблиці 9.2 [5].

Розрахунок періодичної складової струму КЗ синхронного двигуна, відділеного від точки КЗ опором  $z_{3\phi}$ , відбувається в наступній послідовності:

- 1) визначається  $I_{\partial.o}$  у відповідності з (54);
- 2) по кривим додатку 16, а [5] для потрібного часу  $t$  знаходиться відношення

$$I_{\partial.t*} = \frac{I_{\partial.t}}{I_{\partial.o}};$$

- 3) визначається струм КЗ в іменованих одиницях (кА)

$$I_{\partial.t} = I_{\partial.t*} \cdot I_{\partial.o}. \quad (57)$$

Аперіодична складова струму КЗ двигуна (асинхронного і синхронного) в будь-який термін часу  $t$  визначається виразом

$$i_{\partial.t} = \sqrt{2} \cdot I_{\partial.o} \cdot e^{-t/T_o}; \quad (58)$$

$$T_o = \frac{\frac{x_{d*}'' + x_{3\phi*}}{x_{d*}''}}{\omega \cdot T_{o,\partial} + z_{3\phi}}, \quad (59)$$

де  $T_{o,\partial}$  – постійна часу затухання аперіодичної складової двигуна при КЗ на його виводах, для асинхронних двигунів визначається згідно таблиці 9.2, для синхронних – по кривим додатку 16, б [5].

Ударний струм двигуна (асинхронного і синхронного)



$$i_{y.\partial.} = \kappa_{y.\partial.} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\partial.o.} \quad (60)$$

де для асинхронного двигуна –  $\kappa_{y.\partial.} = e^{-0,01/T_p} + e^{-0,01/T_o}$  ;

для синхронного двигуна –  $\kappa_{y.\partial.} = e^{-0,01/T_o}$  .

Загальний струм КЗ в любий проміжок часу визначається алгебраїчною сумою струмів від системи і від двигунів.

Розрахунок опорів кабельних ліній від РП підстанції до кожного ТП (РП) зводиться в таблицю 9 (форма таблиці в залежності від електричної схеми).

Як приклад, слід виконати розрахунок струмів короткого замикання в точках К1 і К2.

Аналогічно визначаються струми КЗ в інших точках, результати розрахунків заносяться до таблиці 9.

**Таблиця 9 – Струми короткого замикання в СЕП**

Точка КЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8
$R_{*K}$ , в.о.								
$X_{*K}$ , в.о.								
$Z_{*K}$ , в.о.								
$I_{K.3}$ , кА								
$i_{y.\partial.}$ , кА								

## **2.1 Розрахунок струму однофазного короткого замикання в мережі 110 кВ**

Для розрахунку струму однофазного замикання на землю приймаємо електричну схему з розщепленою вторинною обмоткою трансформатора 110/10 кВ і складаємо схему заміщення (рисунок 6, а, в) з коротким замиканням в точці А. На базі цих схем приводимо схему нульової послідовності (рисунок 7). Розрахунок ведемо у відносних одиницях.

Індуктивний опір нульової послідовності повітряної лінії визначається через опір лінії прямої послідовності з врахуванням коефіцієнта  $n$ , величина якого залежить від конструктивного виконання лінії,

$$x_{л0} = n \cdot x_{л1}. \quad (61)$$

Коефіцієнт  $n$  має такі значення:

- для одноланцюгової лінії без тросів – 3,5
- те ж зі сталевими тросами – 3,0
- те ж зі сталевеоалюмінієвими тросами – 2,0
- для дволанцюгової лінії без тросів – 5,5
- те ж зі сталевими тросами – 4,7
- те ж з сталевеоалюмінієвими тросами – 3,0

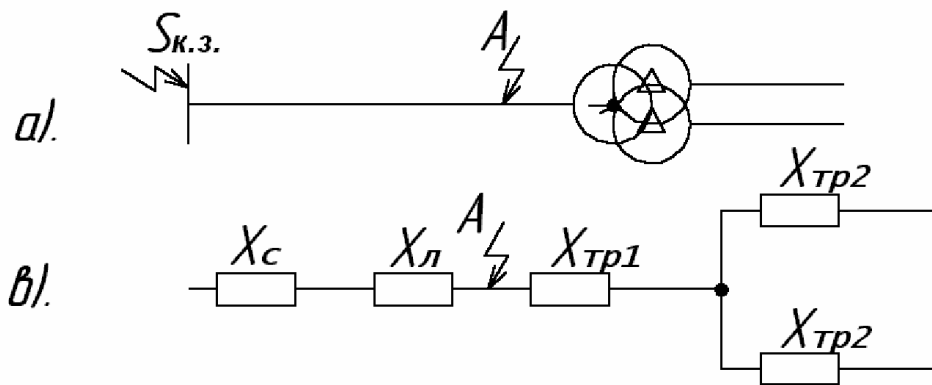


Рисунок 6 – Електрична схема і схема заміщення для розрахунку однофазного КЗ

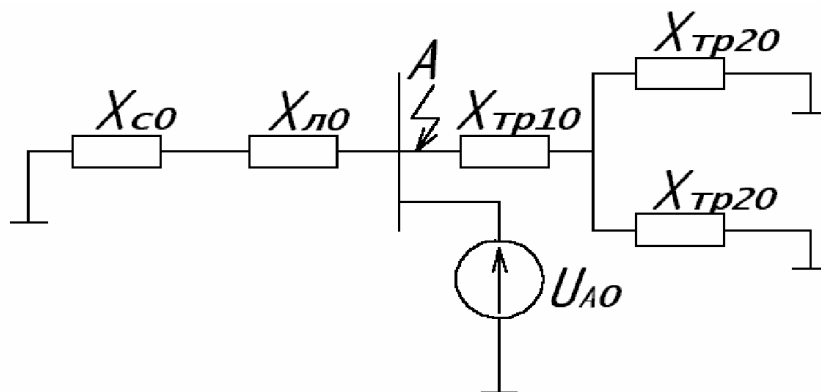


Рисунок 7 – Схема для розрахунку опору нульової послідовності

Опори обмоток нульової послідовності трансформаторів залежать від схеми з'єднання обмоток трансформатора; при схемі з'єднання зірка з нульовим виводом-трикутник (рисунок 6) мають ті ж значення, як і прямої послідовності.

Однофазний струм короткого замикання на шинах 110 кВ районної підстанції визначається через трифазний струм КЗ

$$S_{\kappa}^{(1)} = k \cdot S_{\kappa}^{(3)} \quad (62),$$

де  $k$  – коефіцієнт, значення якого залежить від відстані КЗ від шин районної підстанції,  $0 \leq k \leq 1,5$ , при КЗ у віддаленій точці (поблизу трансформатора ГПП)  $k = 1,5$ .

Струм однофазного КЗ (кА) на шинах районної підстанції визначається виразом

$$I_{kc}^{(1)} = \frac{S_k^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot U_1}, \quad (63)$$

де  $U_1 = 110$ , номінальна напруга на шинах районної підстанції, кВ.

Опір нульової послідовності системи ( $x_{c0}$  у відносних одиницях) визначається з виразу

$$\frac{I_{kc}^{(I)}}{I_{\phi}} = \frac{3 \cdot I}{x_{c1} + x_{c2} + x_{co}}, \quad (64)$$

де  $x_{c1}$ ,  $x_{c2}$  – відповідно опори прямої і оберненої послідовності системи,  $x_{c1} = x_{c2} = X_{*c}$ , останнє визначається (44).

Згідно з рисунком 7 визначаємо результативний опір схеми нульової послідовності для однофазного струму КЗ як паралельне з'єднання двох віток

$$x_o = (x_{co} + x_{lo}) \parallel \left( x_{mp1o} + \frac{x_{mp2o}}{2} \right). \quad (65)$$

Струм однофазного КЗ (кА) у віддаленій точці визначається за виразом

$$I_{kA1}^{(I)} = \frac{3 \cdot I \cdot I_{\phi}}{x_{pez1} + x_{pez2} + x_o}, \quad (66)$$

де  $x_{pez1} = x_{c1} + x_{l1} = x_{pez2}$ .

## 7 Вибір високовольтної апаратури, перевірка вибору кабельних ліній

### 7.1 Вибір силової апаратури мережі живлення

До силової апаратури мережі живлення відносяться вимикачі і роз'єднувачі, які вибираються по максимальному струму і номінальній напрузі і перевіряються на електродинамічну і термічну стійкість до струмів КЗ. Результати вибору зводяться в таблицю 10.

Таблиця 10 – Вибір вимикача

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_n$	$U_n$
$I_{max}$	$I_H$
$i_{yd}$	$I_{м.м.ск.}$
$I_{nt}$	$I_{відкл.}$
$B_K = I_{t=\infty}^2 \cdot t_{\phi}$	$B_K = I_m^2 \cdot t_m$

Вимикач вважається правильно вибраним, якщо каталожні дані більше (дорівнюють) розрахунковим. Як вимикач на напругу 110 кВ рекомендується приймати вимикачі типу ВМТ.

Роз'єднувач вибирається аналогічно, тільки відсутня перевірка на допустимий струм відключення. Рекомендується використовувати роз'єднувачі типу РДЗ.

## 7.2 Вибір силової апаратури розподільчої мережі

Високовольтні вимикачі на напругу 10 (6) кВ вибираються так, як і на напругу 110 кВ; при виборі слід орієнтуватися на вимикачі типу ВК і ВКЕ.

Умови вибору вимикача навантаження напругою 10 (6) кВ тіж самі, що і силових вимикачів. У якості вимикачів навантаження використовуються вимикачі типу ВН, ВНП.

Плавкі запобіжники напругою вище 1000 В вибирають за конструктивним виконанням, номінальною напругою та струму, граничному струму відключення та потужності, роду установки. Вибір запобіжника наведений в таблиці 11.

Таблиця 11 – Вибір запобіжника

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_n$	$U_H$
$I_{max}$	$I_H$
$I_{кз}$	$I_{відкл.}$

## 7.3 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибирають за номінальною напругою, первинному та вторинному струмам, за родом встановлення, конструкції, класу точності та перевіряємо на термічну стійкість при короткому замиканні (таблиця 12).

Таблиця 12 – Вибір трансформаторів струму напругою 10 (6) кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_n$	$U_H$
$I_{max}$	$I_H$
$i_{уд.}$	$i_{д.} = K_{д.} \cdot I_H$
$B_K$	$I_{t=\infty}^2 \cdot t_{T.C}$

Номінальний струм вторинної обмотки  $I_{2H} = 5$  А, допустима потужність  $S_{2H}$  вторинної обмотки при  $\cos \varphi = 0,8$  клас точності 0,5 складає 15 ВА.

Сумарний опір приладів

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2H}^2}, \quad (67)$$

де  $S_{прил} = 7$  ВА – сумарна потужність приєднаних приладів (лічильники активної та реактивної енергії та ін.).

Опір контактів  $r_k = 0,1$  Ом.

Опір з'єднувальних проводів:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{2H} - I_{2H}^2 (r_{\text{прил}} + r_k)}{I_{2H}^2}. \quad (68)$$

Довжина проводів  $l_{\text{пров}} = 25$  м.

Розрахункова довжина проводів при з'єднанні в зірку  $l_p = l_{\text{пров}} = 25$  м.

Переріз з'єднувальних проводів:

$$F_{\text{пров.}} = \frac{l_p \cdot \rho}{r_{\text{пров.}}} \quad (69)$$

Приймаємо найближчий стандартний переріз проводу з перерізом  $F = \dots \text{мм}^2$ .

Визначаємо фактичний опір проводів,  $r_{\text{пров.ф}}$ .

Якщо виконується умова

$$r_{\text{пров.ф}} + r_{\text{прил}} < r_n = 0,6 \text{ Ом},$$

тоді обраний трансформатор струму забезпечить допустиму похибку в межах класу точності 0,5.

#### 7.4 Вибір трансформаторів напруги

В мережі 10 кВ приймаємо до встановлення трансформатор напруги типу НТМИ–10. Розрахунок навантаження основної обмотки трансформатора виконаємо в таблиці 13.

Таблиця 13 – Розрахунок навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	Потужність, що споживається котушкою, Вт	що КІЛЬКІСТЬ котушок	$\frac{\cos\varphi}{\tan\varphi}$	Потужність, що споживається		
					$P$ , Вт	$Q$ , вар	$S$ , ВА
Амперметр							
Вольтметр							
Лічильник							
Всього:							$S_\phi$

Якщо номінальна потужність трансформатора напругою 10 кВ в класі точності 0,5  $S_{2H} = 120$  ВА більше  $S_\phi$  (ВА), тоді він буде працювати з допустимою похибкою.

### 7.5 Перевірка кабелів на термічну стійкість

Величина мінімального перерізу кабелю з умови термічної стійкості до струмів короткого замикання визначаємо за формулою

$$F_{min} = \frac{I_{t=\infty} \cdot \sqrt{t_{\phi}}}{C}, \quad (70)$$

де  $t_{\phi}$  – фіктивний термін дії КЗ;

$C$  – коефіцієнт, що визначається обмеженням допустимої температури нагрівання кабелю в залежності від його матеріалу,  $A \cdot \sqrt{c} / \text{мм}^2$  [12].

Фіктивний термін дії КЗ можна визначити по приблизному виразу

$$t_{\phi} = t_{зах} + t_{відкл},$$

де  $t_{зах}$  – тривалість дії захисту, с;

$t_{відкл}$  – тривалість дії відключаючої апаратури, с.

Якщо переріз вибраного кабелю більший мінімально допустимого значення за умови термічної стійкості до струмів короткого замикання, то кабель вибраний вірно, в противному разі треба прийняти найближче більше стандартне значення перерізу по відношенню до мінімально допустимого значення.

## 2. Розрахунок системи електропостачання цеху

### 2.1 Коротка характеристика цеху

Дається коротка характеристика цеху з точки зору виробництва, режиму роботи, напруги силових електроспоживачів та системи освітлення, надійності електропостачання, характеристики середовища, ступені захисту електрообладнання.

### 2.2 Характеристика електроприймачів

Дається коротка характеристика електроприймачів (робочі параметри електроспоживачів, стаціонарне чи переносне, взаємозв'язок в роботі та інше).

### 2.3 Характеристика джерела живлення

Живлення електроприймачів цеху здійснюється від РП 10(6) кВ підприємства та безпосередньо від ТП напруги 10/0,4 кВ (згідно попередніх розрахунків). Мережа живлення споживачів трифазна, частота напруги живлення 50 Гц.

### 2.4 Розрахунок електричних навантажень

Хід та дані розрахунків електричних навантажень силових одиничних ЕП методом упорядкованих діаграм приведено у пункті 2.1. Потужні установки підключаємо безпосередньо до ТП. Інші – від розподільчих щитів в залежності від місця розміщення електроприймача а також від шинопроводів. Розрахунок

навантаження електроприймачів цеху з урахуванням схеми електропостачання рисунок 8 зводиться в таблицю 15 (форма таблиці аналогічна таблиці 1 тільки навантаження дається по групам споживачів – по шинопроводам та збірним щиткам.

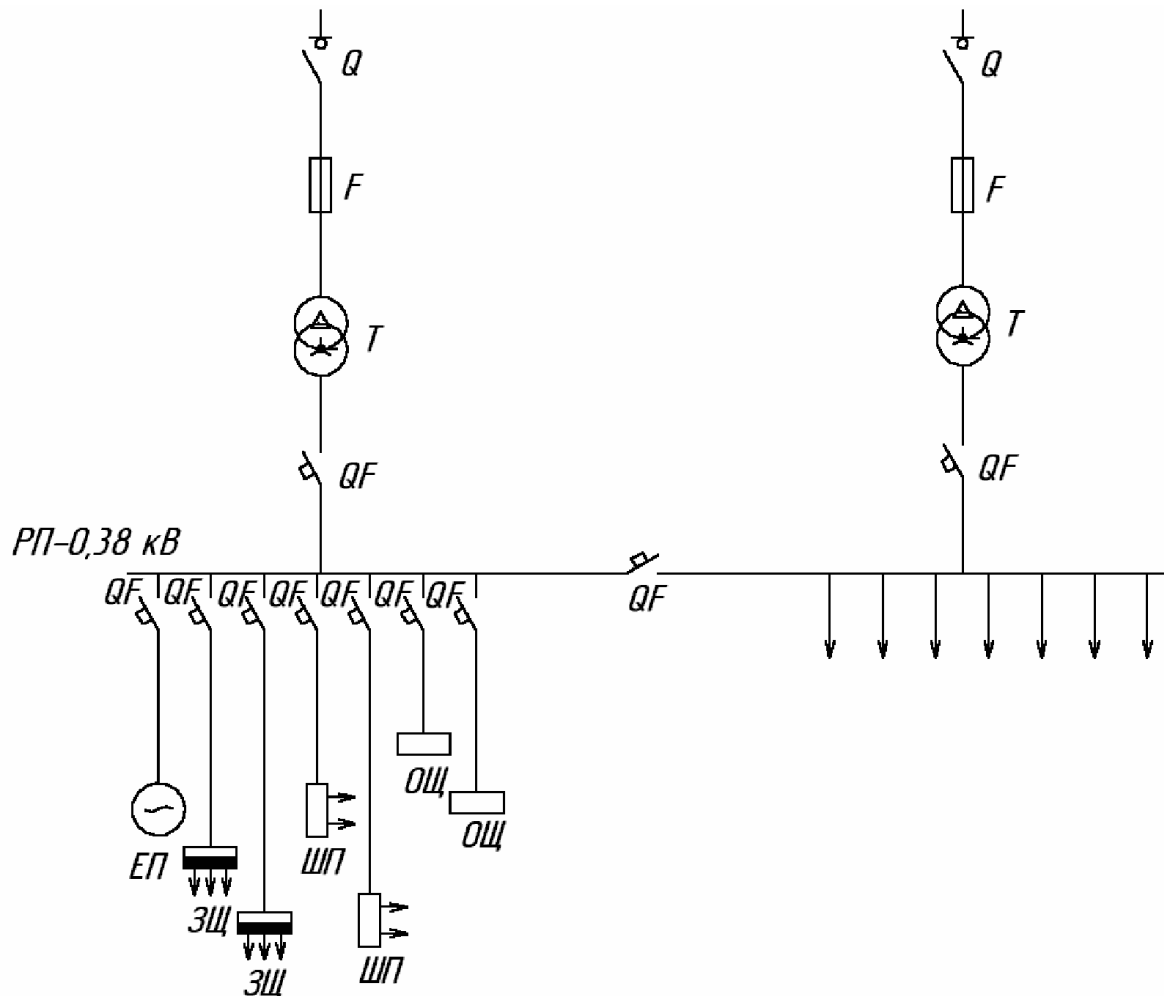


Рисунок 8 – Схема електропостачання споживачів цеху

ЕП – окремий електроспоживач; ЗЩ – збірні щитки;

ШП – шинопровід; ОЩ – освітлювальні щитки

### 8.5 Розрахунок освітлення цеху

Розрахунок освітлення цеху проводиться методом світлового потоку (методом коефіцієнту використання).

$$\Phi = \frac{k_3 \cdot E_{min} \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta}, \quad (71)$$

де  $k_3$  – коефіцієнт запасу, визначається за довідником [3];

$E_{min}$  – мінімальна освітленість, лк;

$S$  – площа освітлювального приміщення, м<sup>2</sup>;

$z$  – коефіцієнт нерівномірності освітлення,  $z = E_{cp}/E_{min} = 1,1 \dots 1,15$ ;

$N$  – прийнята кількість світильників, шт.;

$\eta$  – коефіцієнт використання світлового потоку.

Коефіцієнт використання світлового потоку визначається по довідковим таблицям [3] в залежності від типу прийнятого світильника, коефіцієнтів відбиття від поверхонь приміщення і від індексу приміщення “ $i$ ”, останній визначається за виразом

$$i = \frac{A \cdot B}{(A + B) \cdot h}, \quad (72)$$

де  $A$ ,  $B$ ,  $h$  – відповідно довжина, ширина приміщення і висота підвісу світильника, м.

В залежності від отриманої величини світлового потоку приймається конкретний світильник, при цьому світловий потік прийнятого світильника не повинен бути меншим ніж на 10 % розрахункового значення і не перевищувати більше ніж на 20 % розрахункового значення. В протилежному разі змінюється кількість світильників і розрахунок повторюється.

З таблиці 10.4 [5] приймаємо  $\lambda_e = L_g / h = 1$ , тоді отримаємо відстань між світильниками

$$L_g = \lambda_e \cdot h. \quad (73)$$

Розраховуємо кількість світильників в ряду і кількість рядів, приклад розміщення світильників приведений на рисунку 9.

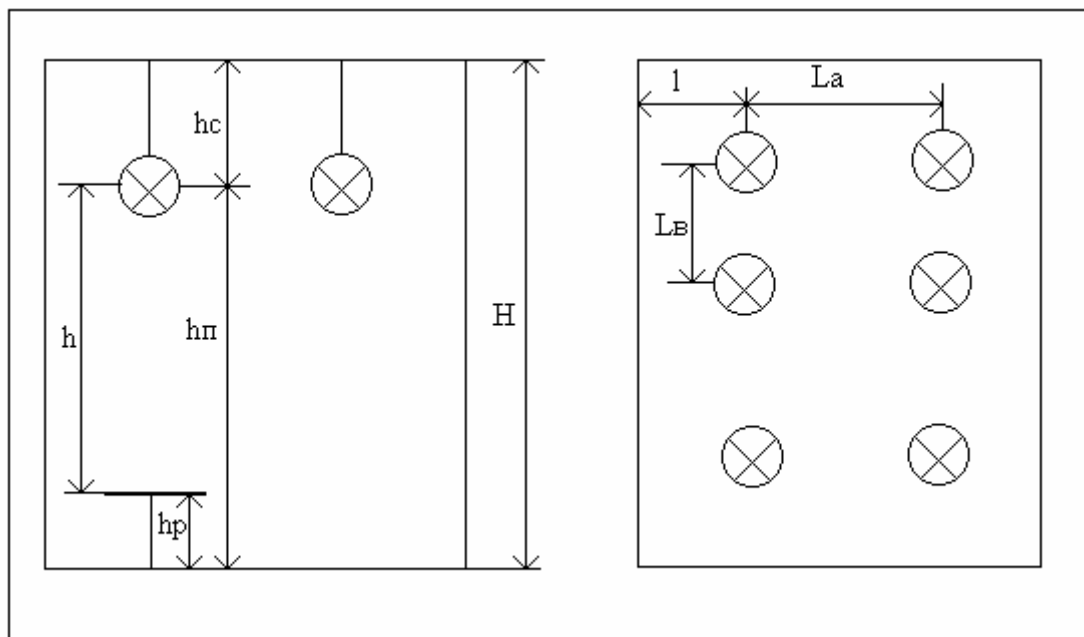


Рисунок 9 — Приклад розміщення світильників цеху

Після прийняття схеми розміщення світильників проводиться перевірка освітленості в найбільш характерній точці точковим методом по кривим просторових ізолюкс прийнятого світильника згідно виразу



$$E = \frac{\Phi_{св} \cdot \mu \cdot \sum_{i=1}^n e_i}{1000 \cdot k_3}, \quad (74)$$

де  $\Phi_{св}$  – світловий потік прийнятого світильника, лм;  
 $\mu$  – коефіцієнт неврахування освітленості від інших світильників,  
 $\mu = 1, 1 \dots 1, 2$ ;

$\sum_{i=1}^n e_i$  – сума освітленості від світильників згідно кривих просторових  
ізолюкс, лк;

$n$  – кількість врахованих світильників.

Отримане значення освітленості не повинно бути меншим ніж на 10 %  
значення мінімальної освітленості.

Визначається активна і реактивна потужність системи освітлення.

## 8.6 Вибір струмовідних частин

Споживачі цеху можуть житися від магістрального струмопроводу, що  
виконаний з алюмінію профілем "труба круга" [4]. Шини, виконані таким  
профілем, мають найкраще потокорозподілення. Труби також дуже зручні при  
виготовленні та монтажі струмопроводу. Схема живлення споживачів може  
бути від окремих збірок для груп споживачів.

Система живлення вибирається за струмом навантаження групи  
споживачів тобто обирається тип струмопроводу відповідного перерізу, або  
відповідний кабель живлення.

Для окремого споживача лінія живлення вибирається по допустимому  
струму навантаження в нормальному режимі роботи.

Вибрана мережа живлення перевіряється на допустиму втрату напруги в  
найбільш віддаленій точці, при цьому втрата напруги не повинна перевищувати  
5 % номінальної напруги (з врахуванням втрати напруги в трансформаторі –  
10 % номінальної напруги).

Розрахунок мережі живлення споживачів цеху наведений в таблиці 14.

Таблиця 14 – Вибір струмовідних частин живлення ЕП цеху

Номер ЕП на плані	Найменування обладнання	$I_n$ , А	$I_{доп.}$ , А	$F$ , мм <sup>2</sup>	Марка

### 8.7 Розрахунок струмів короткого замикання

При розрахунках струмів короткого замикання в мережах до 1000 В враховуються всі активні і реактивні елементи мереж, включаючи опори трансформаторів струму, автоматичних вимикачів, перехідних опорів контактних з'єднань.

Розрахункова схема і схема заміщення для розрахунків струму КЗ приведена на рисунку 10.

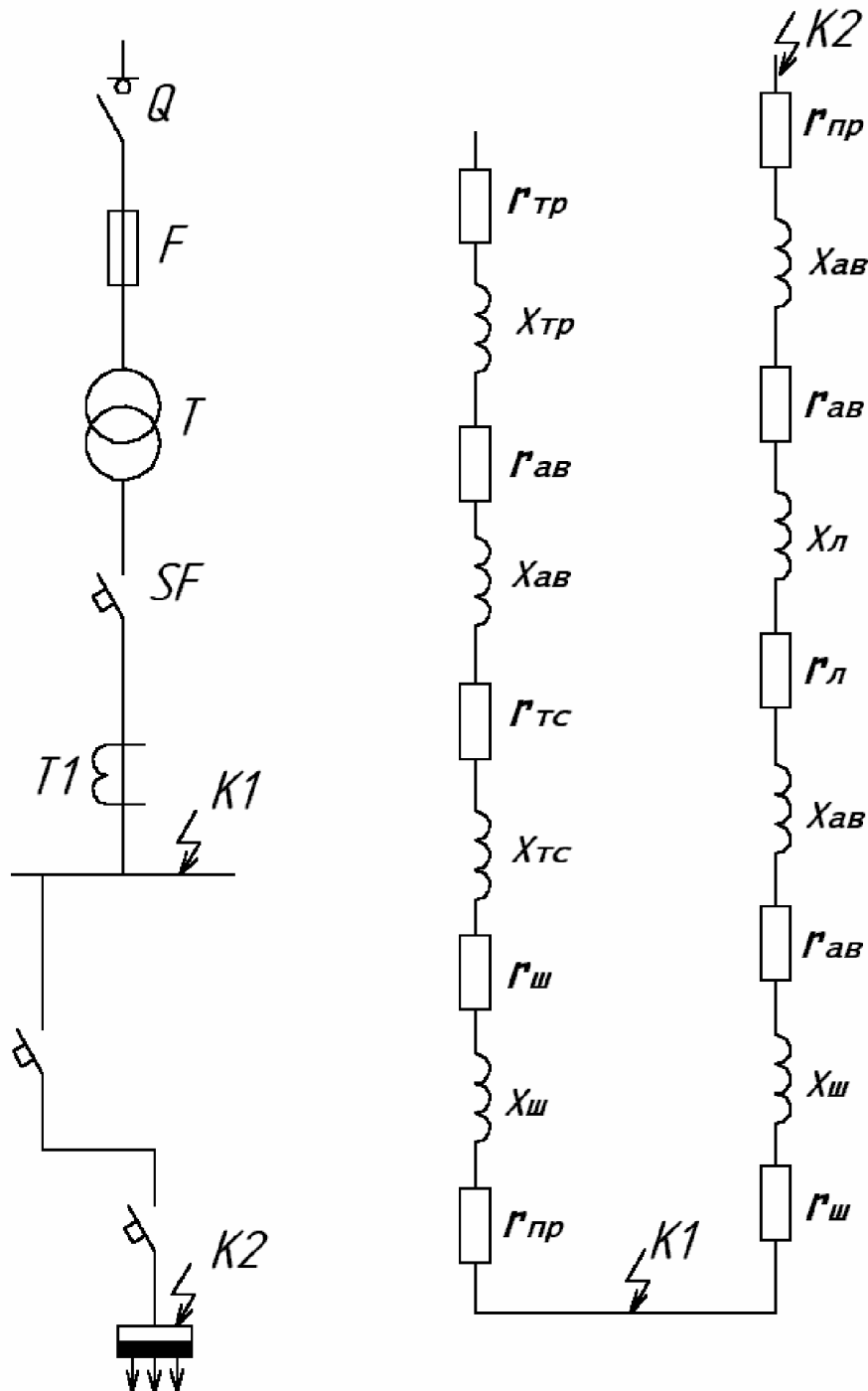


Рисунок 10 – Електрична схема і схема заміщення частини мережі 0,38 кВ

Величина струму КЗ визначається виразом

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{U_0}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (75)$$

де  $U_0$  – напруга холостого ходу вторинної обмотки трансформатора, В,  
 $U_0 = 1,05 \cdot U_n$ ;

$Z$  – повний опір до точки к.з., Ом,

$$Z = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n r_i\right)^2 + \left(\sum_{j=1}^m x_j\right)^2}, \quad (76)$$

де  $n$  – кількість врахованих активних елементів опору системи електропостачання до точки к.з.;

$m$  – кількість врахованих реактивних елементів опору системи електропостачання до точки к.з.

Активна складова опору трансформатора  $r_{mp}$  (Ом) розраховується за виразом:

$$r_{mp} = \frac{\Delta P_{к.з.} \cdot 10^3}{3 \cdot I_{н.мп}^2}, \quad (77)$$

де  $\Delta P_{к.з.}$  – потужність к.з. трансформатора, кВт,  
 $I_{н.мп}$  – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора. А;

$$I_{н.мп} = \frac{S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot 10^3. \quad (78)$$

Повний опір дорівнює

$$z_{mp} = \frac{U_{к.з.} \cdot U_n^2 \cdot 10^{-3}}{100 \cdot S_{н.мп}}. \quad (79)$$

Індуктивна складова опору трансформатора  $x_{mp}$  (Ом)

$$x_{mp} = \sqrt{z_{mp}^2 - r_{mp}^2}. \quad (80)$$

Активний  $r_k$  (Ом) і індуктивний  $x_k$  (Ом) опір кабелю знаходяться відповідно за виразами

$$r_k = \frac{l_k \cdot 10^3}{\gamma \cdot F}, \quad (81)$$

$$x_k = x_0 \cdot l_k, \quad (82)$$

де  $l_k$  – довжина лінії, км.

Аналогічно знаходиться опір шин. Повний опір до точки к.з. повинен включати опір трансформаторів струму (активний і індуктивний), автоматичних вимикачів (активний і індуктивний), активних перехідних опорів нерухомих контактних з'єднань.

### 8.8 Вибір апаратів напругою 380 В

Захист кабельних ліній, що живлять ЩС та окремі електроприймачі, як правило, здійснюється автоматичними вимикачами.

Умовами їх вибору є вирази

$$I_{н.т.р} \geq I_{л} \cdot I_p; \quad (83)$$

$$I_{н.е.р} \geq 1,25 \cdot I_n, \quad (84)$$

де  $I_{н.т.р}$ ,  $I_{н.е.р}$  – номінальні струми відповідно теплового та електромагнітного розчиплювачів, А;

$I_n$  – пікове навантаження, А.

Приводиться детальний вибір одного з автоматичних вимикачів для конкретної лінії відгалуження.

При виборі автоматичних вимикачів слід орієнтуватись на тип ВА.

Аналогічно вибираємо вимикачі на інших лініях. Дані вибраних автоматичних вимикачів приведені в таблиці 15.

Таблиця 15 – Вибір апаратів захисту ЕП

Найменування обладнання	$I_p$ , А	Тип апарату	$I_n$ , А	$I_{н.е.р}$ , А

### 8.9 Перевірка мережі на захищеність

Виконаємо дану перевірку згідно умови

$$K_{сн} \cdot I_{дон} \geq K_{зах} \cdot I_{зах}, \quad (85)$$

де  $K_{сн}$  – поправний коефіцієнт, що дорівнює одиниці для умов цеху;

$I_{дон}$  – тривалодопустимий струм провідника, А;

$K_{зах}$  – коефіцієнт захисту, що дорівнює 1,0 для теплового та 0,22 для електромагнітного розчиплювачів;

$I_{зах}$  – струм спрацювання апарату захисту, А.

Проводиться перевірка ліній, що живлять окремі споживачі.

Також перевіряється правильність захисту від струмів короткого замикання, для чого порівнюється величина струму короткого замикання в точці розташування автоматичного вимикача з величиною номінального струму електромагнітного розчиплювача автоматичного вимикача, відношення вказаних величин повинно бути не менше 1,5.

### 8.10 Вибір відпайок трансформатора цехової трансформаторної підстанції

Оскільки серед електроприймачів заводу відсутні електроприймачі, що значно впливають на якість електроенергії, то перевіримо обрану цехову мережу на допустимі відхилення напруги у споживачів.

Розрахункова схема зображена на рисунку 8.

Розрахунки по відхиленню напруги виконуємо для режимів мінімальних та максимальних навантажень.

В режимі максимальних навантажень напруга на зажимах найбільш віддалених електроприймачів не повинна бути нижче  $0,95 \cdot U_n$ . В режимі максимальних навантажень обмеження йде зі сторони верхньої допустимої границі напруги. При цьому напруга на шинах 0,4 кВ ТП не повинна перевищувати 5 % номінальної напруги, тобто  $\delta \cdot U_l \leq 5\%$ .

За максимальні беремо максимальні розрахункові навантаження, а за мінімальні – 30 % від максимальних.

Для режиму максимальних навантажень усталене відхилення напруги

$$\delta \cdot U_l = E_m - \left( \Delta U_{mp} + \sum_{i=1}^m U_m + \Delta U_{cn} \right) \geq -5, \quad (86)$$

де  $E_m$  – величина добавки напруги на регульованих відгалуженнях трансформатора, %;

$\Delta U_{mp}$  – втрата напруги в трансформаторі, %;

$\sum_{i=1}^n U_m$  – сумарна втрата напруги в магістральних лініях до споживача, %;

$n$  – кількість послідовних магістралей до споживача;

$\Delta U_{cn}$  – втрата напруги в мережі найвіддаленішого споживача, %;

– 5% – припустиме усталене відхилення напруги згідно [11].

Величина  $\Delta U_{mp}$  (%) знаходиться по формулі

$$\Delta U_{mp} = \frac{S_m}{S_{n.mp}} (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi), \quad (87)$$

де  $S_m$  – максимальна потужність на вторинній стороні трансформатора, кВА;

$S_{n.mp}$  – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_a = \frac{100 \cdot \Delta P_{\kappa 3}}{S_{n.mp}}$  – активна складова напруги КЗ трансформатора, %;

$U_p = \sqrt{U_{\kappa 3}^2 - U_a^2}$  – реактивна складова напруги КЗ трансформатора, %.

Для режиму мінімальних навантажень відхилення напруги

$$\delta \cdot U_2 = E_m - \kappa_3 (\Delta U_{mp} + \Delta U_m) - \Delta U_{cn} \leq +5\%, \quad (88)$$

де  $\kappa_3 = 0,3$  – коефіцієнт завантаження в режимі мінімальних навантажень;

+ 5 % – припустиме усталене підвищення напруги згідно [11].

Підставляючи розрахункові дані в вирази (86) і (88) і вирішуючи нерівності, отримаємо потрібне  $E_m$  відгалуження трансформатора.

## 9 Якість електричної енергії

Згідно розрахункової схеми (рисунок 11) вважаємо, що напруга на стороні 10 кВ підстанції при використанні трансформатору з РПН при будь-якому режимі роботи є номінальною.

Розрахунком визначається межі відхилень напруги в центрі живлення, за який вважається трансформатор ГПП.

Розрахунок виконуємо для двох режимів – нормального та післяаварійного. Нижня межа допустимого відхилення напруги на шинах РП 10 кВ  $\delta \cdot U_{y.ц.-}$  в нормальному режимі визначається в режимі максимальних навантажень для ЕП напругою 0,38 кВ у точці „з” (знаходимо  $\delta \cdot U_{y.ц.-}^H$ ):

$$\delta \cdot U_{y.ц.-}^H = \Delta U_{T.ТП.5} \cdot K_{T \min} + \Delta U_{ЦП-a} + \Delta U_{ав} + \Delta U_{вз} - E_{вбк}, \quad (89)$$

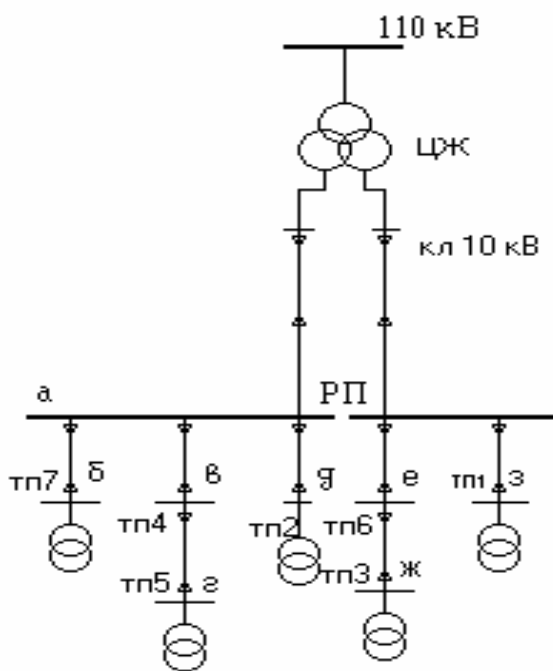


Рисунок 11 – Розрахункова схема

При цьому приймаємо, що напруга на шинах 0,4 кВ віддаленої ТП 5, не повинно бути нижче  $U_{н.ном}$  ( $\delta \cdot U_y = 0$ ). Приймаємо також мінімальний

коефіцієнт трансформації  $K_{m.min} = 25$  трансформаторів ТП 5, а втрати напруги  $\Delta U_i$  на  $i$ -х ділянках мережі розраховуємо для режиму максимальних навантажень по формулі:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_0 \cdot l_i + Q_i \cdot x_0 \cdot l_i}{U_{в.ном}} \cdot 10^3, \quad (91)$$

де  $P_i$ ,  $Q_i$  – активна та реактивна потужності, що є на  $i$ -ій ділянці, кВт, квар;  
 $U_{в.ном}$  – номінальна напруга на шинах РП ГПП, В;  
 $r_0$ ,  $x_0$  – питомі опори кабелів, Ом/км;  
 $l_i$  – довжина  $i$ -ої ділянки мережі, км.

Втрата напруги  $\Delta U_{тр}$  у трансформаторі (В) знаходимо за формулою

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{м.0,38} \cdot r_T + Q_{м.0,38} \cdot x_T}{U_{н.ном}}, \quad (92)$$

де  $P_{м.0,38}$ ,  $Q_{м.0,38}$  – максимальна активна та реактивна потужності на стороні 0,4 кВ трансформатора, кВт, квар;  
 $r_T$ ,  $x_T$  – опори трансформатора, приведені до напруги 0,38 кВ, мОм;  
 $U_{н.ном}$  – номінальна напруга низьковольтної мережі, В.

Верхня межа допустимого відхилення напруги  $\delta \cdot U_{у.ц.+}$  визначаємо в режимі мінімальних навантажень для ЕП з  $U_{ном} = 0,38$  кВ в точці „3” (знаходимо  $\delta \cdot U_{у.ц.+}^H$ )

$$\delta \cdot U_{у.ц.+}^H = \Delta U_{Т.ТП.1}' \cdot K_{Т max} + \Delta U_{ЦП-a}' + \Delta U_{аз}' - E_{вбк} \quad (93)$$

При цьому приймаємо максимальний коефіцієнт трансформації  $K_{т. max} = 27,6$  для трансформатора ТП 1, а потім напругу  $\Delta U_i'$  на  $i$ -их ділянках мережі,  $\Delta U_{Т.ТП3}'$  для трансформатора ТП 1 розраховуємо для режиму мінімальних навантажень. Навантаження в цьому режимі приймаємо рівним 30 % навантажень режиму максимальних навантажень.

Величину  $E_{вбк}$  знаходимо по формулі

$$E_{вбк} = \frac{Q_c \cdot X_c}{U^2} \cdot 100 \%, \quad (94)$$

де  $Q_c$  – потужність конденсаторних батарей, квар;  
 $X_c$  – реактивний опір мережі до БК, Ом.

Виконаємо розрахунки для нормального режиму роботи мережі.

Визначається втрата напруги на ділянках мережі в режимі максимальних і мінімальних навантажень.

Наприклад, при отриманій межі допустимих відхилень напруги

$$\delta \cdot U_{у.ц.-}^H = 2,87 \%;$$

$$\delta \cdot U_{у.ц.+}^H = 0,782 \%$$

діапазон регулювання складатиме (0,782 – 2,87).

Для післяаварійного режиму мережі та в самому несприятливому випадку сумарні втрати напруги подвоюються. Також подвоюються величини  $E_{вбк}$  та  $E_{вбк}'$ , оскільки дві ВБК будуть в роботі.

В цьому випадку, наприклад, межі допустимих відхилень напруги складатимуть

$$\delta \cdot U_{y.u.-a}^H = 5,74\%;$$

$$\delta \cdot U_{y.u.+a}^H = 1,564\%$$

це означає, що діапазон регулювання складає (1,564 – 5,74).

Межі регулювання РПН трансформатору (тип трансформатора) складають  $\pm 16,02\%$  ( $\pm 9 \times 1,78\%$ ). Таким чином отримані діапазони  $\delta \cdot U$  в нормальному режимі (0,782 – 2,87) % та в післяаварійному режимі (1,564 – 5,74) % попадають у зону регулювання трансформаторів ЦПП, і інших засобів корекції напруги у мережі не потрібно.



## Література

1. Справочник по проектированию электроснабжения. /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоиздат, 1990.
2. Справочник по проектированию промышленных предприятий / Под ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского в 2-х томах. – М.: Энергия, 1973.
3. Справочная книга для проектирования электрического освещения. / Под ред. Г.М. Кноринга. – Л.: Энергия, 1976.
4. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго СССР. – М.: Энергоиздат, 1985.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для вузов – 4-е изд. перер. и доп. – М.: Энергоиздат, 1986.
6. Методичні вказівки та завдання до курсового проектування з курсу «Електропостачання промислових підприємств» для студентів спеціалізації 10.04.01 «Електропостачання промислових підприємств» / Укл. М.А. Денисенко, О.І. Соловей, Е.М. Іншеков. – К.: КПІ, 1994.
7. Переходные процессы в системах электроснабжения. Учебник / В.Н. Винославский, Г.Г. Пивняк, Л.И. Несен и др. под ред. В.Н. Винославского. – К.: Вища школа. Головне видавництво, 1989.
8. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: проектирование и расчет. / А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Б.И. Розинский. – К.: Техніка, 1985.
9. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей / под. ред. В.М. Блок. – М.: Высшая школа, 1981
10. Электробезопасность на промышленных предприятиях. Справочник / Р.В. Сабарно, А.Г. Степанов и др. – К.: Техніка, 1985.
11. ГОСТ 13109–97 Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у её приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 1985.
12. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Сомова. – 3-е изд., перер. и доп. – М.: Энергоиздат, 1981.