

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

**бакалавр**

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Система електропостачання заводу вимірювальних приладів**

Виконав(ла): студент(ка) 4 курсу, групи ЕТс-41  
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

\_\_\_\_\_  
(підпис) Корчевський В.А.  
(прізвище та ініціали)

Керівник \_\_\_\_\_  
(підпис) Вакуленко О.О.  
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль \_\_\_\_\_  
(підпис) Вакуленко О. О.  
(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_  
(підпис) Тарасенко М. Г.  
(прізвище та ініціали)

Рецензент \_\_\_\_\_  
(підпис) \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України  
**Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя**

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 р.

**З А В Д А Н Н Я  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття освітнього ступеня бакалавр  
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

студенту Корчевському Віталію Андрійовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Система електропостачання заводу вимірювальних приладів

Керівник роботи Вакуленко Олександр Олексійович  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «26» січня 2021 року № 4/7-47

2. Термін подання студентом завершеної роботи 18 червня 2021 року

3. Вихідні дані до роботи Потужності районних підстанцій, трансформатори, які на них встановлені, потужність системи, трансформатори системи, зміни роботи підприємства, категорія згідно надійності електропостачання

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Генеральний план підприємства 1л. ф – А1

2. Схема електропостачання підприємства 1л. ф – А1

3. План розріз та схема заповнення ГПП 1л. ф – А1

4. Релейний захист трансформатора ГПП 1л. ф – А1

5. Варіанти схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання 1л. ф – А1

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	Гурик О. Я., к.т.н., доцент кафедри МТ		
Нормоконтроль	Вакуленко О. О., ст. викладач кафедри ЕІ		

7. Дата видачі завдання 2021 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.02.2021	
2	Аналітичний розділ	28.02.2021	
3	Проектно-конструкторський розділ	31.03.2021	
4	Розрахунковий розділ	30.04.2021	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2021	
6	Загальні висновки	10.06.2021	
7	Оформлення пояснювальної записки	15.06.2021	
8	Оформлення графічної частини	15.06.2021	

Студент

(підпис)

Корчевський В.А.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Вакуленко О.О.

(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТс-41. - Т. : ТНТУ, 2021.

Стор. 62; рис. 15; табл. 13; креслень 5; джерел 11; додатків 2.

Кваліфікаційна робота бакалавра виконана на підставі завдання на тему: «Система електропостачання заводу вимірювальних приладів».

Метою роботи є забезпечення дотримання вимог сучасної нормативно-технічної документації щодо облаштування систем електропостачання заводу вимірювальних приладів.

Проведено розрахунок навантаження ремонтно-механічного цеху та заводу вимірювальних приладів в цілому. Визначено величину реактивної потужності, отриманої з електричної мережі та реактивної потужності, що необхідно скомпенсувати. Побудована картограма електричних навантажень підрозділів та цехів. Запропоновано електричні схеми та устаткування системи зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства. Проведено вибір числа та потужності силових трансформаторів на ГПП та місце їх розташування. Проведено техніко-економічне порівняння варіантів схем. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Здійснено вибір та перевірку електричних апаратів. Запропоновані схеми підключення розподільчих пристроїв високої та низької напруги. Проведено розрахунок релейного захисту.

Ключові слова:

СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ.

					КРБ 19-029.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	РЕФЕРАТ	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Корчевський В.А.					3	1
Керівник		Вакуленко О.О.				ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Консульт.								
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	7
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ .....	8
1.1 Категорії надійність електропостачання споживачів.....	8
1.2 Загальна характеристика підприємства та системи електропостачання.....	11
1.3 Постановка задач.....	12
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	14
2.1 Розрахунок навантаження .....	14
2.1.1 Визначення розрахункових навантажень ремонтно-механічного цеху.....	14
2.1.2 Визначення розрахункового навантаження підприємства...	19
2.1.2.1 Розрахунок силових навантажень.....	19
2.1.2.2. Розрахунок освітлювального навантаження .....	19
2.1.2.3 Розрахунок сумарної розрахункової потужності діляниць, цехів .....	21
2.1.2.4 Розрахунок навантажень зовнішнього освітлення.....	21
2.1.2.5 Визначення сумарної потужності по підприємству...	22
2.1.3 Розрахунок величини втрат потужності.....	22
2.1.4. Розрахунок величини реактивної потужності, отриманої з електричної мережі .....	23
2.1.5 Розрахунок величини реактивної потужності, що потрібно компенсувати .....	23
2.1.6 Побудова картограм електричних навантажень підрозділів, цехів .....	23

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Корчевський В.А.			ЗМІСТ	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Вакуленко О. О.					4	3
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						

2.2 Вибір електричної схеми та устаткування системи зовнішнього електропостачання .....	25
2.3 Вибір числа та потужності силових трансформаторів на головній понижаючій підстанції та місце їх розташування .....	26
2.3.1 Вибір числа та потужності силових трансформаторів .....	26
2.3.2 Визначаємо місце установки ГПП .....	27
2.3.3 Вибір поперечного перерізу проводів та перевірка їх на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму.....	28
2.4 Техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання .....	29
2.4.1 Розрахунок величини капіталовкладень .....	30
2.4.2 Визначення величини затрат на амортизацію, ремонт та обслуговування.....	31
2.4.3 Визначення величину затрат від втрат електроенергії .....	31
2.4.4 Визначення мінімальні приведені затрати по кожному варіанті .....	32
2.5 Вибір варіантів схем внутрішнього електропостачання .....	33
2.5.1 Вибір числа цехових трансформаторних підстанцій та їх місць розміщення.....	33
2.5.2 Визначення потужностей силових трансформаторів ЦТП..	34
2.5.3 Вибір пристроїв компенсації реактивної потужності.....	35
2.5.4 Вибір струмопровідних частин для живлення ЦТП від головної понижаючої підстанції.....	37
2.6 Техніко-економічне порівняння варіантів схем внутрішнього електропостачання.....	41
2.7 Компенсація реактивної потужності.....	43

3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ.....	44
3.1 Розрахунок струмів КЗ.....	44
3.1.1 Розрахункова схема електроустановки .....	44
3.1.2 Розрахункова схема зміщення.....	44
3.1.3 Визначення величини опорів елементів схеми заміщення..	44
3.1.4 Розрахунок струмів КЗ в точці К-1.....	48
3.1.5 Розрахунок струмів КЗ у точці К-2.....	50
3.1.6 Розрахунок струмів КЗ у точці К-3.....	51
3.2 Вибір та перевірка електричних апаратів.....	52
3.3 Описання конструктивного виконання системи електропостачання .....	52
3.4 Розрахунок релейного захисту.....	53
3.5 Розрахунок заземлюючого пристрою	56
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	57
4.1 Вібрація, її дія на організм людини і гігієнічне нормування .....	57
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	61
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	62
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А. Вибір та перевірка електричних апаратів.....	2
Додаток Б. Розрахунок заземлюючого пристрою.....	9

## ВСТУП

В даний час неможливо уявити життя людей без електроенергії і в побуті і на виробництві. Передача електроенергії від джерел, основними з яких є атомні (АЕС), теплові (ТЕС) та гідравлічні (ГЕС) електростанції, до споживачів відбувається електричними лініями різних напруг (6 кВ, 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ) та трансформаторними підстанціями, що утворюють локальні електричні мережі.

Для того, щоб підвищити економічну ефективність таких мереж, їх об'єднують за допомогою ліній вищих напруг (330 кВ) в великі регіональні системи, що за допомогою системних підстанцій та ліній ще вищих напруг (500 кВ та 750 кВ) утворюють об'єднані енергетичні системи.

Споживачі електроенергії, наприклад промислові підприємства, отримують живлення від електропостачальних систем, що входять до складу електроенергетичної системи.

Сучасні електропостачальні системи міст, промислових підприємств, транспорту і сільського господарства повинні відповідати рівню розвитку технологій, обсягу споживання електроенергії, забезпечувати показники якості електричної енергії. Також вони повинні забезпечувати відповідну надійність до вимог споживача при максимальній економічній ефективності.

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Корчевський В.А.			ВСТУП	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Вакуленко О. О.					7	1
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						



# 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

## 1.1 Категорії надійності електропостачання споживачів

Відповідно до ПУЕ [9] споживачів електричної енергії розділяють на III категорії надійності електропостачання.

Категорія I [10].

Для даної категорії характерним є:

- перерва в електропостачанні допускається тільки на час спрацювання *АВР*;
- наявність двох взаємно-резервованих джерел живлення;
- перерва в електропостачанні може привести до вибухів, пожеж, пошкодження дорогого обладнання, збитків, небезпеки для життя людей.

Приклад категорії I: обладнання металургійного виробництва.

На рис. 1.1 представлено схему підключення споживачів категорії I [11].

**I категорія без перерви електропостачання  
і збою технологічного процесу**

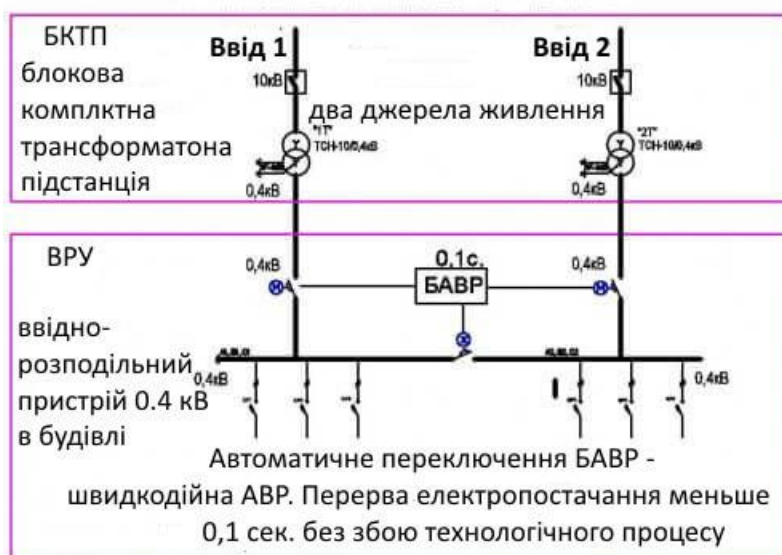


Рисунок 1.1 – Підключення споживачів категорії I

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Корчевський В.А.					8	6
Керівник		Вакуленко О. О.				ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Консульт.								
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

На рис. 1.2 представлено схему підключення споживачів особливої категорії I [11].

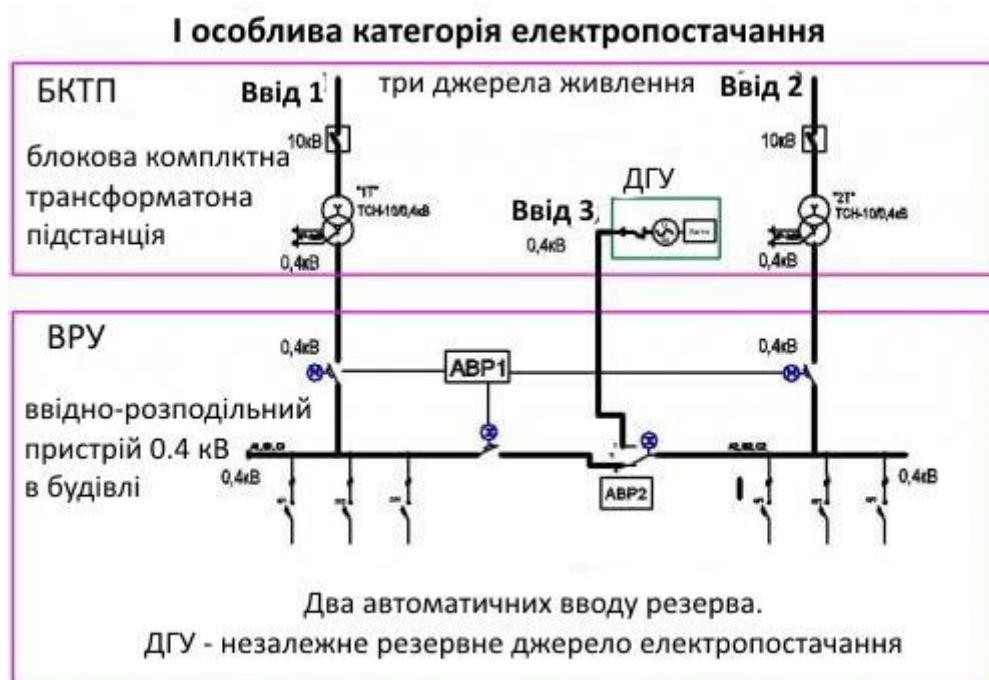


Рисунок 1.2 – Підключення споживачів особливої категорії I

Категорія II [10].

Для даної категорії характерним є:

- перерва в електропостачанні допускається на час, потрібний для ввімкнення резервного джерела живлення оперативною бригадою (черговим персоналом);
- наявність двох незалежних джерел живлення;
- перерва в електропостачанні може привести до недовипуску продукції, простою робітників.

Приклад категорії II: технологічне обладнання масового виробництва.

На рис. 1.3 представлено схему підключення споживачів категорії II [11].

## II категорія електропостачання

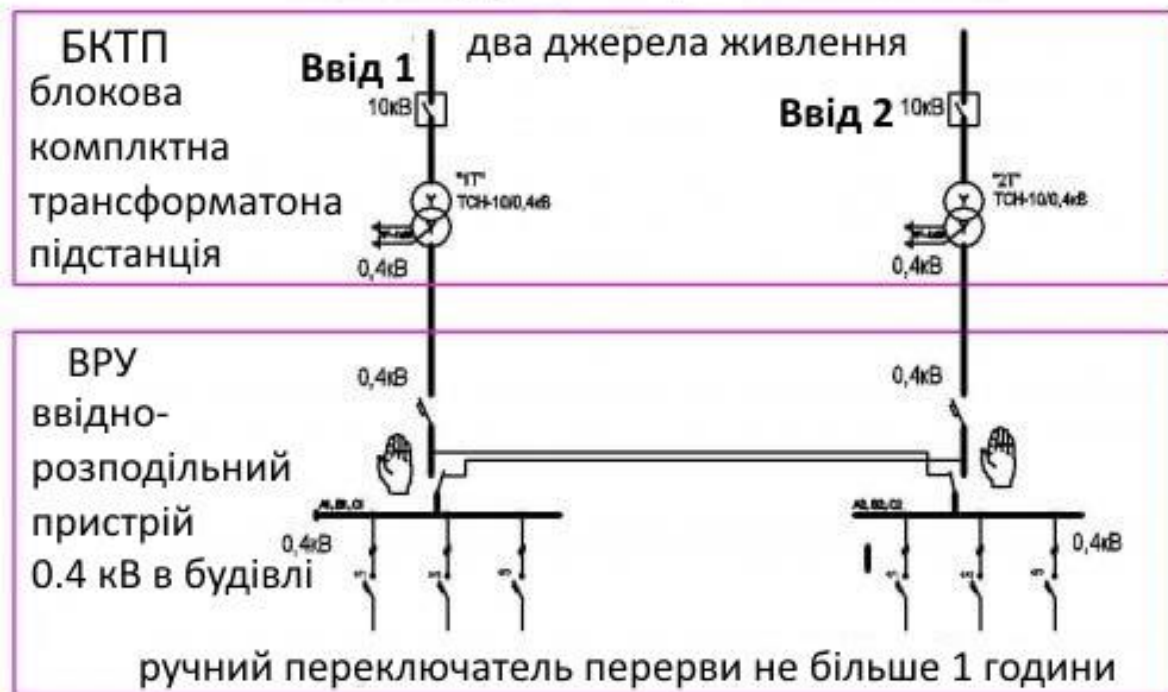


Рисунок 1.3 – Підключення споживачів категорії II.

Категорія III [10].

Для даної категорії характерним є:

- перерва в електропостачанні допускається на час, потрібний для заміни (ремонту) пошкодженого обладнання. Причому, час заміни (ремонту) не може бути більшим за один день.
- наявність одно джерела живлення.

Приклад категорії III: електроприймачі складів.

На рис. 1.4 представлено схему підключення споживачів категорії III [11].

### III категорія електропостачання

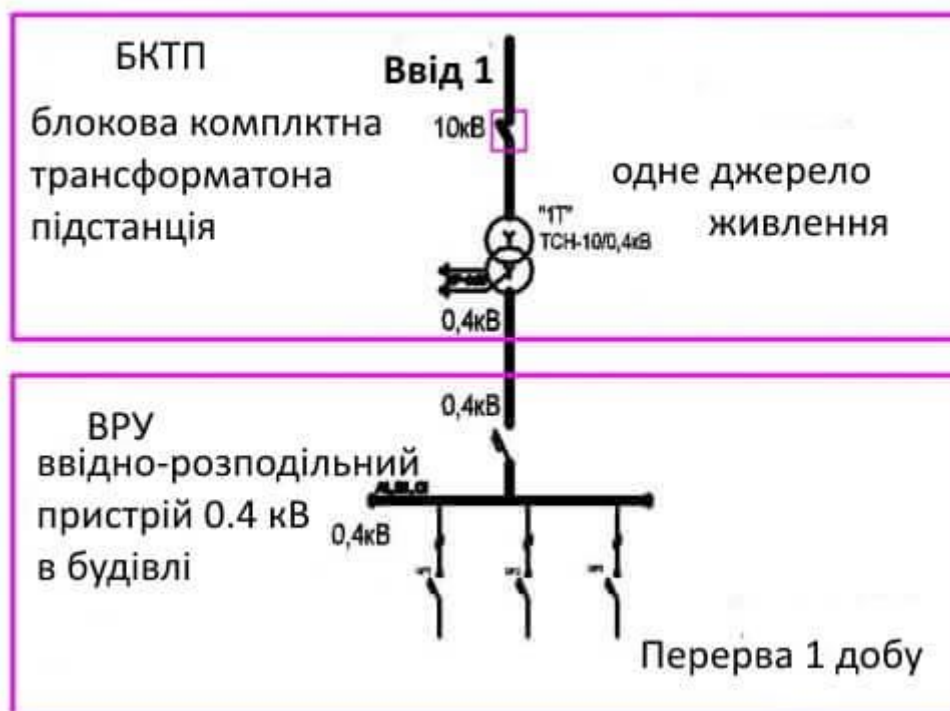


Рисунок 1.4 – Підключення споживачів категорії III.

## 1.2 Загальна характеристика підприємства та системи електропостачання

Дане підприємство може отримувати електричну енергію від районних підстанцій системи  $C_1$   $S_{C1} = 25$  МВА на відстані  $L = 18$  км, з встановленими двома трансформаторами типу 2х ТДТН -25000/110. Від системи  $C_2$   $S_{C1} = 63$  МВА на відстані  $L = 31$  км, з двома трансформаторами типу 2 х АТДЦТН – 63000/220/110. Відносний опір системи  $C1$   $x_{xc1} = 0,15$  та системи  $C_2$   $x_{xc2} = 0,13$ . Підприємство працює в дві зміни. Категорія споживачів друга та третя. Згідно категорії по вимогам надійності електропостачання підприємство буде виконуватись по схемі, яка буде вибрана у результаті техніко-економічного порівняння варіантів зовнішнього та внутрішнього електропостачання.

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		11

Потрібно розробити систему енергопостачання заводу вимірювальних приладів. Для ремонтно – механічного цеху підлягає розрахунку силове навантаження методом упорядкованих діаграм. Для решти цехів розрахунок силового навантаження потрібно здійснити методом коефіцієнта попиту.

### 1.3 Постановка задач

Необхідно розробити систему електропостачання заводу вимірювальних приладів.

Для цього необхідно виконати:

1. Визначити розрахункові навантаження ремонтно-механічного цеху, скориставшись методом впорядкованих діаграм. Визначити розрахункове силове та освітлювальне навантаження підприємства, скориставшись методом коефіцієнту попиту;

2. Здійснити вибір електричної схеми та устаткування системи зовнішнього електропостачання. Здійснити вибір кількості та потужності силових трансформаторів на ГПП та місце їх розташування, а саме: вибір числа та потужності силових трансформаторів, визначення місце установки ГПП, вибір поперечного перерізу проводів та здійснити їх перевірку на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму. Здійснити техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання заводу;

3. Провести вибір варіантів схем внутрішнього електропостачання, а саме: вибір кількості цехових трансформаторних підстанцій та їх місць розміщення, визначення потужностей силових трансформаторів ЦТП, вибір засобів компенсації реактивної потужності, вибір струмопровідних частин для електроживлення ЦТП від головної понижаючої підстанції. Здійснити техніко-економічне порівняння варіантів схем внутрішнього електропостачання заводу;

4. Провести розрахунок струмів КЗ. Провести вибір та перевірку електричних апаратів;

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						12
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

5. Здійснити описання конструктивного виконання системи електропостачання;

10. Провести розрахунок релейного захисту.

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						13
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Розрахунок навантаження

Необхідно визначити розрахункові навантаження заданої ділянки та підприємства.

#### 2.1.1 Визначення розрахункових навантажень ремонтно-механічного цеху

Використовуємо метод впорядкованих діаграм:

- коефіцієнт використання для кожного силового споживача,  $K_v$  по табл. 2.3 [1] ст. 17.
- коефіцієнт потужності кожного силового споживача,  $\cos\varphi$  по табл. 2.3 [1] ст. 17.
- $\tan\varphi$  по табл. 2.3 [1] ст. 17.
- сумарну потужність кожної групи електроспоживачів:

$$P_i = \Pi_i P_{\text{ном}}; \text{кВт} \quad (2.1)$$

$\Pi_i$  – кількість споживачів групи;

$P_{i \text{ ном}}$  – номінальна потужність силового споживача,  $\text{кВт}$ .

Розрахунки проводимо окремо для електроприймачів *I* та *II* групи.

До групи *I* відносимо електроприймачі, в яких  $K_g < 0,6$ .

До групи *II* відносимо електроприймачі, в яких  $K_g \geq 0,6$ .

Результати розрахунків для електроприймачів *I* групи заводимо в табл. 2.1, для електроприймачів *II* групи - в табл. 2.2.

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ								
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	<b>2 ПРОЕКТНО- КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ</b>				Літ.	Арк.	Акрушів		
Розроб.		Корчевський В.А.										14	30
Керівник		Вакуленко О. О.											
Консульт.													
Н. Контр.		Вакуленко О. О.											
Затверд.		Тарасенко М.Г.											
					ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41								

Таблиця 2.1 - Результати розрахунків для електроприймачів I групи

№ з/п	Назва виробничого устаткування	$P_i$ , кВт	$n$ , шт	$P_{ном}$ , кВт	$K_\epsilon$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$
1	Токарно-гвинторізний верстат	4.625	2	9.25	0.14	0.6	1.33
2	Токарно-револьверний верстат	5.475	2	5.475	0.14	0.6	1.33
3	Поперечно-строгальний верстат	11.0	1	11.0	0.14	0.6	1.33
4	Горизонтально-фрезерний верстат	3.325	1	3.325	0.14	0.6	1.33
5	Вертикально-фрезерний верстат	12.925	1	12.925	0.14	0.6	1.33
6	Зубофрезерний верстат	0.725	1	0.725	0.14	0.6	1.33
7	Плоскошліфувальний верстат	12.65	1	12.65	0.14	0.6	1.33
8	Вертикально-свердильний верстат	2.925	3	8.78	0.14	0.6	1.33
9	Настільно-свердильний верстат	0.6	2	1.2	0.14	0.6	1.33
10	Універсально заточний верстат	1.25	4	5.0	0.14	0.6	1.33
11	Кран-балка електрична	4.85	1	4.85	0.06	0.45	1.98
12	Відрізний верстат	1.9	1	1.9	0.25	0.65	1.17
13	Ножниці електричні	7.0	1	7.0	0.25	0.65	1.17
14	Прес листозагинальний	15.7	1	15.7	0.25	0.65	1.17
15	Трубовідрізний верстат	2,8	2	5.6	0.25	0.65	1.17
16	Трансформатор зварювальний	25.0	2	50.0	0.3	0.35	2.67

Таблиця 2.2 - Результати розрахунків для електроприймачів II групи

№з/п	Назви електроприймача	$P_i$ , кВт	$n$ , шт	$P_{ном}$ , кВт	$K_\epsilon$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$
1	Вентилятор	2.2	6	13.2	0.65	0.8	0.75
2	Піч нагрівальна камерна опору	24.0	2	24.0	0.7	0.95	0.33
3	Сушильна шафа електрична	3.2	2	6.4	0.7	0.95	0.33



З табл. 2.1 визначаємо середній коефіцієнт використання електроприймачів для I групи.

$$K_{\text{вI}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{в}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}} \quad (2.2)$$

$$K_{\text{вI}} = \frac{(9,25 \times 0,14 + 5,475 \times 0,14 + 11,0 \times 0,14 + 3,325 \times 0,14 + 12,925 \times 0,14 + 0,725 \times 0,14 + 12,65 \times 0,14 + 8,78 \times 0,14 + 1,2 \times 0,14 + 5,0 \times 0,14 + 11,85 \times 0,06 + 1,9 \times 0,25 + 7,0 \times 0,25 + 15,7 \times 0,25 + 5,6 \times 0,25 + 50,0 \times 0,3)}{155,38} \approx 0,21$$

Визначаємо ефективне число електроприймачів:

$$n_{\text{еф}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}}, \text{ шт} \quad (2.3)$$

$$n_{\text{еф}} = \frac{(9,25 + 5,475 + 11,0 + 3,325 + 12,925 + 0,725 + 12,65 + 8,78 + 1,2 + 9,25^2 + 5,475^2 + 11^2 + 3,325^2 + 12,925^2 + 0,725^2 + 12,65^2 + 8,78^2 + 1,2^2 + 5,0 + 4,85 + 1,9 + 7,0 + (5,7 + 5,6 + 50,0)^2}{+ 5,0^2 + 4,85^2 + 1,9^2 + 7,0^2 + 15,7^2 + 5,6^2 + 50,0^2} = 6,83 \text{ шт}$$

По визначених коефіцієнтах використання  $K_{\text{вI}}$  та ефективній кількості споживачів  $n_{\text{еф}}$  згідно табл. 2.13 [1] знаходимо коефіцієнт максимуму активної потужності:

$$K_{\text{макс}} = f(K_{\text{вI}}; n_{\text{еф}}) \quad (2.4)$$

$$K_{\text{макс}} = 2,15.$$

Знаходимо середню активну потужність для максимально завантаженої зміни:

$$P_{\text{змі}} = K_{\text{вI}} \sum P_{\text{ном}i}, \text{ кВт}; \quad (2.5)$$

$$P_{\text{змі}} = 0,21 \times 155,38 = 32,63 \text{ кВт}.$$

Знаходимо середню реактивну потужність для максимально завантаженої зміни:

$$Q_{\text{змі}} = P_{\text{змі}} \cdot \text{tg} \varphi; \text{ кВар} \quad (2.6)$$

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						16
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{3MI} = 32,63 \times 1,643 = 53,61 \text{ кВар.}$$

Для визначення  $\text{tg} \varphi$  визначаємо середньозважений  $\cos \varphi_I$ :

$$\cos \varphi_I = \Sigma P_{\text{номі}} \cos \varphi / \Sigma P_{\text{номі}} \quad (2.7)$$

$$\cos \varphi_I = (9,25 \times 0,6 + 5,475 \times 0,6 + 11 \times 0,6 + 3,325 \times 0,6 + 12,925 \times 0,6 + 0,725 \times 0,6 + \\ + 12,65 \times 0,6 + 8,78 \times 0,6 + 1,2 \times 0,6 + 8,0 \times 0,6 + 4,95 \times 0,45 + 1,9 \times 0,65 + 7,0 \times 0,65 + \\ + 15,7 \times 0,65 + 5,6 \times 0,65 + 50,0 \times 0,35) / 155,38 = 0,52;$$

$$\text{tg} \varphi = 1,643.$$

Визначаємо розрахункову активну та реактивну потужність:

$$P_{pI} = K_{\text{макс}} \times P_{3MI}; \text{ кВт} \quad (2.8)$$

$$P_{pI} = 2,15 \times 32,63 = 70,15 \text{ кВт.}$$

$$\text{Якщо } n_{\text{еф}} \leq 10, \text{ та } Q_{pi} = 1,1 Q_{3MI}, \text{ кВар} \quad (2.9)$$

Якщо:

$$n_{\text{еф}} > 10, \text{ то } Q_{pi} = Q_{3MI}, \text{ кВар} \quad (2.10)$$

$$Q_{PI} = 1,1 \times 53,61 = 58,97 \text{ кВар.}$$

Визначаємо повну розрахункову потужність:

$$S_{pI} = \sqrt{P_{pI}^2 + Q_{pI}^2}, \text{ кВт}; \quad (2.11)$$

$$S_{pI} = \sqrt{70,15^2 + 58,97^2} = 91,64 \text{ кВА.}$$

З табл. 2.2 знаходимо середній коефіцієнт використання споживачів II групи:

$$K_{\text{с2}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{номі}} \cdot K_{\text{сi}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{номі}}} \quad (2.12)$$

$$K_{\text{ВII}} = (13,2 \times 0,65 + 24,0 \times 0,7 + 6,4 \times 0,7) / 43,6 = 0,68$$

Знаходимо середню активну потужність для найбільш завантаженої зміни:

$$P_{3M2} = K_{\text{с2}} \sum P_{\text{номі}}; \text{ кВт} \quad (2.13)$$

$$P_{3M2} = 0,68 \times 43,6 = 29,65 \text{ кВт.}$$

Знаходимо середню реактивну потужність для найбільш завантаженої зміни:

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						17
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{зм2} = P_{зм2} \times \operatorname{tg} \varphi; \text{кВар} \quad (2.14)$$

$$Q_{зм2} = 29,65 \times 0,4844 = 14,36 \text{ кВар};$$

$$\cos \varphi_2 = \Sigma P_{\text{номі}} \cos \varphi / \Sigma P_{\text{номі}} \quad (2.15)$$

$$\cos \varphi_{II} = (13,2 \times 0,8 + 24,0 \times 0,95 + 6,4 \times 0,95) / 43,6 = 0,9;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{II} = 0,4844;$$

Визначаємо розрахункову активну потужність:

$$P_{p2} = K_{\text{макс}} \times P_{зм}, \text{кВт} \quad (2.16)$$

$$K_{\text{макс}} = 1,0$$

$$P_{p2} = 1,0 \cdot 53,3 = 53,3 \text{ кВт};$$

Знаходимо розрахункову реактивну потужність:

$$Q_{p2} = Q_{зм2}; \text{кВар} \quad (2.17)$$

$$Q_{p2} = 14,36 \text{ кВар}.$$

Знаходимо повну розрахункову потужність:

$$S_{p2} = \sqrt{P_{p2}^2 + Q_{p2}^2}; \text{кВА} \quad (2.18)$$

$$S_{p2} = \sqrt{29,65^2 + 14,36^2} = 32,94 \text{ кВА}.$$

Знаходимо сумарну розрахункову активну потужність для всього ремонтно-механічного цеху

$$P_{p\Sigma} = P_{pI} + P_{pII}, \text{кВт} \quad (2.19)$$

$$P_{p\Sigma} = 70,15 + 29,65 = 99,8 \text{ кВт}.$$

Знаходимо сумарну розрахункову реактивну потужність для всього ремонтно-механічного цеху:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{pI} + Q_{pII}; \text{кВар} \quad (2.20)$$

$$Q_{p\Sigma} = 58,97 + 14,36 = 73,33 \text{ кВар}.$$

Знаходимо повну сумарну потужність ремонтно-механічного цеху:

$$S_{p\Sigma} = S_{pI} + S_{pII}; \text{кВА} \quad (2.21)$$

$$S_{p\Sigma} = 91,64 + 32,94 = 124,58 \text{ кВА}.$$

## 2.1.2 Визначення розрахункового навантаження підприємства

Для розрахунку застосовуємо метод коефіцієнта попиту.

### 2.1.2.1 Розрахунок силових навантажень

Визначаємо розрахункову активну потужність:

$$P_{pci} = K_{ni} \times P_{номи}; \text{ кВт} \quad (2.22)$$

де  $K_{ni}$  – згідно табл. 2.6 [2];

$P_{номи}$  – номінальна потужність окремих дільниць, цехів,  $\text{кВт}$ .

Знаходимо розрахункову реактивну потужність:

$$Q_{pci} = P_{pci} \times \operatorname{tg} \varphi_i; \text{ кВар} \quad (2.23)$$

Визначаємо повну розрахункову потужність:

$$S_{pci} = \sqrt{P_{pc}^2 + Q_{pc}^2}; \text{ кВА} \quad (2.24)$$

Результати розрахунків зводимо в табл. 2.3.

### 2.1.2.2. Розрахунок освітлювального навантаження

Знаходимо розрахункову активну потужність освітлення:

$$P_{poi} = K_{noi} \times P_{oi} \times F_i; \text{ кВт} \quad (2.25)$$

де  $K_{noi}$  – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження, згідно табл. 2.7 [2];

$P_{oi}$  – питоме освітлювальне навантаження на одиницю площі цеху,  $\text{кВт} / \text{м}^2$ ;

$F_i$  – площа цеху,  $\text{м}^2$ .

Визначаємо розрахункову реактивну потужність освітлення:

$$Q_{poi} = P_{poi} \times \operatorname{tg} \varphi_i; \text{ кВар} \quad (2.26)$$

Розрахунок освітлювального навантаження по цехам проводимо у табличній формі 2.3.

Таблиця 2.3 - Розрахунок освітлювального навантаження по цехах

№ п/п	Назва підрозділу	Встановлена потужність Р <sub>вм</sub> , Вт	K <sub>св</sub>	cos φ	tg φ	Розрахункове навантаження			Розрахункове освітлювальне навантаження							Сумарне розрахункове навантаження		
						Rp кВт	Qp кВар	SPс	Fм <sup>2</sup>	Питома потужність РокВт/л <sup>2</sup>	Коефіцієнт поправки Кпс	cos φ	tg φ	Rp,о кВт	Qp,о кВар	Rp кВт	Qp кВар	Sp кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	Дослідницький та збірний цехи	700	0,65	0,85	0,62	455	282,1	535,35	2272	0,018	0,7	0,95	0,33	28,63	9,45	483,63	291,55	564,71
2	Гальванічний та інструментальний цехи	800	0,65	0,8	0,75	520	390	650	1960	0,018	0,75	1	0	26,46	0	546,46	390	671,35
3	Виробничий цех	600	0,65	0,8	0,75	390	292,5	4875	1820	0,018	0,75	0,95	0,33	24,57	8,11	414,57	300,61	512,68
4	Пресовий цех	250	0,65	0,85	0,62	162,5	100,75	191,2	884	0,016	0,75	0,95	0,33	10,61	3,5	173,11	104,25	202,07
5	Склад хімікатів	15	0,3	0,8	0,75	4,5	3,38	5,6	140	0,014	0,6	1	0	1,18	0	5,68	3,38	6,6
6	Прокідна	10	0,3	0,7	1,02	3,0	3,06	4,28	220	0,014	0,7	0,95	0,33	2,16	0,71	5,16	3,77	6,39
7	Деревообробний цех	250	0,5	0,8	0,75	125	93,75	156,25	544	0,016	0,6	1	0	5,22	0	130,22	93,75	160,45
8	Збірний цех	300	0,65	0,8	0,75	195	146,25	243,75	864	0,018	0,7	0,95	0,33	10,89	3,59	205,89	149,84	254,64
9	Ремонтно-механічний	198,98	0,5	0,81	0,73	99,8	73,33	124,38	464	0,016	0,65	0,95	0,33	4,83	1,59	104,63	74,92	128,68
10	Склад будматеріалів	30	0,3	0,7	1,02	9,0	9,18	12,85	240	0,014	0,6	0,95	0,33	2,02	0,67	11,02	9,85	14,78
11	Склад готової продукції	30	0,35	0,7	1,02	10,5	10,71	14,99	464	0,014	0,6	0,95	0,33	3,9	2,34	14,4	13,05	19,43
12	Компресорна	200	0,65	0,8	0,75	130	97,5	162,5	114	0,014	0,6	1	0	0,96	0	130	97,5	162,5
	СД 6 кВт 4 по 400	1600	0,6	0,85	0,62	960	595,2	1129,54								960	595,2	1129,54

### 2.1.2.3 Розрахунок сумарної розрахункової потужності дільниць, цехів

Визначаємо сумарну розрахункову активну потужність:

$$P_{p\Sigma} = P_{pci} + P_{poi}; \text{ кВт} \quad (2.27)$$

Знаходимо сумарну розрахункову реактивну потужність:

$$Q_{p\dot{\Sigma}} = Q_{pci} + Q_{poi}; \text{ кВар} \quad (2.28)$$

Знаходимо сумарну розрахункову повну потужність.

Визначаємо розрахункову потужність:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\dot{\Sigma}}^2}; \text{ кВт} \quad (2.29)$$

Розрахунок проводимо в табличній формі 2.3.

### 2.1.2.4 Розрахунок навантажень зовнішнього освітлення

Знаходимо загальну площу підприємства:

$$F_{np} = A \times B \times m^2; \text{ м}^2 \quad (2.30)$$

де А, В – розміри території підприємства по плану, мм;

м – масштаб;

$$F_n = 14000 \text{ м}^2.$$

Знаходимо сумарну площу дільниць, цехів:

$$F_{uS} = \Sigma F_u; \text{ м}^2 \quad (2.31)$$

$$F_{u\Sigma} = 9986 \text{ м}^2$$

Знаходимо величину площі підприємства, що потрібно освітити:

$$F_{03} = F_{np} - F_{uS}; \text{ м}^2 \quad (2.32)$$

$$F_{03} = 19200 - 9986 = 9214 \text{ м}^2.$$

Визначаємо величину навантаження зовнішнього освітлення:

а) активна потужність:

$$P_{03} = F_{03} \times \beta \times \kappa_n; \text{ кВт} \quad (2.33)$$

де  $\beta = 0,5 \times 10^{-3} \text{ кВт/м}^2$  - питома освітлювальне навантаження території підприємства;

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						21
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$K_g$  – коефіцієнт використання зовнішнього освітлення,  $K_g = 0,75$ ;

$$P_{03} = 9214 \times 0,0005 \times 0,75 = 3,45 \text{ кВт.}$$

б) реактивна потужність:

$$Q_{03} = P_{03} \times \operatorname{tg} \varphi; \text{ кВар} \quad (2.34)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi = 0,2$ ;

$$Q_{03} = 3,45 \times 0,2 = 0,69; \text{ кВар.}$$

### 2.1.2.5 Визначення сумарної потужності по підприємству

Визначаємо сумарну активну, реактивну та повну потужності по підприємству:

$$P_{p\Sigma} = P_{pc} + P_{po} + P_{03}; \text{ кВт} \quad (2.35)$$

$$P_{p\Sigma} = 3064,3 + 121,43 + 3,45 = 3189,18 \text{ кВт};$$

Визначаємо величину сумарної реактивної потужності:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{pc} + Q_{po} + Q_{03}; \text{ кВар} \quad (2.36)$$

$$Q_{p\Sigma} = 2097,71 + 29,96 + 0,69 = 2128,36 \text{ кВар.}$$

Визначимо повну потужність для підприємства:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}; \text{ кВА} \quad (2.37)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{3189,18^2 + 2128,36^2} = 3834,16 \text{ кВА.}$$

### 2.1.3 Розрахунок величини втрат потужності

Визначаємо втрати активної потужності:

$$P_{\Sigma} = 0,02 S_{\Sigma}; \text{ кВар} \quad (2.38)$$

$$P_{\Sigma} = 0,02 \times 3189,18 = 63,78 \text{ кВар.}$$

Знаходимо величину втрат реактивної потужності:

$$Q_{Bm} = 0,1 \cdot Q_{\Sigma}; \text{ кВар} \quad (2.39)$$

$$Q_{Bm} = 0,1 \cdot 2128,36 = 212,84 \text{ кВар.}$$

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						22
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

#### 2.1.4. Розрахунок величини реактивної потужності, отриманої з електричної мережі

$$Q_M = 0,3 \cdot Q_\Sigma ; \kappa \text{Var} \quad (2.40)$$

$$Q_M = 0,3 \cdot 2128,36 = 638,51 \text{ кВар}.$$

#### 2.1.5 Розрахунок величини реактивної потужності, що потрібно компенсувати

$$Q_{KKV} = Q_\Sigma + Q_{BT} - Q_M ; \kappa \text{Var} \quad (2.41)$$

$$Q_{KKV} = 2128,36 + 212,84 - 638,51 = 1702,69 \text{ кВар}.$$

#### 2.1.6 Побудова картограм електричних навантажень підрозділів, цехів

Для побудови картограм електричних навантажень цехів визначаємо радіуси кіл картограм за формулою:

$$R_i = \sqrt{P_{P\Sigma} / \pi} \text{ мм} \quad (2.42)$$

Знаходимо частку складової сумарного навантаження.

1) силове навантаження 0,4 кВ ;

$$P_{c,0.4i} = (P_{Pi} / P_{P\Sigma i}) \cdot 100\% , \% \quad (2.43)$$

2) освітлювальне навантаження:

$$P_{oc\%i} = (P_{oi} / P_{P\Sigma i}) \cdot 100\% \quad (2.44)$$

3) силове навантаження 6 кВ :

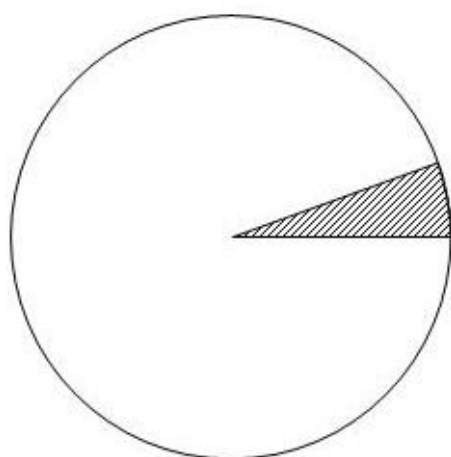
$$P_{c,6кВ\%} = (P_{P6кВ} / P_{P\Sigma}) \cdot 100\% \quad (2.45)$$

Картограми електричних навантажень цехів, підрозділів представлені на рис. 2.1.

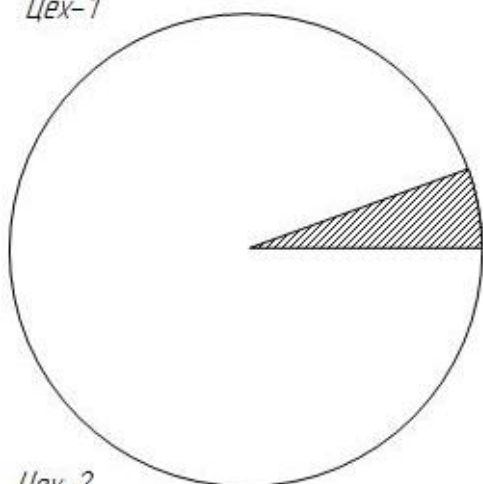
Результати зводимо у табл. 2.4.

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						23
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

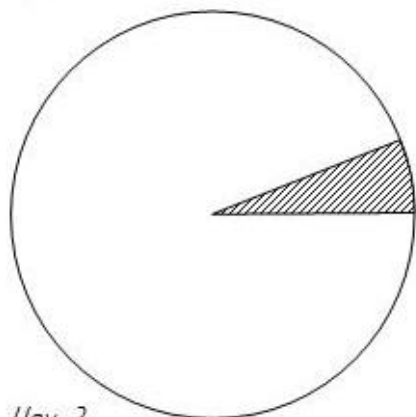




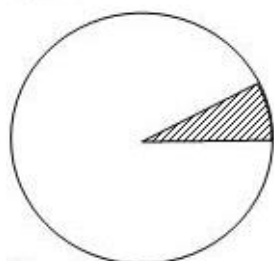
Цех-1



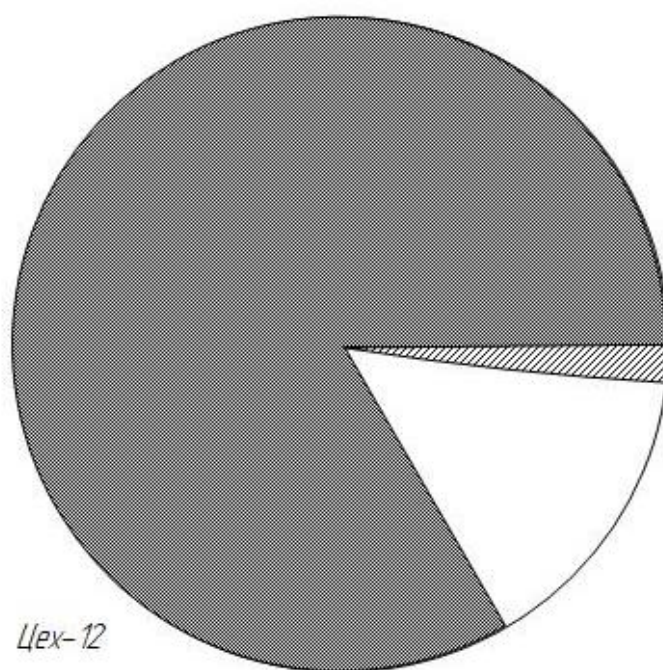
Цех-2



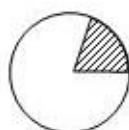
Цех-3



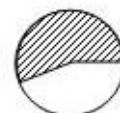
Цех-4



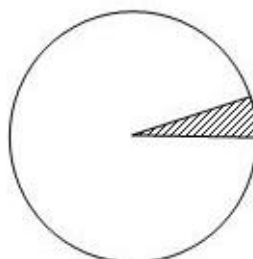
Цех-12



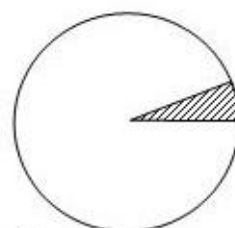
Цех-5



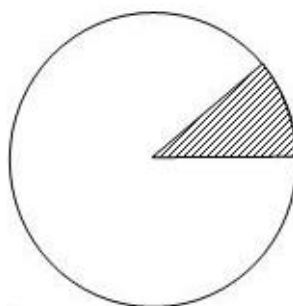
Цех-6



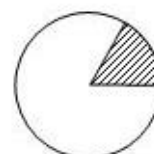
Цех-7



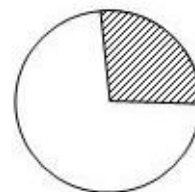
Цех-9



Цех-8



Цех-10



Цех-11

Рисунок 2.1 - Картограми електричних навантажень цехів, підрозділів.

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

КРБ 19-029.00.00.000 ПЗ

Лист

24

Таблиця 2.4 - Картограми електричних навантажень цехів, підрозділів

№ з/п	$P_{\Sigma}$ , кВт	$P_{рс}$ , кВт	$P_{ро}$ , кВт	R, мм	$P_c 0,4$ кВ, %	$P_{ро}$ , %	$P_p 6$ кВ, %
1	483.63	455.0	28.63	12.41	94.08	5.92	-
2	546.46	520.0	26.46	13.19	95.16	4.84	-
3	414.57	390.0	24.57	11.49	94.07	5.93	-
4	173.11	162.5	10.61	7.42	93.87	6.13	-
5	5.68	4.5	1.18	1.35	79.23	20.77	-
6	5.16	3.0	2.16	1.28	58.14	41.86	-
7	130.22	125.0	5.22	6.44	95.93	4.07	-
8	205.89	195.0	10.89	8.09	94.71	5.29	-
9	104.63	99.8	4.83	5.77	95.38	4.62	-
10	11.02	9.0	2.02	1.87	81.67	18.33	-
11	14.4	10.5	3.9	2.14	72.92	27.08	-
12	1090.96	130.0	0.96	18.63	11.82	0.1	-
		960					88.08

## 2.2 Вибір електричної схеми та устаткування системи зовнішнього електропостачання

Схема зовнішнього електропостачання згідно норм технологічного проектування підстанцій, вибирається за умовами надійності, економічності, безпечного обслуговування. Вибираємо наступні варіанти:

а) I варіант – ПЛ 35 кВ двоколова на залізобетонних опорах, ГПП живиться від підстанції №1.

б) II варіант - ПЛ 110 кВ двоколова на залізобетонних опорах, ГПП живиться від підстанції №2.

Варіанти схем зовнішнього електропостачання приведені в графічній частині роботи.

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		25

## 2.3 Вибір числа та потужності силових трансформаторів на головній понижаючій підстанції та місце їх розташування

### 2.3.1 Вибір числа та потужності силових трансформаторів

Для двох варіантів приймаємо по 2 силові трансформатори. Потужність силових трансформаторів вибираємо за умовою взаємного резервування.

$$S_{ном} \geq (0,65-0,7) \cdot S_{p\Sigma}, \text{ кВА} \quad (2.46)$$

де  $S_{p\Sigma}$  – повне розрахункове силове навантаження на систему електропостачання:

$$S_p = \sqrt{(P_{\Sigma} + P_{вт})^2 + Q_{зм}^2}, \text{ кВА} \quad (2.47)$$

$$S_p = \sqrt{(3189,18 + 63,78)^2 + 638,51^2} = 3315,03 \text{ кВА};$$

$$S_{ном} = 0,7 \times 3315,03 = 2320,52 \text{ кВА};$$

Приймаємо  $S_{т ном}=2500$  кВА.

При аварійному стані, вихід одного із трансформаторів із ладу, інший буде перевантажуватися:

$$K_{пер} = \frac{S_p}{S_{т ном}} \cdot 100\% \leq 140\% ;$$

$$K_{пер} = 3315,03/25500 \cdot 100\% = 132,6\% < 140\%.$$

З табл. 6.8 та 6.9 [3] вибираємо типи трансформаторів і заносимо їх каталожні дані у табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Каталожні дані силових трансформаторів

Тип	$S_{ном}$ , кВА	Межа регулювання	$U_{ном}$ , кВ		$U_k$ , %	$P_k$ , кВт	$P_x$ , кВт	Вартість
			ВН	НН				
I варіант ТМН-2500/35	2500	$\pm 6 \cdot 1.5\%$	35	6.3	6.5	23.5	5.1	21.2
II варіант ТМН- 2500/110	2500	$\pm 10 \cdot 1.5\%$	110	6.6	10.5	22.0	5.5	35.0

### 2.3.2 Визначаємо місце установки ГПП

Координати центра електричних навантажень  $X_o$  та  $Y_o$  визначаємо із виразу:

$$X_o = \frac{\sum X_i \cdot P_{ном.i}}{\sum P_{ном.i}}, \text{ см} \quad (2.48)$$

$$Y_o = \frac{\sum Y_i \cdot P_{ном.i}}{\sum P_{ном.i}}, \text{ см} \quad (2.49)$$

де  $P_{ном.i}$  – встановлені потужності відповідних цехів, підрозділів.

$$X_o = (700 \cdot 2,5 + 800 \cdot 2,3 + 600 \cdot 4,3 + 250 \cdot 0,5 + 15 \cdot 7,8 + 10 \cdot 0,4 + 250 \cdot 7,6 + 6,7 \cdot 300 + 198,98 \cdot 6,2 + 30 \cdot 6,5 + 30 \cdot 6,2 + 1800 \cdot 0,8) / 4983,98 = 2,68 \text{ см}$$

$$Y_o = (700 \cdot 5,5 + 800 \cdot 2,5 + 600 \cdot 2,5 + 250 \cdot 2,2 + 1,5 \cdot 1,4 + 10 \cdot 4 + 250 \cdot 2,7 + 300 \cdot 5,3 + 198,98 \cdot 3,3 + 30 \cdot 0,5 + 30 \cdot 2 + 1800 \cdot 0,2) / 4983,98 = 2,27 \text{ см}$$

Місце установки ГПП на рис. 2.2.

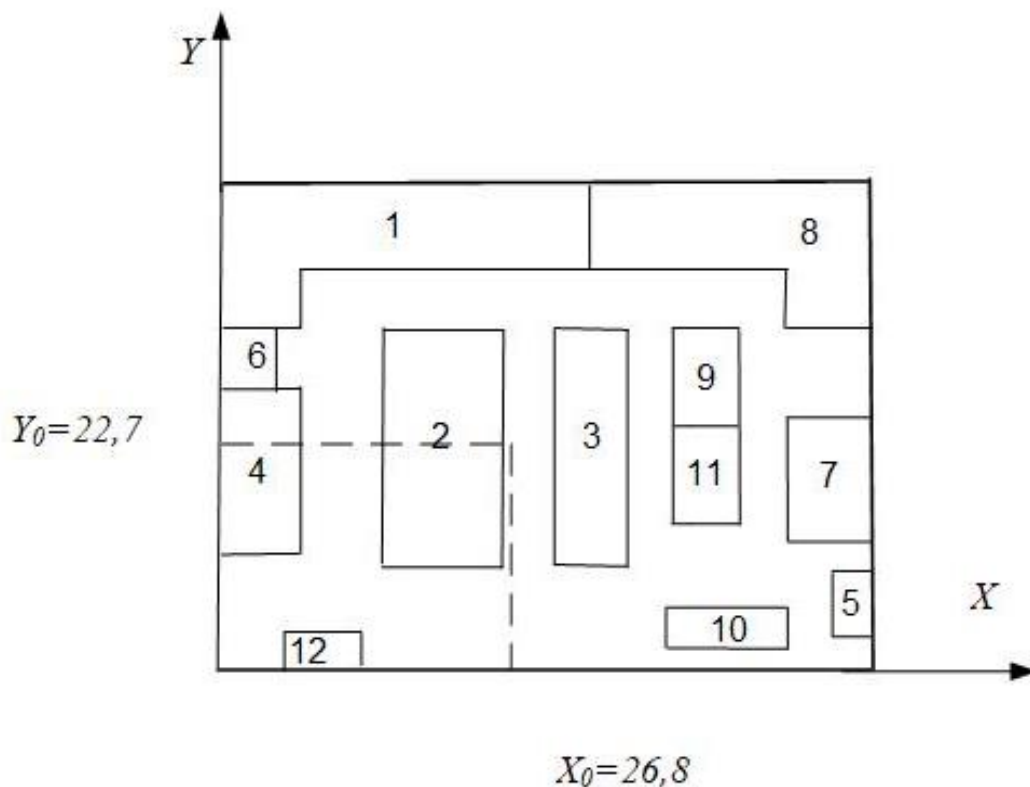


Рисунок 2.2 - Місце установки ГПП

### 2.3.3 Вибір поперечного перерізу проводів та перевірка їх на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму

I варіант:

Визначаємо струм, який протікає по одному колу ПЛ-35 кВ:

$$I_p = I_{ном} = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А} \quad (2.50)$$

$$I_p = I_{ном1} = \frac{3315,03}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 27,37 \text{ А};$$

Поперечний переріз проводів вибираємо за економічними інтервалами струмових навантажень (табл.7.8 [3]).

При цьому враховуємо:

- струм одного кола;
- опори залізобетонні;
- район з ожеледиці II.

Вибираємо провід АС 95/16, для якого  $I_{доп}=330 \text{ А}$ .

Перевіряємо вибраний провід на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму.

Умови перевірки.

$$I_{н/а} \leq I_{доп}, \text{ А} \quad (2.51)$$

Знаходимо величину струмів навантаження в післяаварійному режимі роботи лінії (коли відключене коло).

$$I_{н/а} = 2 \times I_{ном}, \text{ А} \quad (2.52)$$

Для двокової лінії:

$$I_{н/а} = 2 \times 27,37 = 54,74 \text{ А} < I_{доп} = 330 \text{ А}.$$

Вибраний провід по допустимому нагріванню проходить.

II варіант:

Визначаємо струм, який протікає по одному колу ПЛ -110:

$$I_{ном} = \frac{3315,03}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 8,71 \text{ А}.$$

З табл. 7.8 [3] вибираємо провід для ПЛ 110 кВ АС-70/11, для якого:

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						28
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$I_{\text{доп}}=264 \text{ А}$  (табл. 8.12 [3]).

Перевіряємо вибраний провід на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму/

$$I_{н/а} = 2 \times 8,71 = 17,42 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 265 \text{ А/}$$

Вибраний провід по допустимому нагріванню проходить.

Вибрані проводи заносимо в табл 2.6.

$$R=1/2 r_0 l, \text{ Ом} \quad (2.53)$$

$$X=1/2 X_0 l, \text{ Ом} \quad (2.54)$$

Таблиця 2.6 - Вибрані проводи

№ п/п	Марка проводу	$M_{\text{ном}},$ кВ	Довжина, км	$r_0,$ Ом/км	$X_0,$ Ом/км	$R,$ Ом	$X,$ Ом
1	АС-95/16	35	10	0.306	0.421	1.53	2.11
2	Ас-70/11	110	20	0.428	0.444	4.28	4.44

## 2.4 Техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання

Критерієм вибору оптимального варіанту системи зовнішнього електропостачання є мінімальні приведені затрати:

$$Z = P_n \times K + I_{\text{вт}} + I_a + Y; \text{ тис. грн} \quad (2.55)$$

де  $K$  – капіталовкладення в спорудження варіантів електричної схеми електропостачання, *тис. грн*;

$I_{\text{вт}}$  – річні затрати від втрат електричної енергії в електричних системах електропостачання, *тис. грн*;

$I_a$  – річні затрати на амортизацію і ремонт, обслуговування, *тис. грн*.

### 2.4.1 Розрахунок величини капіталовкладень

Розрахункові дані заносимо у табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Розрахункові дані

Назва Елементів схеми	Один. виміру	Варт. один. тис. грн	Варіант I		Варіант II	
			Кількість	Вартість тис. грн	Кількість	Вартість тис. грн
ПЛ-35кВ На з/б опорах Для 2-го р-ну по ожеледиці з проводами АС-96/16	км	16.7	18	300.6		
ПЛ-110 кВ На з/б опорах Для 2-го р-ну по ожеледиці з проводами АС-70/11	км	17.8			31	551.8
$K_{пл} * K_{под}$				541.1		993.24
Два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою						
35 кВ	шт.	30.1				
110 кВ	шт.	105.0	1	30.1	1	105.0
Трансформатори						
35 кВ	шт.	21.2			2	70.0
110 кВ	шт	35.0	2	42.4		
$K_{тс} K_{под}$				109.81		236.6
K				650.91		1229.8

## 2.4.2 Визначення величини затрат на амортизацію, ремонт та обслуговування

$$I_a = I_{ален} + I_{азпп}, \text{ тис. грн} \quad (2.56)$$

Визначаємо величину затрат ЛЕП:

$$I_{аЛЕП} = \frac{\alpha}{100} \cdot K, \text{ тис. грн} \quad (2.57)$$

де  $\alpha=2,8$  – амортизаційні відрахування по табл. 6.19 [2].

Визначаємо величину затрат ГПП:

$$I_{аГПП} = \frac{\alpha}{100} \cdot K, \text{ тис. грн} \quad (2.58)$$

де  $\alpha=9,4$  – амортизаційні відрахування по табл. 6.19 [2].

Варіант I:

$$I_{аЛЕП} = \frac{2,8}{100} \times 541,1 = 15,15 \text{ тис. грн};$$

$$I_{аГПП} = \frac{9,4}{100} \cdot 109,81 = 10,32 \text{ тис. грн};$$

$$I_a = 15,15 + 10,32 = 25,47 \text{ тис. грн.}$$

Варіант II:

$$I_{аЛЕП} = \frac{2,8}{100} \cdot 993,24 = 27,81 \text{ тис. грн};$$

$$I_{аГПП} = \frac{9,4}{100} \cdot 236,6 = 22,24 ;$$

$$I_a = 27,81 + 22,24 = 50,05 \text{ тис. грн.}$$

## 2.4.3 Визначення величину затрат від втрат електроенергії

$$I_{Вм} = \beta \times \Delta W \times 10^{-3}; \text{ тис. грн} \quad (2.59)$$

де  $\beta=0,54$  грн/кВт × год грн/кВт. год – вартість однієї кіловат години втраченої електроенергії;

$\Delta W$  – втрати електроенергії в електричних схемах зовнішнього електропостачання, кВт. год;

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЕП} + \Delta W_{ГПП}; \text{ кВт. год} \quad (2.60)$$

де  $\Delta W_{ЛЕП}$  – втрати електроенергії в лініях електропередач;

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		31



$\Delta W_{ГПП}$  – втрати електроенергії в силових трансформаторах ГПП;

$$W_{ЛЕП} = 3 I_{норм}^2 R \tau \times 10^{-3}; \text{ кВт. год} \quad (2.61)$$

$$\Delta W_m = P_{xx} \times T = P_k (S_{макс} / S_{ном})^2 \tau; \text{ кВт. год} \quad (2.62)$$

$$\tau = (0,124 + T_m/10^{-4}) \times T; \text{ годин} \quad (2.63)$$

де  $\tau$  – тривалість максимальних втрат, годин;

$R = r_0 \times l$  – опір лінії електропередач, Ом;

$n$  – кількість ЛЕП та трансформаторів, шт. (паралельно включених);

$S_{нав}$  – сумарне максимальне навантаження всіх трансформаторів, КВА;

$S_{ном T}$  – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$\Delta P_{xx}$  – втрати активної потужності холостого ходу, кВт;

$\Delta P_x$  – втрати КЗ, кВт;

$$\tau = (0,124 + 3200 \times 10^{-4})^2 \times 8760 = 1664,4 \text{ год.}$$

$$\Delta W_{ЛЕП I} = 2 \times 3 \times 29,15^2 \times 18 \times 0,306 \times 1664,4 \times 10^{-3} = 46739,06 \text{ кВт. год.}$$

$$\Delta W_{ЛЕП II} = 2 \times 3 \times 9,27^2 \times 0,428 \times 31 \times 1664,4 \times 10^{-3} = 11386,07 \text{ кВт. год.}$$

$$\Delta W_{mI} = 2 \times 5,1 \times 8760 + 23,5(3315,03/2 \times 2500)^2 \times 1664,4 = 106561,9 \text{ кВт. год.}$$

$$\Delta W_{mII} = 2 \times 5,5 \times 8760 + 22,0(3315,03/2 \times 2500)^2 \times 1664,4 = 112471,39 \text{ кВт. год.}$$

Сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta W_I = \Delta W_{ЛЕП I} + \Delta W_{ГПП I}; \text{ кВт. год.}$$

$$\Delta W_I = 106561,9 + 46739,06 = 153300,96 \text{ кВт. год.}$$

$$\Delta W_{II} = 112471,39 + 11386,07 = 123857,46 \text{ кВт. год.}$$

Визначаємо вартість втрат електроенергії:

$$I_{BmI} = 0,54 \times 153300,96 \times 10^{-3} = 82,78 \text{ тис. грн.}$$

$$I_{BmII} = 0,54 \times 123857,46 \times 10^{-3} = 66,88 \text{ тис. грн.}$$

#### 2.4.4 Визначення мінімальні приведені затрати по кожному варіанті

$$З_I = 0,12 \times 650,91 + 82,78 + 25,47 = 186,36 \text{ тис. грн.}$$

$$З_{II} = 0,12 \times 1229,8 + 66,88 + 50,05 = 264,5 \text{ тис. грн.}$$

Економічна перевага знаходимо за виразом:

$$\Delta З = \frac{(З_{\phi} - З_{м})}{З_{\phi}} \cdot 100\%, \% \quad (2.64)$$

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		32

$$\Delta 3 = \frac{(264,5 - 186,36)}{264,5} \cdot 100\% = 29,5\%,$$

Приймаємо перший варіант схеми ЗЕП - 35кВ.

## 2.5 Вибір варіантів схем внутрішнього електропостачання

### 2.5.1 Вибір числа цехових трансформаторних підстанцій та їх місць розміщення

Приймаємо:

а) I варіант – 2 ЦТП, 1РП, номінальна напруга мережі 6 кВ (рис. 2.3).

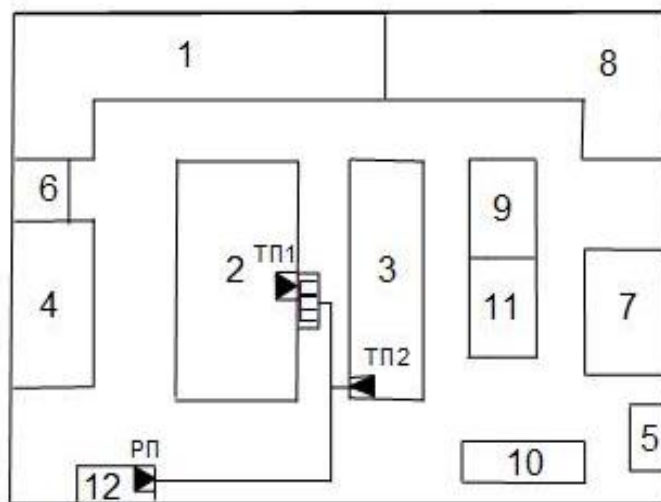


Рисунок 2.3 - I варіант – 2 ЦТП, 1РП, номінальна напруга мережі 6 кВ.

б) II варіант - 3ЦТП; номінальна напруга мережі 10 кВ (рис. 2.4).

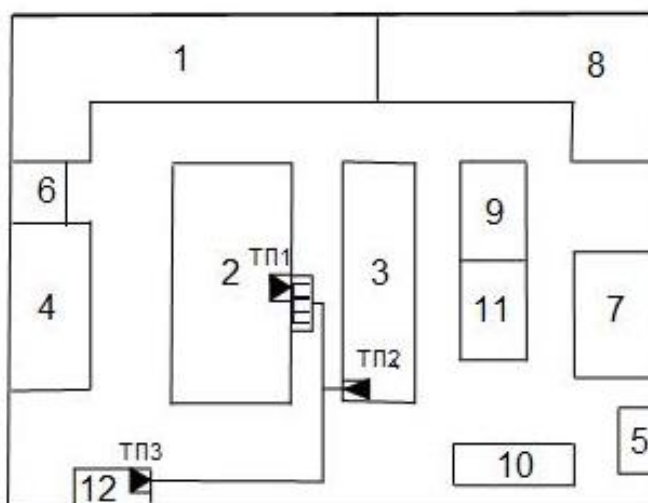


Рисунок 2.4 - II варіант - 3ЦТП; номінальна напруга мережі 10 кВ.

## 2.5.2 Визначення потужностей силових трансформаторів ЦТП

Враховуючи категорійність споживачів згідно надійності електропостачання, встановлюємо двотрансформаторні ЦТП.

Вибір потужності силових трансформаторів здійснюється за умовою взаємного резервування:

$$S_T \geq (0,65 \div 0,7) S_{p\Sigma}, \text{ кВА} \quad (2.65)$$

де  $S_{p\Sigma}$  – сумарна потужність споживачів, які отримують живлення від даної ТП.

Варіант I:

ТП1:

$$S_{p\Sigma} = S_{p1} + S_{p2} + S_{p5} + S_{p7} + S_{p8} + S_{p10};$$

$$S_{p\Sigma} = 564,71 + 671,35 + 6,39 + 162,5 = 1404,95 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \times 1404,95 = 983,46 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{ном Т}} = 1000 \text{ кВА}.$$

ТП2:

$$S_{p\Sigma} = S_{p3} + S_{p4} + S_{p9} + S_{p11};$$

$$S_{p\Sigma} = 512,08 + 202,07 + 6,6 + 160,45 + 254,64 + 128,68 + 14,78 + 19,43 = 1517,5 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \times 1298,73 = 909,11 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{ном Т}} = 1600 \text{ кВА}.$$

РП:

$$S_{p\Sigma} = S_{p12} (6 \text{ кВ});$$

$$S_{p\Sigma} = 1129,54 \text{ кВА. КРУ 2-20-20уЗ } I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}.$$

На основі розрахунків по таблиці 3.4 ст 124 [4] вибираємо силові трансформатори.

Каталожні дані обраних силових трансформаторів заносимо у табл. 2.8

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		34

Таблиця 2.8 - Каталогні дані обраних силових трансформаторів

Тип	$S_{\text{ном}}$ , кВА	Напруга обмотки		Втрати, кВт		$U_k$ , %	Вартість, тис. грн
		ВН	НН	$P_{\text{ч}}$	$P_{\text{к}}$		
ТМ 1000/6	1000	6	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
ТМ 1600/6	1600	6	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
РП 6 кВ							2.3

Варіант II:

В II варіанті місце розташування ЦТП знаходимо аналогічно I-му варіанту (ТП1, ТП2).

ТП3:

$$S_{p\Sigma} = S_{p12};$$

$$S_{p\Sigma} = 1129,54 \text{ кВА};$$

$$S_T = 0,7 \cdot 1129,54 = 790,68 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{ном}T} = 1000 \text{ кВА}.$$

Каталожні дані вибраних трансформаторів заносимо у табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Каталогні дані вибраних трансформаторів

Тип	Напруга обмотки		Втрати, кВт		$U_k$ , %	Ціна, тис. грн
	ВН	НН	$P_{\text{ч}}$	$P_{\text{к}}$		
ТМ 1000/10	10	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
ТМ 1600/10	10	0.4	2.45	11.0	5.5	2.965
ТМ 1000/10	10	6.3	2.45	11.0	5.5	2.965

### 2.5.3 Вибір пристроїв компенсації реактивної потужності

Компенсацію передбачаємо здійснювати за допомогою комплектних компенсуючих установок (ККУ), які встановлюються на кожній цеховій ТП. Їх вибір виконується згідно умови:

$$Q_{\text{кку}} = 0,7 \times Q_p, \text{кВАр} \quad (2.66)$$

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		35

Коефіцієнт 0,7 враховує одержання 30% необхідної реактивної потужності з енергетичної системи.

Варіант I:

ТП1:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p6} + Q_{p12};$$

$$Q_{p\Sigma} = 291,55 + 390,0 + 3,77 + 97,5 = 782,82 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\text{ном кку}} = 0,7 \times 782,82 = 547,97625,63 \text{ кВАр};$$

ТП2:

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{p5} + Q_{p7} + Q_{p8} + Q_{p9} + Q_{p10} + Q_{p11};$$

$$Q_{p\Sigma} = 300,61 + 104,25 + 3,38 + 93,75 + 149,84 + 74,92 + 9,85 + 13,05 = 749,65 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\text{ном кку}} = 0,7 \times 749,65 = 524,76 \text{ кВАр}.$$

На основі розрахунків по табл. 10.22 ст. 572 [4], табл. 3.5 ст. 94 і табл. 3.6 ст. 96 [1] вибираємо ККУ, каталожні дані яких зводимо у табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Каталожні дані ККУ

№ з/п	<i>Tun</i>	Q <sub>ном</sub> , кВАр	U <sub>ном</sub> , КВ	Кількість, шт	Вартість, тис. грн
ТП1	УКЛ(П)Н–0,38–150УЗ	300	0.38	2	5.38
ТП2	УКЛ(П)Н–0,38–150УЗ	300	0.38	2	5.38

Варіант II:

Так як розташування ЦТП обох варіантів однакове (змінюється лише напруга), то розрахунок необхідної реактивної потужності і вибір ККУ будуть аналогічними в обох варіантах.

## 2.5.4 Вибір струмопровідних частин для живлення ЦТП від головної понижаючої підстанції

Вибір марки силових кабелів для кожної ЦТП.

Варіант I:

Визначаємо величину струму:

$$I_{\text{норм I,II}} = \frac{S_{P\Sigma i}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном I,II}}}, \text{ А} \quad (2.67)$$

У нормальному режимі роботи:

$$\text{ТП1: } I_{\text{норм}} = \frac{1404,95}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 67,68 \text{ А};$$

$$\text{ТП2: } I_{\text{норм}} = \frac{1298,73}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 46,92 \text{ А};$$

$$\text{ТП3.4: } I_{\text{норм}} = \frac{1129,54}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 54,41 \text{ А}.$$

Визначаємо величину струму навантаження у післяаварійному режимі:

$$I_{\text{макс}} = 2 \times I_{\text{норм}}; \text{ А} \quad (2.68)$$

$$\text{ТП 1: } I_{\text{макс}} = 2 \times 67,68 = 135,36 \text{ А};$$

$$\text{ТП 2: } I_{\text{макс}} = 2 \times 46,92 = 93,84 \text{ А};$$

$$\text{РП: } I_{\text{макс}} = 2 \times 54,41 = 108,82 \text{ А}.$$

Визначаємо поперечний переріз жил кабелю за економічною густиною струму.

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}, \text{ мм} \quad (2.69)$$

де  $q_{\text{ек}} = 1,2 \text{ А} / \text{мм}^2$  з табл. 7.27 [3];

$$\text{ТП 1: } q_{\text{ек}} = \frac{67,68}{1,2} = 48,34 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 2: } q_{\text{ек}} = \frac{46,92}{1,2} = 33,51 \text{ мм}^2;$$

$$\text{РП: } q_{\text{ек}} = \frac{54,41}{1,2} = 38,86 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель марки ААШВУ з алюмінієвими жилами, паперовою просякнутою ізоляцією, в алюмінієвій оболонці, в полівінілхлоридному шлангові, удосконаленому.

Поперечний переріз жил кабелів вибираємо з табл. 7.10 [4].

ТП 1:

$$\text{ААШВУ} - 6 - 3 \times 50 I_{\text{доп. ном}} = 155 \text{ А};$$

ТП2:

$$\text{ААШВУ} - 6 - 3 \times 35 I_{\text{доп. ном.}} = 125 \text{ А};$$

РП:

$$\text{ААШВУ} - 6 - 3 \times 50 I_{\text{доп. ном.}} = 155 \text{ А.}$$

Перевіряємо вибрані поперечні перерізи жил кабелів на допустиме нагрівання струмами післяаварійного режиму роботи.

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп}}, \text{ А} \quad (2.70)$$

$$I_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп. ном.}}; \text{ А} \quad (2.71)$$

де  $K_1 = 0,9$  – коефіцієнт, який враховує прокладання двох кабелів у траншеї на відстані 100 мм один від одного, табл. 7.17 [4];

$K_2 = 0,95$  – коефіцієнт, який враховує температуру середовища (землі), табл. 7.18 [4].

ТП 1:

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \times 0,95 \times 155 = 132,5 \text{ А.}$$

Так як  $I_{\text{макс}} = 135,36 \text{ А} > I_{\text{доп}} = 132,5 \text{ А}$ , то вибраний кабель марки (поперечного перерізу жил) нам не підходить (ААШВУ – 6 – 3 х 50).

Вибираємо кабель, поперечний переріз жил якого на одну ступінь вище, тобто ААШВУ – 6 – 3 х 70.

$$I_{\text{доп}} = 190 \text{ А.}$$

$$\text{Тоді } I_{\text{доп}} = 0,9 \times 0,95 \times 190 = 162,45 \text{ А} > 135,36 \text{ А.}$$

Вибраний кабель ААШВУ – 6 – 3 х 70 по даній умові проходить.

ТП2:

$$\text{ААШВУ} - 6 - 3 \times 35 I_{\text{доп. ном.}} = 125 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп}} = 0,9 \times 0,95 \times 125 = 106,88 > I_{\text{макс}} = 93,84 \text{ А};$$

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						38
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова витримується.

РП:

$$\text{ААШВУ} - 6 - 3 \times 50 \text{ I}_{\text{доп.ном}} = 155 \text{ A};$$

$$\text{I}_{\text{доп}} = 0,9 \times 0,95 \times 155 = 132,5 \text{ A} > \text{I}_{\text{макс}} = 108,82 \text{ A};$$

Умова витримується.

Каталожні та розрахункові дані вибраних кабелів заносимо в табл. 2.11.

Варіант II:

ТП1:

Розрахунок проводимо аналогічно I варіанту. Визначаємо величину струму у нормальному режимі:

$$\text{I}_{\text{норм}} = \frac{1404,95}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 40,61 \text{ A}.$$

ТП2:

$$\text{I}_{\text{норм}} = \frac{1298,73}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 37,54 \text{ A}.$$

ТП3:

$$\text{I}_{\text{норм}} = \frac{1129,54}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 32,65 \text{ A}.$$

Визначаємо величину струму у післяаварійному режимі:

$$\text{ТП 1: I}_{\text{макс}} = 2 \times 40,61 = 81,22 \text{ A};$$

$$\text{ТП 2: I}_{\text{макс}} = 2 \times 37,54 = 75,08 \text{ A};$$

$$\text{ТП 3: I}_{\text{макс}} = 2 \times 32,65 = 65,35 \text{ A}.$$

Визначаємо поперечний переріз жил кабелів:

$$\text{ТП 1: q}_{\text{ек}} = \frac{40,61}{1,4} = 29,01 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 2: q}_{\text{ек}} = \frac{37,54}{1,4} = 26,81 \text{ мм}^2;$$

$$\text{ТП 3: q}_{\text{ек}} = \frac{32,65}{1,4} = 23,32 \text{ мм}^2.$$

З табл. 7.10 [4] вибираємо марки кабелів:

$$\text{ТП 1 ААШВУ} - 10 - 3 \times 35 \text{ I}_{\text{доп.ном}} = 115 \text{ A};$$

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		39



$$ТП2 ААШВУ - 10 - 3 \times 35 I_{\text{доп.ном.}} = 115 \text{ А};$$

$$ТП3 ААШВУ - 10 - 3 \times 25 I_{\text{доп.ном.}} = 90 \text{ А}.$$

Перевіряємо вибрані поперечні перерізи жил кабелів нагріванням допустимим струмами післяаварійного режиму:

$$ТП1 I_{\text{доп}} = 0,9 \times 0,95 \times 115 = 98,33 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 81,22 \text{ А};$$

$$ТП2 I_{\text{доп}} = 0,9 \times 0,95 \times 115 = 98,33 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 75,08 \text{ А};$$

$$ТП3 I_{\text{доп}} = 0,9 \times 0,95 \times 90 = 76,95 \text{ А} > I_{\text{макс}} = 65,3 \text{ А}.$$

Умова виконується, тобто марки кабелів вибрані правильно.

Каталожні і розрахункові дані вибраних кабелів заносимо у табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Каталожні і розрахункові дані вибраних кабелів

Лінія	Марка кабелю	$q$ , $\text{мм}^2$	$i$ , $\text{км}$	$r_0$ , $\text{Ом} \setminus \text{км}$	$I_{\text{доп.ном.}}$ , $\text{А}$	Кількість, $\text{шт}$	Вартість 1 км, $\text{тис. грн.}$
І варіант							
ГПП-ТП	ААШВУ-6-3 х 70	70	0.012	0.443	190	2	10.4
ГПП-ТП	ААШВУ-6-3 х 35	35	0.058	0.89	125	2	8.4
ГПП-РП	ААШВУ-6-3 х 50	50	0.088	0.62	155	2	9.4
ІІ варіант							
ГПП- ТП1	ААШВУ-10-3 х 35	35	0.012	0.89	115	2	9.4
ГПП- ТП2	ААШВУ-10-3 х 35	35	0.058	0.89	115	2	9.4
ГПП- ТП3	ААШВУ-10-3 х 25	25	0.088	1.24	90	2	8.4

## 2.6 Техніко-економічне порівняння варіантів схем внутрішнього електропостачання

Здійснимо порівняння річних мінімальних приведених затрат.

Для кабельної лінії до 10 кВ з алюмінієвою оболонкою, які прокладаються в землі  $\alpha=6,3\%$  табл. 8.2 [3]. Вартість КЛ устаткування ЦТП приймаємо з табл. 9.10, 9.17 [3]; 3.4 [4].

Розрахунок величини капіталовкладень зводимо у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Розрахунок величини капіталовкладень

Назва елементів схеми	Один. виміру	Вартість одиниці тис. грн.	І варіант		ІІ варіант	
			К-ть	Вартість тис. грн	К-ть	Вартість тис. грн
1	2	3	4	5	6	7
КЛ з кабелями	км	10.2	0.012	0.122		
ААШВУ–6–3 х 70	км	8.4	0.058	0.487		
ААШВУ–6–3 х 35	км	9.4	0.088	0.827		
ААШВУ–6–3 х 50	км	9.4				
ААШВУ–10–3 х 35	км	9.4			0.012	0.113
ААШВУ–10–3 х 35	км	9.4			0.058	0.545
ААШВУ–10–3 х 25	км	8.4			0.088	0.739
Кп Кпод						2.626
Силові трансформатори ЦТП						
ТМ 1000/6	шт	2.965	4	11.86		
РП	шт	2.3	2	4.6		
ТМ 1000/10	шт	2.965			6	17.79
Кп Кпод				30.94		33.45
К				33.64		36.076

Визначаємо втрати електроенергії в ЦТП. Цехові ТП ЦТП1-ЦТП2 в обох варіантах схем внутрішнього електропостачання мають однакові максимальні навантаження, а звідси і однакові втрати електроенергії, тому в техніко-економічному порівнянні варіантів їх не враховуємо.

$$\Delta W_T = 2 \times 2,45 \times 8760 + 11,0 (1129,54/2 \times 1000)^2 \times 1664,4 = 46808,71 \text{ кВт. год.}$$

Визначаємо втрати електроенергії у кабельних лініях:

ГПП-ТП1:

$$\Delta W_{KЛ1} = 2 \times 3 \times 67,68^2 \times 0,012 \times 0,443 \times 1664,4 \times 10^{-3} = 2431,7 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_{KЛ2} = 2 \times 3 \times 40,61^2 \times 0,012 \times 0,89 \times 1664,4 \times 10^{-3} = 11750,67 \text{ кВт. год.}$$

ГПП-ТП2:

$$\Delta W_{KЛ1} = 2 \times 3 \times 46,92^2 \times 0,058 \times 0,89 \times 1664,4 \times 10^{-3} = 11730,65 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_{KЛ2} = 2 \times 3 \times 37,54^2 \times 0,058 \times 0,89 \times 1664,4 \times 10^{-3} = 7532,3 \text{ кВт. год.}$$

ГПП-РП, ТП3:

$$\Delta W_{KЛ1} = 2 \times 3 \times 54,41^2 \times 0,888 \times 0,62 \times 1664,4 \times 10^{-3} = 16720,45 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_{KЛ2} = 2 \times 3 \times 32,65^2 \times 0,088 \times 1,24 \times 1664,4 \times 10^{-3} = 18200,5 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_I = 2431,7 + 2431,7 + 11730,65 + 16720,45 = 33314,5 \text{ кВт. год.};$$

$$\Delta W_{II} = 46808,71 + 11750,67 + 7532,3 + 18200,5 = 84292,18 \text{ кВт. год.};$$

$$I B_{T1} = 0,54 \times 33314,5 \times 10^{-3} = 9,99 \text{ тис. грн.};$$

$$I B_{T2} = 0,54 \times 84292,18 \times 10^{-3} = 25,28 \text{ тис. грн.}$$

Експлуатаційні витрати:

$$I_1 = 9,4/100 \times 30,94 + 6,3/100 \times 2,7 = 3,078 \text{ тис. грн.};$$

$$I_2 = 9,4/100 \times 36,076 + 6,3/100 \times 2,626 = 3,556 \text{ тис. грн.}$$

Щорічні приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \times 33,64 + 3,078 + 9,99 = 17,1 \text{ тис. грн.};$$

$$Z_{II} = 0,12 \times 36,076 + 3,556 + 25,28 = 33,17 \text{ тис. грн.}$$

Так як:

$$\Delta = \frac{33,17 - 17,1}{33,17} \cdot 100\% = 48\%,$$

то приймаємо I варіант схеми внутрішнього електропостачання (6 кВ).

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		42

## 2.7 Компенсація реактивної потужності

Енергетичні системи живлять споживачів, як активною так і реактивною енергією. Із загальної споживної реактивної потужності 30% покриваються синхронними генераторами електростанцій та синхронними компенсаторами, а 70% власними джерелами споживачів (синхронними двигунами і конденсаторними батареями).

Компенсація реактивної потужності електроустановок промислових підприємств здійснюється при допомозі статичних конденсаторів, які включаються паралельно електроприймачам (поперечна компенсація).

В окремих випадках при різноманітному навантаженні мереж, наприклад при живленні дугових печей, зварювальних установок та інших, може виявитися доцільним послідовне включення конденсаторів (поздовжня компенсація).

Розміщення конденсаторів у мережах до 1000 В і вище повинно задовольняти умові найбільшого значення втрат активної потужності від реактивних навантажень. При цьому можлива компенсація:

- Індивідуальна - із розміщенням конденсаторів біля споживачів;
- групова - із розміщенням конденсаторів біля силових шаф і шинопроводів в цехах;
- централізована – із підключенням батарей на шинах 0,38-6-10 кВ.

Статичні конденсатори використовують для підвищення  $\cos\varphi$  та регулювання напруги в системі електропостачання. Їх випускають як комплектними конденсаторними установками (ККУ), які складаються із відповідного числа конденсаторів деякої потужності і допоміжного обладнання для включення, відключення та захисту, так і у вигляді однієї чи кількох комірок.

Схема підключення ККУ приведена в графічній частині роботи.

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						43
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

#### 3.1 РОЗРАХУНОК СТУМІВ КЗ

Розрахунок струмів короткого замикання проводимо у відносних одиницях.

Задаємося базисною потужністю:

$$S_6 = 100 \text{ МВА.}$$

Необхідно розрахувати струми короткого замикання у трьох точках: на стороні ВН силового трансформатора ГПП, на стороні НН силового трансформатора ГПП, на стороні 0,4 кВ силового трансформатора найбільш віддаленої цехової ТП.

##### 3.1.1 Розрахункова схема електроустановки

Розрахункова схема електроустановки представлена на рис. 3.1.

##### 3.1.2 Розрахункова схема заміщення

Електрична схема заміщення представлена на рис. 3.2.

##### 3.1.3 Визначення величини опорів елементів схеми заміщення

1. Знаходимо опір енергетичної системи:

$$X_1 = X_c \cdot S_6 / S_{\text{ном.с}} ; \quad (3.1)$$

$$X_1 = 0,17 \cdot 1000 / 3000 = 0,056.$$

2. Знаходимо опір обмоток трансформаторів:

1) обмоток ВН:

$$X_2 = X_5 + U_{\text{КВ}} \cdot S_6 / 100 \cdot S_{\text{ном.т}} ; \quad (3.2)$$

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Корчевський В.А.			3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Вакуленко О. О.					44	13
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

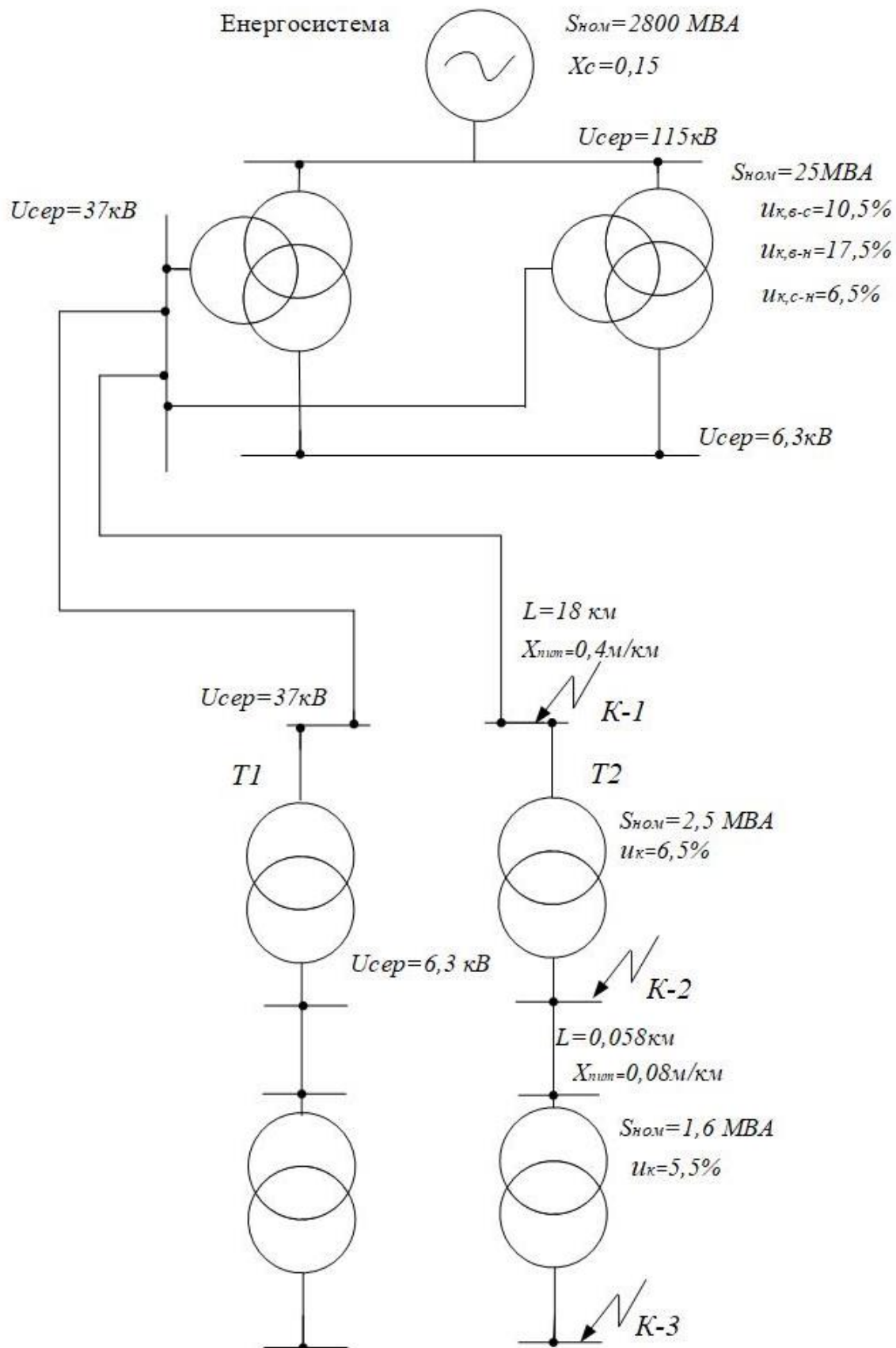


Рисунок 3.1 - Розрахункова схема електроустановки

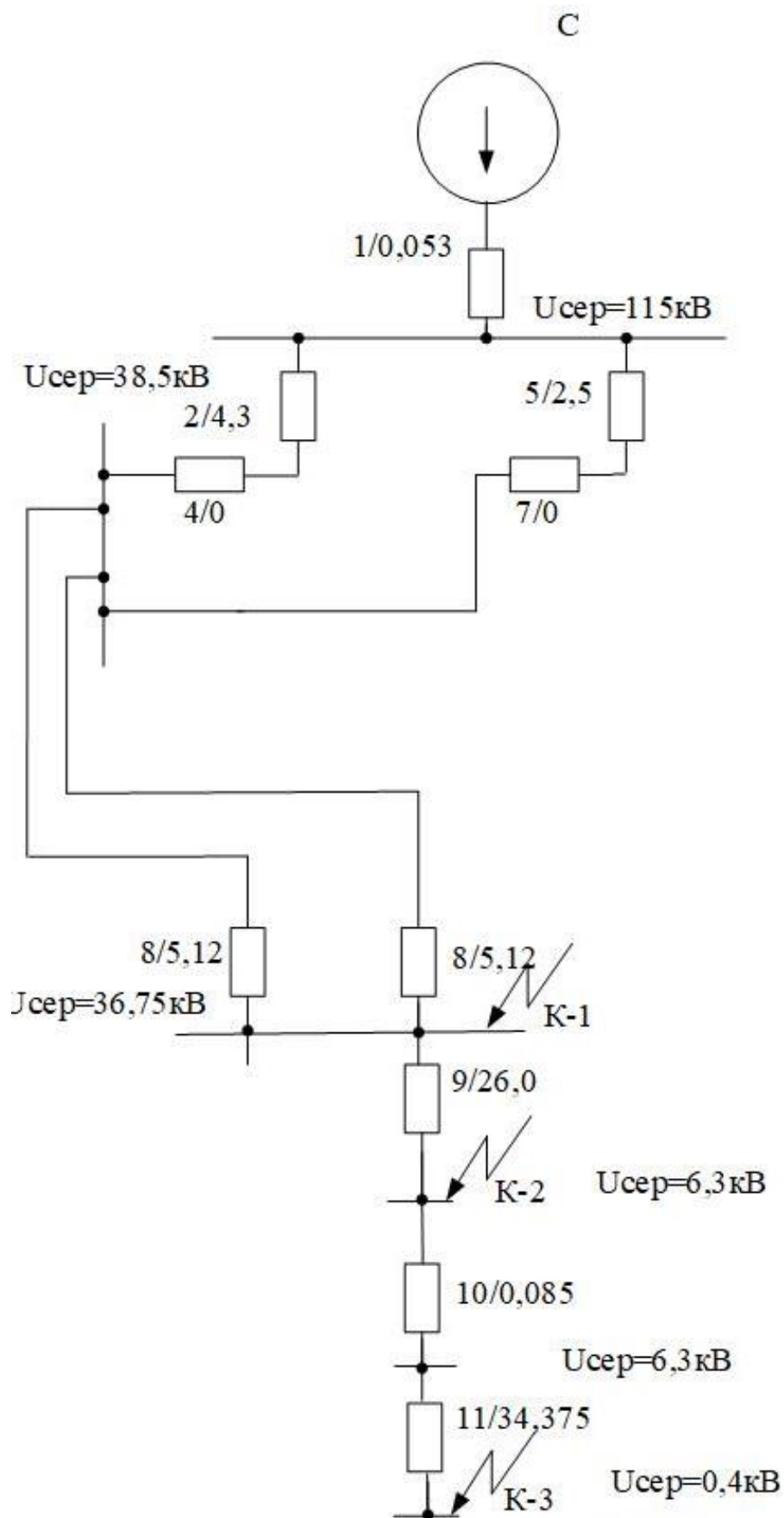


Рисунок 3.2 - Електрична схема заміщення

де

$$U_{KB}\% = 0,5(U_{KB-c} + U_{KB-H} - U_{KC-H}); \% \quad (3.3)$$

$$U_{KB}\% = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,75 \%;$$

$$X_2 = X_5 = 10,75 \cdot 1000 / 100 \cdot 25 = 4,3.$$

2) обмоток СН:

$$X_4 = X_7 = I_{KC\%} \cdot S_6 / 100 \cdot S_{НОМ.Т}; \%;$$

$$U_{KC\%} = 0,5(U_{KB-c} + U_{KC-H} - U_{KB-H}); \% \quad (3.4)$$

$$U_{KC\%} = 0,5(10,5 + 6 - 17) = 0 \%$$

$$X_6 = X_3 = 0 \cdot 1000 / 100 \cdot 25 = 0$$

3) обмоток НН:

$$X_3 = X_6 = U_{KH\%} \cdot S_6 / 100 \cdot S_{НОМ.Т}; \%;$$

$$U_{KH\%} = 0,5(U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-c}); \% \quad (3.5)$$

$$U_{KH\%} = 0,5(17 + 6 - 10,5) = 6,25 \%;$$

$$X_4 = X_7 = 6,25 \cdot 1000 / 100 \cdot 25 = 2,5.$$

3. Визначаємо опір повітряних ліній від підстанцій до ГПП:

$$X_{ПЛ} = X_{num} \cdot e \cdot S_6 / U_{сер}^2 S_{НОМ} \quad (3.6)$$

$$X_8 = 0,4 \cdot 18 \cdot 1000 / 37,5^2 = 4,27.$$

4. Визначаємо опір силових трансформаторів на ГПП:

$$X_{ТР} = U_K \cdot S_6 / 100 \cdot S_{НОМ} \quad (3.7)$$

$$X_9 = 6,5 \cdot 1000 / 100 \cdot 6,3 = 11,9.$$

5. Визначаємо опір кабельних ліній від ГПП до ЦТП:

$$X_{КЛ} = X_{num} \cdot e \cdot S_6 / U_{сер}^2 \quad (3.8)$$

$$X_{10} = 0,056 \cdot 0,07 \cdot 1000 / 6^2 = 0,16.$$

6. Визначаємо опір силових трансформатора ЦТП:

$$X_{ТР} = U_K \cdot S_6 / 100 \cdot S_{НОМ Т} \quad (3.9)$$

$$X_{11} = 5,5 \cdot 1000 / 100 \cdot 1,0 = 55,0.$$



### 3.1.4 Розрахунок струмів КЗ в точці К1

Для проведення розрахунків спростуємо електричну схему заміщення до найпростішого виду. Проводимо спрощення, користуючись правилом послідовного з'єднання опорів.

$$X_{12} = \frac{(X_2 + X_4) \cdot (X_5 + X_6)}{X_2 + X_4 + X_5 + X_6} \quad (3.10)$$

$$X_{12} = \frac{0,08 + (6,72 + 0) \cdot (6,72 + 0)}{6,72 + 0 + 6,72 + 0} = 3,44;$$

$$X_{рез} = X_{12} + X_8; \quad (3.11)$$

$$X_{рез} = 3,44 + 4,27 = 7,71.$$

Кінцева електрична схема заміщення для точки К–1 представлена на рис. 3.3.

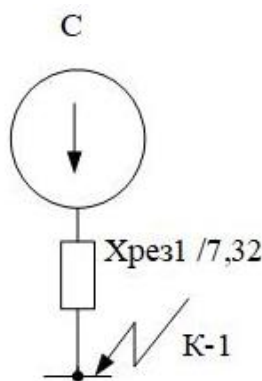


Рисунок 3.3 - Кінцева електрична схема заміщення для точки К–1

Кінцева електрична схема заміщення представлена на рис. 3.4.

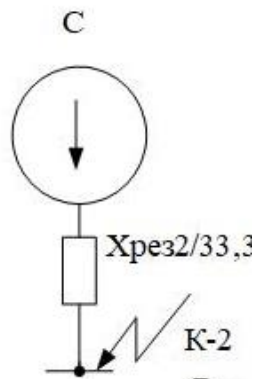


Рисунок 3.4 - Кінцева електрична схема заміщення

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						48
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо величину базисного струму в точці короткого замикання К1:

$$I_{\phi} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}, \text{ кА} \quad (3.12)$$

$$I_{\phi} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 35 = 15,6 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину періодичної складової повного струму КЗ.

$$I_{no} = \frac{U}{X_{рез}} \cdot I_{\phi}; \text{ кА} \quad (3.13)$$

$$I_{п.о} = 1 \cdot 16,5 / 7,71 = 2,14 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину ударного струму навантаження короткого замикання.

$$i_y = \sqrt{2} \times I_{no} \times K_y; \text{ кА} \quad (3.14)$$

$$K_y = 1,6 \text{ по табл. 3.8 [6];}$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 2,14 \cdot 1,6 = 4,84 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину періодичної та аперіодичної складової повного струму короткого замикання.

За розрахунковий час приймаємо:

$$\eta = t_{p.3} + t_{b.b}; \text{ с} \quad (3.15)$$

де  $t_{p.3} = 0,01 \text{ с}$  – тривалість дії вимикача;

$t_{b.b} = 0,05 \text{ с}$  для точки К-3;

$$\eta = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.}$$

Періодична складова:

$$I_{пт} = I_{п.о} = \text{const} = 2,14 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова:

$$i_{a.т.} = \sqrt{2} I_{no} \times e^{-\tau/Ta}; \text{ кА} \quad (3.16)$$

де  $T_a = 0,02 \text{ по табл. 3.8 [6];}$

$$I_{ат.} = \sqrt{2} \cdot 2,14 e^{-0,08 / 0,02} = 0,142 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину теплового імпульсу у точці К1:

$$B_k = I_{п.о}^2 (I \text{ відк} + Ta); [\text{к.А.с}^2] \quad (3.17)$$

$$B_{к1} = 2,14^2 (0,06 + 0,02) = 0,55 \text{ кАс}^2.$$

Результати розрахунків струмів короткого замикання заносимо у табл. 3.1.

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						49
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3.1.5 Розрахунок струмів КЗ у точці К-2

Для проведення розрахунків струму КЗ у точці К-2 використовуємо попередні перетворення.

Кінцева електрична схема заміщення зображена на рис. 3.4.

$$X_{рез2} = X_{рез1} + X_9 \quad (3.18)$$

$$X_{рез2} = 7,71 + 11,9 = 19,61.$$

Визначаємо величину базисного струму у точці К-2 по виразу (3.12).

$$I_{бк} = 1000/\sqrt{3} \cdot 6,3 = 91,75 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину періодичної складової повного струму короткого замикання в момент часу  $t = 0$ :

$$I_{п.о} = 1 \cdot 91,75 / 19,61 = 4,67 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину ударного струму короткого замикання згідно виразу 3.14.

$$K_y = 1,6 \text{ по табл. 3.8 [6].}$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 4,67 \cdot 1,6 = 10,5 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину періодичної та аперіодичної складової повного струму КЗ:

За розрахунковий час приймаємо:

$$T_H = 0.01 + 0.85 = 0.095 \text{ с.}$$

Періодична складова:

$$I_{пт} = I_{п.о} = \cos st = 4,67 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова (вираз 3.16):

де  $T_a = 0,05$  по табл. 3.8 [6];

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,67 e^{-0,08 / 0,02} = 0,06 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину теплового імпульсу у точці К2 з виразу 3.17

$$W_{к2} = 4,67^2 (0,095 + 0,05) = 3,16 \text{ кАс}^2.$$

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		50

### 3.1.6 Розрахунок струмів КЗ у точці К-3

Для проведення розрахунків струму КЗ у точці К-3 використовуємо попередні перетворення.

Кінцева електрична схема заміщення зображена на рис. 3.5.

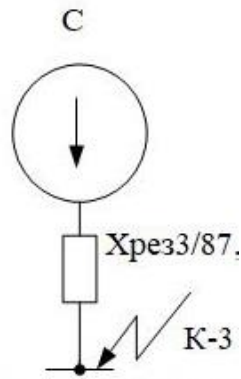


Рисунок 3.5 - Кінцева електрична схема заміщення

$$X_{рез3} = X_{рез2} + X_{I0} + X_{I1} \quad (3.19)$$

$$X_{рез2} = 19,61 + 0,16 + 55,0 = 74,77.$$

Визначаємо величину базисного струму в точці короткого замикання К-3 по виразу (3.12):

$$I_{бк} = 1000/\sqrt{3} \cdot 0,4 = 1445 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину періодичної складової повного струму короткого замикання в момент часу  $t = 0$ :

$$I_{п.о} = 1 \cdot 1445/74,77 = 26,69 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину ударного струму короткого замикання:

$$K_y = 1,369 \text{ по табл. 3.8 [6].}$$

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 26,69 \cdot 1,369 = 51,88 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину періодичної та аперіодичної складових повного струму КЗ:

За розрахунковий час приймаємо:

$$t_{пз} = 0,01 \text{ с;}$$

$$t_{вв} = 0,12 \text{ с;}$$

$$\eta = 0,01 + 0,12 = 0,13 \text{ с.}$$

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						51
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Періодична складова:

$$I_{пт} = I_{п.0} = \text{const} = 26,69 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова (вираз 3.16):

де  $T_a = 0,01$  по табл. 3.8 [6]:

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot 26,69 e^{-0,08 / 0,02} = 0,03 \text{ кА.}$$

Визначаємо величину теплового імпульсу у точці КЗ з виразу 3.17:

$$B_{кз} = 26,69^2 (0,01 + 0,19) = 142,47 \text{ кАс}^2.$$

Результати обчислень струмів КЗ в точках К-1, К-2, К-3 зводимо у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати обчислень струмів КЗ в точках К-1, К-2, К-3

Точка	$U_0,$ кВ	$I_0,$ кВ	$X_{рез}$	$I_{н.о},$ кА	$I_y,$ кА	$I_{н.м},$ кА	$I_{о.м},$ кА	$B_k,$ кА <sup>2</sup> с
К-3								
К-1	1.0	15.6	7.71	2.14	4.84	0.008	2.14	0.55
К-2	1.0	91.75	19.61	4.67	10.5	0.006	4.67	3.16
К-3	1.0	1445	74.774	26.69	51.88	0.03	26.69	142.47

### 3.2 Вибір та перевірка електричних апаратів

Вибір та перевірка електричних апаратів представлена в Додатку А.

### 3.3 Описання конструктивного виконання системи електропостачання

Проектування системи електропостачання заданого підприємства виконане згідно вимог ПУЕ норм технологічного проектування підстанцій, вказівок по компенсації реактивної потужності та інших нормативних документів.

Спроектована мережа електропостачання включає в себе зовнішнє електропостачання, головну понижуючу підстанцію, внутрішньозаводські мережі,

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		52

цехові трансформаторні підстанції, розподільний пристрій для живлення двигунів 6 кВ. Зовнішня система електропостачання – це районна понижуюча підстанція №1 - джерело живлення, двоколова повітряна лінія 35 кВ на залізобетонних опорах з проводами АС -95/16 довжиною 18 км.

Головна понижуюча підстанція – двотрансформаторні з установкою трансформаторів ТМН-6300/35.

Розподільний пристрій високої напруги (35 кВ) спроектований відкритого типу по схемі «Два блока ліній трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку лінії».

Розподільний пристрій низької напруги (6 кВ) передбачено виконати із комірок комплектного розподільного пристрою зовнішньої установки, виконаного за схемою «Одна секційована система збірних шин». Внутрішньозаводські розподільні пристрої являють собою силові кабельні лінії прокладені у траншеях. Розподільна мережа виконана за радіальною схемою.

Цехові трансформаторні підстанції спроектовано двотрансформаторними, внутрішньої установки, змонтовані на території цеху в місцях максимального наближення до центрів електричних навантажень з трансформаторами типу ТМ.

Компенсацію реактивної потужності спроектовано виконувати при допомозі комплектних конденсаторних установок номінальною напругою 0,4 кВ, приєднаних до окремих секцій збірних шин цехових трансформаторних підстанцій.

### 3.4 Розрахунок релейного захисту

Згідно вимог ПУЕ на трансформаторах встановлюються наступні види захисту:

1. поздовжній диференційний струмовий захист від міжфазних КЗ;
2. захист від замикань на землю;
3. захист від замикань однієї фази – газовий захист;
4. захист від зовнішніх КЗ;

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		53

5. захист від симетричних перевантажень.

Розрахунок поздовжнього диференційного захисту.

Для розрахунку перевіряємо можливість використання реле серії РНТ-560.

Визначаємо первинні номінальні струми на сторонах трансформатора:

$$I_{ном} = S_{ном.тр} \cdot \frac{10^{-3}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}; \text{ А} \quad (3.20)$$

$$I_{1\ 35кВ} = 6300/\sqrt{3} \cdot 36,6 = 99,49 \text{ А};$$

$$I_{1\ 6кВ} = 6300/\sqrt{3} \cdot 10,5 = 364,16 \text{ А}.$$

Визначення коефіцієнта трансформації трансформатора струму.

Для підвищення надійності захисту та зменшення похибки трансформаторів струму приймаємо завищені коефіцієнти трансформації.

$$K_{35} = 100/5 \quad K_6 = 300/5$$

$$I_{ном\ в} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_1} \quad (3.21)$$

$$I_{1\ 35кВ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 99,49}{100/5} = 8,6;$$

$$I_{1\ 10кВ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 364,16}{300/5} = 10,5.$$

Для визначення струму спрацювання диф. захисту знаходимо струм небалансу при зовнішньому КЗ в максимальному режимі системи і при мінімальних  $X_{тр}$ .

При межах регулювання  $+10 \times 1,5\%$  до  $8 \times 1,5\%$ , визначаємо опір трансформатора приведенного до сторони ВН.

$$U_{к.мін} = 8,7\% \quad U_{к.макс} = 12,36\%.$$

Визначаємо коефіцієнт впливу РПА на величину опорів трансформатора:

$$\alpha = I \pm n \Delta U_{рег} \% / 100; \quad (3.22)$$

$$\alpha_{мін} = 0,85 \quad \alpha_{макс} = 1,15;$$

$$X_{т.макс} = U_{к.макс} \cdot U_{вн}^2 \cdot \alpha_{макс}^2 / 100 \cdot S_{номт}; \text{ Ом}; \quad (3.23)$$

$$X_{т.мін} = U_{к.мін} \cdot U_{вн}^2 \cdot \alpha_{мін}^2 / 100 \cdot S_{номт}; \text{ Ом}; \quad (3.24)$$

$$X_{т.макс} = 12,36 \cdot 35^2 \cdot 1,15^2 / 100 \cdot 6,3 = 201,8 \text{ Ом};$$

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						54
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_{T.\text{мін}} = 8,7 \cdot 35^2 \cdot 0,88^2 / 100 \cdot 6,3 = 83,1 \text{ Ом.}$$

Визначаємо опір енергосистеми:

$$X_{c.\text{макс}} = U_{\text{ср } 2.\text{вн}} / S_{c.\text{макс}}; \text{ Ом} \quad (3.25)$$

$$X_{c.\text{мін}} = U_{\text{ср } 2.\text{нн}} / S_{c.\text{мін}}; \text{ Ом} \quad (3.26)$$

$$X_{c.\text{макс}} = 37^2 / 14600 = 0,094 \text{ Ом};$$

$$X_{c.\text{мін}} = 37^2 / 0,9 \cdot 14600 = 0,104 \text{ Ом.}$$

Розрахунок струму КЗ на стороні НН:

$$I_{T(3)\text{ав.макс}} = U_{\text{нн,макс}} \cdot K_{\text{мін,рег}} / \sqrt{3} (X_{c.\text{макс}} + X_{\text{л}} + X_{T.\text{мін}}); \text{ А} \quad (3.27)$$

$$I_{T(3)\text{ав.макс}} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 35 / 6,3 \cdot 0,88}{\sqrt{3} \cdot (0,94 + 8,2024)} = 3367,6 \text{ А}$$

$$I_{T(3)\text{мін,рег}} = S_{\text{ном.т}} \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}} \cdot \alpha_{\text{мін}}; \text{ А} \quad (3.28)$$

$$I_{T(3)\text{мін,рег}} = 6300 \cdot \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,88 = 297,9 \text{ А}$$

$$I_{T.\text{макс}} = I_{T3.\text{ав.макс}} + 0,6 \cdot I_{T.\text{мін,рег}}; \text{ А} \quad (3.29)$$

$$I_{T.\text{макс}} = 3367,6 + 0,6 \cdot 118,23 = 3485,84 \text{ А.}$$

$$I_{T(3).\text{мін}} = U_{\text{нн}} \cdot 10^3 \cdot (U_{\text{вн}} / U_{\text{нн}}) \cdot \alpha_{\text{макс}} / \sqrt{3} \cdot (X_{c.\text{мін}} + X_{\text{л}} + X_{T.\text{макс}}); \text{ А} \quad (3.30)$$

$$I_{T(3).\text{мін}} = 10 \cdot 10^3 \cdot (37 / 6,3) \cdot 1,15 / \sqrt{3} (0,104 + 80,09) = 458,4 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацювання диференційного захисту встановлюємо за двома умовами:

а) за умовою відстройки від кидку струму намагнічування:

$$I_{(3)\text{с.з}} \geq K_n \cdot I_{\text{т.мін,рег}}; \text{ А} \quad (3.31)$$

де  $K_n = 1,3$ ;

$$I_{(3)\text{с.з}} \geq 1,3 \cdot 118,23 = 153,7 \text{ А.}$$

б) за умовою відстройки по максимального струму небалансу:

$$I_{\text{с.з}} \geq I_{\text{нб роз}} \cdot K_n, \text{ А} \quad (3.32)$$

Розрахунковий струм небалансу при зовнішньому КЗ без урахування  $I_{\text{нб}}$ :

$$I_{\text{нб}} = K_n (K_{\text{анер}} \cdot K_{\text{одн}} E + \Delta I_{\text{рег}}) I_{K(3).\text{макс}}; \text{ А} \quad (3.33)$$

$$I_{\text{нб}} = (1 \times 1 \times 0,1 + 0,12) \times 3485,84 = 766,9 \text{ А.}$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 766,9 = 996,95 \text{ А.}$$

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
						55
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



Попередньо приймаємо  $I_{с.з} = 650$  А.

Визначення струму спрацювання реле на основній стороні:

$$I_{ср.вн} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх}}{n_{т.вн}} \quad (3.34)$$

$$I_{ср.вн} = \frac{1000 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 56,29 \text{ А.}$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості з реле РНТ:

$$K_{у.мін} = \frac{1,5 I_{к^{(3)}_{мін}}}{I_{вн} \cdot I_{ср.вн}} \geq 2 \quad (3.35)$$

$$K_{у.мін} = \frac{1,5 \cdot 10 \cdot 290,12}{120 \cdot 86,5} = 3,9 > 2.$$

Так як захист має достатню чутливість, то краще використовуватись у виконанні з реле РНТ-565.

### 3.5 Розрахунок заземлюючого пристрою

Розрахунок заземлюючого пристрою представлено в Додатку Б.

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		56

## 4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

### 4.1 Вібрація, її дія на організм людини і гігієнічне нормування

В останні десятиліття в зв'язку з впровадженням вібраційної техніки в різні галузі народного господарства значно збільшився контингент працівників, які зазнають в процесі праці впливу вібрації. Вібрація - це складний коливальний процес, який виникає при періодичному зміщенні центру ваги будь-якого тіла від положення рівноваги. Аналіз виробничої вібрації представляє великі труднощі, так як коливання машин та іншого обладнання не є простими гармонійними коливаннями; їм властива аперіодична або квазіперіодичність, часто вони носять імпульсний характер. Основними параметрами, що характеризують вібрацію, що діє за синусоїдальним законом, є: амплітуда зсуву - найбільше відхилення коливної точки від положення рівноваги  $A$ , м; коливальна швидкість - максимальне з значень швидкості точки  $V$ , м/с; коливальне прискорення - максимальне з значень прискорень точки  $Q$ , м/с<sup>2</sup>; частота  $f$ , Гц. При частоті більше 16 ... 20 Гц вібрація супроводжується шумом. Людина починає відчувати вібрацію при швидкості коливань приблизно  $1 \cdot 10^{-4}$  м/с, а при швидкості 1 м/с виникають больові відчуття. Залежно від способу передачі вібрації тілу людини розрізняють локальну (місцеву) вібрацію, що передається через руки людини, і загальну, що передається на тіло сидячої або стоячої людини через опорні поверхні тіла. У реальних умовах часто має місце поєднання цих вібрацій.

Вплив вібрації на людину залежить і від напрямку її дії. Тому вібрація підрозділяється на діючу вздовж осей ортогональної системи координат  $X$ ,  $Y$ ,  $Z$  (для загальної вібрації), де  $Z$  - вертикальна вісь, а  $X$  і  $Y$  - горизонтальні осі (рис. 4.1, а, б); діючу вздовж осей ортогональної системи координат  $X_r$ ,  $Y_r$ ,  $Z_r$  (для

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ							
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата								
Розроб.		Корчевський В.А.			4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ				Літ.	Арк.	Акрушів	
Керівник		Вакуленко О. О.									57	4
Консульт.		Гурик О.Я.							ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41			
Н. Контр.		Вакуленко О. О.										
Затверд.		Тарасенко М.Г.										

локальної вібрації), де вісь  $X_r$  збігається з віссю місць охоплення джерела вібрації, а вісь  $Z_r$  лежить в площині, утвореної віссю  $X_r$  і напрямом подачі або прикладання сили (рис. 4.2, а, б). Загальна вібрація залежно від джерела її виникнення і може бути трьох категорій: 1 - транспортна вібрація, що впливає на операторів (водіїв) рухомих машин і транспортних засобів при їх русі по місцевості, агрофонах і дорогах (в тому числі при їх будівництві); 2 - транспортно-технологічна вібрація, яка діє на операторів машин з обмеженим переміщенням тільки по спеціально підготовленим поверхням виробничих приміщень, промислових майданчиків та гірничих виробок (екскаваторів, вантажопідіймальних кранів, гірничих машин, колійних машин, бетоноукладачів і ін.); 3 - технологічна вібрація, яка діє на операторів стаціонарних машин або передається на робочі місця, які не мають джерел вібрації (верстати, електричні машини, насоси, вентилятори, бурові установки і т. п.). Залежно від характеристики робочих місць ця категорія поділяється на групи 3а, 3б, 3в, 3г. Ступінь і характер впливу вібрації на організм людини залежать від виду вібрації, її параметрів і напрямки впливу.

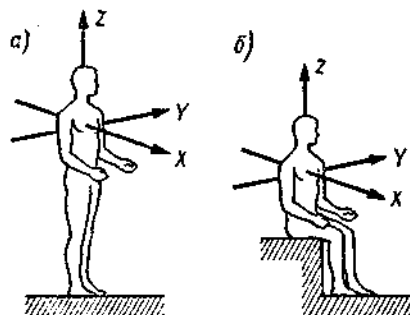


Рисунок 4.1 - Напрям координатних осей при дії загальної вібрації: а - положення стоячи, б - положення сидючи; вісь  $Z$  - вертикальна, перпендикулярна опорної поверхні; вісь  $X$  - горизонтальна від спини до грудей; вісь  $Y$  - горизонтальна від правого плеча до лівого.

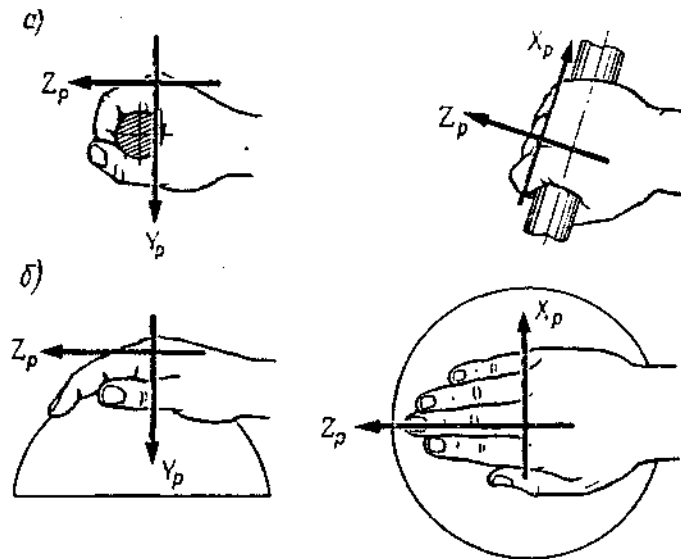


Рисунок 4.2 - Напрямок координатних осей при дії локальної вібрації: а - при охопленні циліндричних (і торцевих) поверхонь; б - при охопленні сферичних поверхонь

Тіло людини можна розглядати як поєднання мас з пружними елементами. Вельми небезпечними є коливання робочих місць, що мають частоту, резонансну з коливаннями окремих органів або частин тіла людини. Для більшості внутрішніх органів власні частоти лежать в області 6 ... 9 Гц. Для стоячої на вібруючій поверхні людини є два резонансних піки на частотах 5 ... 12 і 17 ... 25 Гц, для сидячої - на частотах 4 ... 6 Гц. У певних умовах вібрація надає благополучну дію на організм людини і застосовується в медицині для поліпшення функціонального стану нервової системи, прискорення загоєння ран, поліпшення кровообігу, лікування радикулітів і т. п. Однак у виробничих умовах тривалий вплив вібрації призводить до різних порушень здоров'я людини і в кінцевому рахунку - до «вібраційної хвороби».

Найбільш поширені захворювання, викликані локальною вібрацією. При роботі з ручними машинами, вібрації які найбільш інтенсивна в високочастотній області спектру (вище 125 Гц), виникають в основному судинні хвороби, що супроводжуються спазмом периферичних судин. Локальна вібрація, що має широкий частотний спектр, часто з наявністю ударів (клепка, зруб, буріння), викликають різну ступінь судинних, нервово-м'язових, кістково-суглобових і

інших порушень. Загальна вібрація справляє негативний вплив на нервову систему, настають зміни в серцево-судинній системі, вестибулярний апарат, порушується обмін речовин. При спільній дії загальної та місцевої вібрації (у водіїв важких машин, екскаваторників, бульдозеристів і ін.) До ураження нервової системи приєднуються вегетативно-судинні, вестибулярні та інші розлади. Таким чином, вібраційна хвороба пов'язана в основному з порушенням діяльності різних відділів нервової системи. Сприяють виникненню захворювання такі супутні фактори, як охолодження, великі статичні зусилля, знижений атмосферний тиск, виробничий шум. Стандарт рекомендує гігієнічну оцінку вібрації, яка впливає на людину у виробничих умовах, одним з таких методів: частотним (спектральним) аналізом нормованого параметра; інтегральною оцінкою за частотою нормованого параметра; дозою вібрації. Залежно від прийнятого методу оцінки стандарт регламентує різні параметри вібрації. При частотному (спектральному) аналізі нормованими параметрами є середні квадратичні значення віброшвидкості  $V$  (і їх логарифмічні рівні  $L_v$ ) або віброприскорення, а для локальної вібрації в октавних смугах частот, а для загальної вібрації в октавних або  $1/3$  смугах частот.

Логарифмічні рівні віброшвидкості  $L_v$  (дБ) визначають за

виразом: 
$$L_v = 20 \lg \frac{v}{5 \cdot 10^{-8}},$$

де  $v$  — середнє квадратичне значення віброшвидкості, м/с. При використанні методу інтегральної оцінки вібрації по частоті нормованих параметром є коректоване значення контрольованого параметра  $\tilde{U}$  (віброшвидкості або віброприскорення), яка вимірюється за допомогою спеціальних фільтрів або обчислюється за формулами. Вібрацію, що впливає на людину, нормують окремо для кожного встановленого напрямку, враховуючи, крім того, при загальній вібрації - її категорію, а при локальній - час фактичного впливу.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В роботі розроблено систему електропостачання заводу вимірювальних приладів.

При виконанні роботи отримано наступні результати:

1. Розрахункові навантаження ремонтно-механічного цеху становлять 125 кВА; розрахункове навантаження заводу вимірювальних приладів становить 3835 кВА.

2. Величина реактивної потужності, одержана з мережі, становить 639 кВАр. Величина реактивної потужності, що необхідно скомпенсувати, становить 1703 кВАр. Компенсацію запропоновано на стороні 0,4 кВ.

3. Побудована картограма електричних навантажень підрозділів та цехів.

4. Запропоновано електричні схеми та устаткування системи зовнішнього електропостачання заводу вимірювальних приладів. Згідно проведених техніко-економічних розрахунків, кращим є I варіант – схема на 35 кВ. Вибрано 2 силових трансформатори типу ТМН-2500/35.

5. Запропоновані електричні схеми системи внутрішнього електропостачання заводу вимірювальних приладів. Згідно проведених техніко-економічних розрахунків, кращим є I варіант – схема на 6 кВ. Встановлено два трансформатори типу ТМ-1000/6, два - ТМ-1600/6, РП на 6 кВ.

6. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Здійснено вибір та перевірку електричних апаратів.

7. РП ВН 35 кВ спроектований відкритого типу по схемі «Два блока лінія трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку лінії». РП НН 6 кВ виконано за схемою «Одна секційована система збірних шин».

8. Проведено розрахунок релейного захисту.

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Корчевський В.А.			ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Вакуленко О.О.					61	1
Консуьлт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Б.А.Князевський, Б.Ю.Липкин "Електроснабження промислових підприємств" М: "Енергія" 1986
2. Л.Л.Кановалова, Л.Д.Рожкова "Електроснабження промислових підприємств і установок" М: "Вища школа" 1986
3. Б.Н.Неклепаєв, І.П.Крючков "Електрична частина станцій і підстанцій" справочні матеріали для курсового і дипломного проектування М: "Енергоатомиздат", 1989
4. С.С.Рокотян, І.М.Шапіро "Справочник по проектуванню електроенергетических систем" М: "Енегроатомиздат" 1985
5. Л.Д.Рожкова, В.С.Козулін "Електрооборудование станцій і підстанцій" М: "Енергоатомиздат" 1989
6. В.С.Алексєєв і інші "Реле захисту" М: "Енергія" 1976
7. Методичні вказівки по розрахунку ТЕП в курсовому та дипломному проектуванні. Виноградів, 1998
8. ДНАОП. Правила безпечної експлуатації електроустановок.
9. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України,. - К., 2017.
10. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: Підручник. 2-ге вид., перероб. і доп. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2009. – 436 с.
11. <https://samelectryk.in.ua/електропостачання/електричні-сітки/891-які-бувають-категорії-надійності-електропостачання-по-пуе.html>.

					КРБ 19–029.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	Літ.	Арк.	Акресів
Розроб.		Корчевський В.А.						
Перевір.		Вакуленко О.О.					62	1
Консульт.						ТНТУ, ФПТ, ЕТс-41		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М.Г.						

# ДОДАТКИ



## Додаток А

## Вибір та перевірка електричних апаратів

Необхідно виконати у колі трансформатора ГПП на стороні ВН, НН та на стороні 0,4 кВ найбільш віддаленої ЦТП.

Вибір та перевірка електричних апаратів у колі трансформатора ГПП на стороні ВН.

У колі трансформатора ГПП на стороні ВН необхідно вибрати вимикач та роз'єднувач.

Визначаємо струм, який буде протікати у нормальному режимі у колі лінія-трансформатор.

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,65 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} [\text{A}]$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,65 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 63,12$$

Струм, який буде протікати у післяаварійному режимі роботи трансформатора.

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{ном}} ; [\text{A}]$$

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot 63,12 = 126,24 \text{ A}$$

З таблиці 5.2 [4] вибираємо масляний вимикач, а з таблиці 5.5 [4] - роз'єднувач

Дані вибору заносимо у табл. 1.

Таблиця 1 – Дані вибору

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані	
		Вимикач С-35М-630-10У1	Роз'єднувач РНДЗ 1-35/1000у1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}}=35\text{кВ}$	$U_{\text{ном}}=35\text{кВ}$	$U_{\text{ном}}=35\text{кВ}$
$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{макс}}=126,24\text{А}$	$I_{\text{ном}}=630\text{А}$	$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{відкл.ном}}$	$I_{\text{пт}}=2,24 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл.ном}}=10 \text{ кА}$	
$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а}}$	$i_{\text{ат}}=0,0068\text{кА}$	$i_{\text{а}}=3,55\text{кА}$	$I_{\text{дин}}=63 \text{ кА}$
$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п.о}}=2,24 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=10 \text{ кА}$	
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{у}}=5,09 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=26 \text{ кА}$	
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}}=0,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}=300 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}=2500\text{кА}^2\text{с}$

Вибір та перевірка електричних апаратів на стороні НН ГПП

У колі трансформатора необхідно вибрати:

- Вимикач високої напруги
- Роз'єднувач
- Вимірювальний трансформатор струму
- Вимірювальний трансформатор напруги .

Вибір та перевірку вимикача та роз'єднувача у колі трансформатора ГПП на стороні НН.

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,65 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 225,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot 225,4 = 450,8 \text{ А}$$

Розрахункові та каталожні дані вибраних апаратів зводимо у табл. 2.

Таблиця 2 – Розрахункові та каталожні дані вибраних апаратів

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані	
		Вимикач ВММ-10-630 У2	Роз'єднувач РВЗ 10/6300 У3
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}}=10,5\text{кВ}$	$U_{\text{ном}}=10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}}=10\text{кВ}$
$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{макс}}=450,8\text{А}$	$I_{\text{ном}}=630\text{А}$	$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{відкл.ном}}$	$I_{\text{пт}}= 3,11 \text{ А}$	$I_{\text{відкл.ном}}=10 \text{ кА}$	-
$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а}}$	$i_{\text{ат}}=0,0066 \text{ кА}$	$i_{\text{а}}= 10,0 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п.о}}= 3,11 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=10,0 \text{ кА}$	-
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{у}}= 7,07 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=25,5 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=52\text{кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}}= 1,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}=300 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}=1600\text{кА}^2\text{с}$

Вибір трансформаторів струму.

Трансформатори струму вибираються по:

- напрузі установки;
- струму;

- конструкції і класу точності;
- перевірці на електродинамічну стійкість;
- перевірці на електротермічну стійкість;
- вторинному навантаженню.

Вторинне навантаження трансформаторів струму приведено у табл. 3

Таблиця 3 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилади	Тип	Навантаження фази		
		A	B	C
Амперметр	Э – 305	0,5	-	-
Лічильник активної енергії	САЗУ-Н672 М	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	Сизу-Н673 М	2,5	-	2,5
Всього		5,5		5,0

Перевіряємо трансформатор струму по вторинному навантаженню

Визначаємо опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 ; [\text{Ом}]$$

$$r_{\text{прил}} = 5,5/25 = 0,22 \text{ Ом}$$

Визначаємо допустимий опір проводів для приєднання приладів

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} r_k ; [\text{Ом}]$$

$r_k=0,1$ - опір контактів при двох і більше приладів, Ом

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом}$$

Визначаємо переріз з'єднувальних проводів

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} [\text{мм}^2]$$

$\ell$ - (4-6)- с.375 [6]

$\rho=0,0283$ -питомий опір для алюмінію,  $\text{Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$

$$q = \frac{6 \cdot 0,283}{0,08} = 2,52 \text{ мм}^2$$

Приймаємо контрольний кабель марки АКВВГ з поперечним перерізом жил  $4 \text{ мм}^2$

$$Z_{\text{ПР}}=0,02836/4=0,042 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{П}}=0,042+0,22-0,1=0,162 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{П}}=0,162 < Z_{\text{Пдоп}}=0,4 \text{ Ом}$$

По таблиці 5.9 [4] вибираємо вимірювальний трансформатор струму типу ТПЛК-10.

Розрахункові та каталожні дані зводимо у табл. 4.

Таблиці 4 – Розрахункові та каталожні дані

Розрахункові дані	Каталожні дані ТПЛК-10 УЗ
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 450,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$I_{\text{у}} = 7,07 \text{ кА}$	Не перевіряється
$B_{\text{к}} = 1,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2916 \text{ кА}^2\text{с}$
$Z_{2\Sigma} = 0,162 \text{ Ом}$	$Z_{2 \text{ ном}} = 0,4 \text{ Ом}$

Вибір трансформаторів напруги

Умови вибору:

- по напрузі установки;
- по конструкції та схемі з'єднання обмоток;
- по складу точності;
- по вторинному навантаженню.

На кожній секції шин установлюється по одному трансформатору напруги. Прилади, які підключаються до трансформатора напруги вибираємо з табл. 4.11 [6.]

Проводимо розрахунок навантаження для трансформатора напруги в табл. 5.

Таблиця 5 – Розрахунок навантаження для трансформатора напруги

Прилад		Тип	S, ВА	К-ть обмоток	К-ть прилад	cosφ	Загальне споживання	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр (збірні шини)		Э-305	2	1	1	2	-	
Ввід 6 кВ від трансформатора	Лічильник активної енергії	И- 674	2Вт	2	1	0,38	4	9,64
	Лічильник реактивної енергії	И- 673	2 Вт	2	1	0,38	4	9,64
Лінії 10 кВ Лінії 6 кВ	Лічильник активної енергії	И- 674	3Вт	2	4	0,38	24	58,05
	Лічильник реактивної енергії	И- 673	3 Вт	2	4	0,38	24	58,05
Всього:							58	135,38

Визначаємо величину вторинного навантаження вимірювального трансформатора напруги.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{прил}}^2 + Q_{\text{прил}}^2} ; [\text{В.А}]$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{58^2 + 135,38^2} = 147,28$$

На основі розрахунків по табл. 5.13 [4] вибираємо вимірювальний трансформатор напруги НОМ-10-77У4  $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$   $U_{2\text{НОМ}} = 100 \text{ В}$

$$S_{2\text{НОМ}} = 75 \text{ В.А в класі точності } 0,5$$

Три трансформатори напруги з'єднаних у зірку мають потужність  $3 \times 75 = 225 \text{ ВА}$ , що більше  $S_{2\Sigma} = 147,28 \text{ ВА}$ .

Для приєднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ з поперечним перерізом 4 мм<sup>2</sup>.

Вибір та перевірка електричних апаратів на стороні 0,4 кВ найбільш віддаленої ЦТП.

У колі силового трансформатора на стороні 0,4 кВ необхідно вибрати автоматичний вимикач та рубильник

Умови вибору автоматичних вимикачів:

- по напрузі установки
- по тривалому струму
- по відключаючій здатності
- по конструктивному виконанню
- по постійній часу затухання

Умови вибору автоматичних рубильників:

- по напрузі установки
- по струмові навантаження
- по електродинамічній стійкості
- по конструктивному виконанню
- по термічній стійкості.

Визначаємо величину струму нормального режиму роботи:

$$I_{\text{норм}} = 0,65 \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1502,9 \text{ А}$$

Визначаємо величину струму у післяаварійному режимі роботи

$$I_{\text{макс}} = 2 \bullet 1502,9 = 3005,8 \text{ А}$$

На основі розрахунків з таблиці 6.12 [4] вибираємо автоматичний вимикач типу Є016В, а з таблиці 6.2 [4] вибираємо рубильник роз'єднувач.

Розрахункові та каталожні дані зводимо у табл. 6.

Таблиця 6 – Розрахункові та каталожні дані

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач Э016В	Рубильник Р2325
$U_{уст}=0,4 \text{ кВ}$ $I_{норм} = 1502,9 \text{ А}$ $I_{макс} = 3005,8 \text{ А}$ $I_{п.о} = 19,85 \text{ к А}$ $i_y = 38,59 \text{ к А}$ $B_k = 55,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном}=0,4\text{кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $I_{відкл.ном} = 4500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $i_{пр.ск} = 50 \text{ кА}$ $B_k=1000 \text{ кА}^2\text{с}$

## Додаток Б

## Розрахунок заземлюючого пристрою

Всі металічні частини розподільчих пристроїв, які в нормальному стані роботи не знаходяться під напругою, але можуть в будь-який час опинитися під нею в результаті пошкодження ізоляції, повинні бути надійно з'єднані з землею. Таке з'єднання називають захисним, так як його метою є захист обслуговуючого персоналу від небезпечних напруг дотику.

Заземлюючий пристрій для РП-35 кВ виконаний у вигляді контуру з полос 40х4 мм прокладений на глибині 0,7 м внутрішньої сторони огорожі. Обладнання КРП-35 кВ займає площу 22х45 м<sup>2</sup>. Загальна довжина заземлюючої полоси 45-50 м. Опір природних заземлювачів-2,3 Ом. Питомий опір ґрунту  $\beta=30$  Ом по табл. 7.3 [4].

При  $I_{кз}=27$  А опір заземлюючого пристрою в любий час пори року повинен бути:

$$R_{здоп} = \frac{U_c}{I_c}, \text{ Ом};$$

$$R_{здоп} = \frac{250}{27} = 9,26 \text{ Ом};$$

$R \leq 10$  Ом – згідно ПУЕ

Опір заземлювачів горизонтальних (з'єднувальної полоси контуру)

$$r_1 = 0,366 * \rho_{роз} * \ell * \frac{2\ell^2}{\ell b t}, \text{ Ом}$$

де  $\rho_{роз}$  - питомий опір землі,  $\rho_{роз} = 30$  Ом – чорнозем;

$\ell$  - довжина полоси;

$b$  – ширина полоси;

$t$  - глибина залягання;

$$r_1 = 0,366 * 30 * \ell * \frac{2 * 134^2}{(134 * 0,7 * 45)} = 1,5 \text{ Ом}$$

З урахуванням коефіцієнта використання полоси:

$$R_z = r_z / n_z, \text{ Ом}$$

$n_r = 0,34$  - коефіцієнт використання полоси по табл. 7.4 [6]/

Попередньо приймаємо в контурі 10 вертикальних заземлювачів.

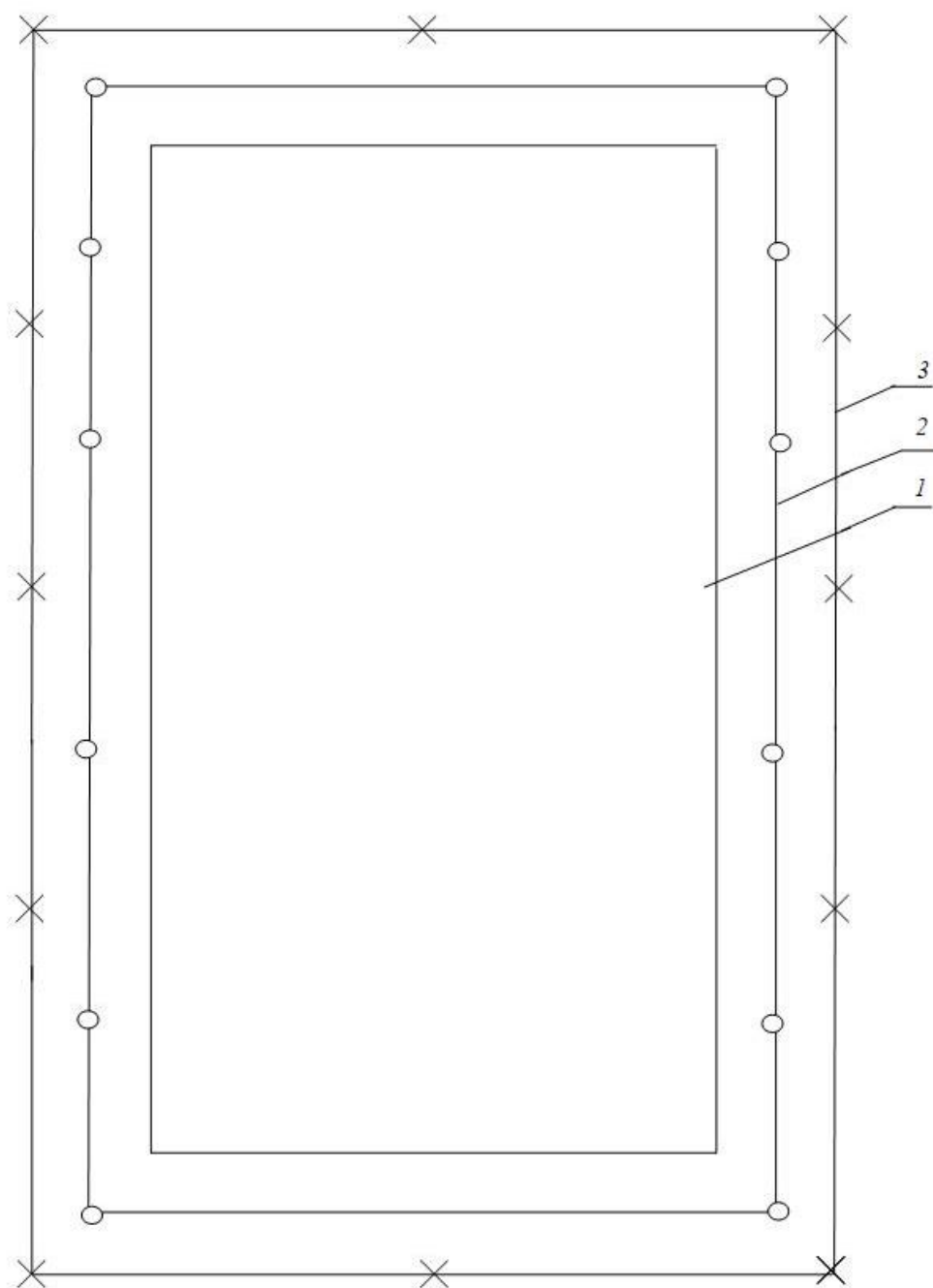


Для  $a \setminus t=1$  знаходимо коефіцієнт використання полоси

$$R_r = 1,5 / 0,34 = 4,42 \text{ Ом}$$

Так як  $R_2 < R_3$ , то вертикальних заземлювачів не потрібно.

На рис. 1 показано схему заземлення.



- 1 – Площа зайнята обладнанням  
 2 – Заземлюючий контур  
 3 – Огорожа

Рисунок 1 - Заземлення