

Міністерство освіти і науки України  
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя  
(повне найменування вищого навчального закладу)  
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(назва факультету)  
Кафедра електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

**магістр**

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: Забезпечення надійності системи електропостачання  
механічного заводу

Виконав(ла): студент(ка) VI курсу, групи ЕЕМ-61  
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Бацюра Є.В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

Сисак І. М.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

Вакуленко О. О.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тернопіль  
2021

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

Факультет 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 \_\_\_\_\_ магістр  
(назва освітнього ступеня)

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

студенту \_\_\_\_\_ Бацюрі Євгенію Вікторовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення надійності системи електропостачання механічного заводу

Керівник роботи Сисак Іван Михайлович, к.т.н.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 29 » вересня 2021 року № 4/7-807

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 грудня 2021 року

3. Вихідні дані до роботи Відомість електричних навантажень підприємства, генеральний план підприємства, відомість електричних навантажень цеху, план цеху

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

1. Генеральний план підприємства, план цеху 1л. ф – А1

2. План підприємства з попереднім розташуванням об'єктів електропостачання 1л. ф – А1

3. Схема живлення цехових підстанцій і високовольтних електроспоживачів 1л. ф – А1

4. Розрахункова схема. Схема заміщення 1л. ф – А1

5. Схема підключення 1л. ф – А1

6. План силової і розподільчої мережі цеху 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	10.2021	
2	Аналітичний розділ	10.2021	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	10.2021	
4	Проектно-конструкторський розділ	11.2021	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.2021	
6	Висновки	12.2021	
7	Оформлення пояснювальної записки	12.2021	
8	Оформлення графічної частини	12.2021	

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Бацюра Є.В.  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Сисак І.М.  
(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Бацюра Є.В. Забезпечення надійності системи електропостачання механічного заводу. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕм-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2021.

Стор. – 80; рис. – 29; табл. – 4; креслень - 6; джерел - 20; додатків - 3.

Розглянуто класифікацію відмов у системах електропостачання. Прийнято напругу лінії живлення. Розраховано повну розрахункову потужність підприємства. Здійснено розподіл джерел живлення територією підприємства. Прийнято до виконання змішану схему внутрішньозаводського електропостачання. Проведена компенсація реактивної потужності. Здійснено вибір перерізу кабелів мереж. Виконана перевірка за умовою нагрівання і за допустимою втратою напруги. Здійснено розрахунок струмів короткого замикання. Проведено вибір трансформаторів головної понижаючої підстанції. Запропоновано схему зовнішнього електропостачання. Здійснено вибір комутуючої та захисної апаратури. Проведено розрахунок штампувального цеху.

**Ключові слова:** план підприємства, електричні навантаження, короткі замикання, зовнішнє електропостачання.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Загальні відомості про об'єкт електропостачання.....	8
1.1.1 Роль підприємства у господарській діяльності.....	8
1.1.2 Технологічний процес.....	8
1.1.3 Особливості електропостачання підприємства.....	10
1.1.4 Вихідні дані.....	11
1.2 Класифікація відмов в системах електропостачання.....	14
2. РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....	18
2.1 Попередня оцінка електричних навантажень виробничих приміщень.....	18
2.2 Розрахунок електричних навантажень підприємства.....	22
2.3 Картограма електричних навантажень.....	26
2.4 Розподіл джерел живлення території підприємства.....	30
2.5 Розробка ліній електропостачання вище 1000 по території підприємства.....	42
2.6 Розробка ліній електропостачання до 1000 В територією підприємства.....	51
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі вище 1000 В.....	57
3. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ .....	61
3.1 Розробка схеми зовнішнього електропостачання.....	61
3.2 Вибір силового устаткування.....	62
3.2.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів.....	62
3.2.2 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.....	66
3.2.3 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.....	69
3.2.4 Вибір обмежувачів перенапруги та заземлювачів.....	71
3.2.5 Вибір трансформаторів власних потреб.....	71

3.2.6 Вибір плавких запобіжників.....	71
3.3 Розробка схеми закритого розподільчого пристрою.....	72
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	74
4.1 Забезпечення електробезпеки. Дія електричного струму на організм людини.....	74
4.2 Захист від випромінювань.....	77
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	78
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	79
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А. Розподіл електроприймачів цеху за пунктами живлення.....	2
Додаток Б. Розрахунок електричних навантажень виробничого приміщення	3
Додаток В. Вибір захисних апаратів та провідників.....	10

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Проблема забезпечення надійності енергетичних об'єктів являється однією із найважливіших проблем енергетики на даний час. В енергетичних системах протягом року число аварій сягає значного значення, а обсяг електричної енергії, яку недоотримав електроспоживач в їх результаті може сягати декілька мільйонів одиниць. В енергетичних системах оцінка надійності устаткування та установок, знаходження шляхів підвищення надійності стають першочерговими задачами. [19]

З залученням нової енергетичної техніки проблема надійності стає однією з самих важливих. Відомо, що при введенні нових енергетичних об'єктів, виявляються та усуваються причини ненадійної роботи устаткування та установок.

Можна виділити два основних шляхи, згідно яких можна забезпечити надійність систем електропостачання [1]: створення електроенергетичних систем із високим рівнем надійності з використанням різних видів резервування та забезпечення надійності елементів вдосконаленням конструкцій та матеріалів окремих елементів. А саме краще – поєднати ці два напрямки.

Тому, задача забезпечення надійності системи електропостачання механічного заводу є актуальною.

**Мета і завдання роботи** Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення надійності системи електропостачання механічного заводу.

Завдання:

- Розглянути класифікацію відмов у системах електропостачання;
- Здійснити вибір напруги лінії живлення;
- Розрахувати повну розрахункову потужність підприємства та штампувального цеху;
- Здійснити розподіл джерел живлення територією підприємства та штампувального цеху;

- Прийняти схему внутрішньозаводського та зовнішнього електропостачання та здійснити вибір комутуючої та захисної апаратури;
- Провести компенсацію реактивної потужності;
- Здійснити вибір перерізу кабелів та виконати їх перевірку;
- Здійснити розрахунок струмів короткого замикання;
- Провести вибір трансформаторів головної понижаючої підстанції.

**Об'єкт дослідження** – процеси режимів електроспоживання

**Предмет дослідження** – методи підвищення надійності в системі електроспоживання механічного заводу

**Наукова новизна.** Отримало подальший розвиток застосування методів підвищення надійності в мережах електроспоживання для забезпечення надійної роботи електричного устаткування механічного заводу.

**Практичне значення.** Запропоновані технічні рішення із зменшення втрат потужності в ЛЕП та заміна обладнання дасть змогу підвищити надійність роботи системи електроспоживання механічного заводу.

**Апробація результатів.** Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на X Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів “Актуальні задачі сучасних технологій” (24-25 листопада 2021 року), м. Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

**Структура роботи.** Робота складається з вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (20 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 80 сторінок, 29 таблиці, 4 рисунків.



## **1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ**

### **1.1 Загальні відомості про об'єкт електропостачання**

#### **1.1.1 Роль підприємства у господарській діяльності**

Основним завданням заводу є забезпечення необхідної продукції підприємств місцевої промисловості.

Напрямки діяльності:

- виготовлення арматури, сполучних деталей, фланців, відводів та кріпильних виробів;
- виготовлення деталей для запірної та фонтанної арматури;
- виготовлення деталей для локомотивних та вагонних депо.

Багато галузей промисловості, особливо енергетика, сільське господарство, транспорт, застосовують продукти переробки нафти і газу. Це дає змогу вважати їх основними природними енергоносіями. З нафти і газу виробляються безліч відомих продуктів споживання: паливо, будівельні матеріали, моторні олії, пластмаса, синтетичні волокна, каучуки, лаки, фарби, мінеральні добрива, а також миючі засоби, ліки та багато іншого.

#### **1.1.2 Технологічний процес**

Завод має безліч цехів, які дозволяють виробляти продукцію від і до, а також перевіряти якість виготовлення перед постачанням на ринок. На заводі є: майданчики зберігання матеріалів та виробів, цех металообробки, зварювання, зуборізний, ковальсько-пресова ділянка, трубозгинальна ділянка, складальні цехи, контрольні ділянки з випробувальними стендами.

Велика увага при виробництві приділяється якості продукції – необхідний відділ технічного контролю. Наявність конструкторського відділу,

висококваліфікованих спеціалістів на всіх ділянках виробництва, контрольних ділянок на виході виробу дозволяє забезпечити високу якість продукції.

Виробничий процес поділяється на такі етапи:

- 1) виготовлення заготовок деталей – лиття, кування, штампування;
- 2) обробка заготовок на металорізальних верстатах для отримання деталей з остаточними розмірами та формами;
- 3) складання вузлів і механізмів, тобто з'єднання окремих деталей у складальні одиниці та агрегати.

Штампування металу – це технологічна операція, завданням якої є зміна форми та розмірів заготівлі. Зміни відбуваються під впливом тиску. Штампування має високу продуктивність, тому його широко використовують у різних галузях промисловості. У серійному виробництві активно застосовується листове штампування, з його допомогою обробляють метал, пластик та інші матеріали. Найбільш новим методом є холодне штампування, як впливає з назви, це виробничі операції без попереднього нагрівання заготовки. Вона має ряд переваг, оскільки дозволяє підвищити міцність та чистоту поверхні виробу. У штампувальному цеху відбувається виготовлення виробів тиском за допомогою штампів, тобто металевих форм, контури та форма яких відповідає обрису та формі виробів.

Механічна обробка включає обробку поверхонь деталей. Для цього використовують різні свердла, різці, шліфувальні диски. Металеві заготовки завжди піддають обробці, для цього в установленому порядку застосовують металорізальні верстати.

Різновид механічної обробки можна класифікувати відповідно до характеру виконуваних робіт та виду різальних інструментів:

– Точіння. Обробка різанням зовнішніх і внутрішніх поверхонь обертання застосовується до елементів циліндричної, спіралеподібної або гвинтової форми.

– Фрезерування. Механічна обробка металу, яка полягає у наданні ріжучої дії. Основним інструментом, що використовується, є фреза, що здійснює рухи в поздовжньому напрямку.

– Свердління. Для проведення подібних операцій використовуються свердлильні верстати.

– Довбання - Вид механічної обробки, при якій основний інструмент, здійснює зворотно-поступальні рухи. Ця технологія підходить для обробки фасонних чи плоских поверхонь будь-яких металів.

– Шліфування. Проводиться наприкінці обробки деталей вирівнювання поверхонь.

Механічний цех призначений для виконання верстатних робіт з розрізання, токарної, фрезерної, шліфувальної обробки деталей, що підлягають виготовленню та обробці. У зв'язку з цим механічний цех у своєму складі має ділянку відновлення деталей з обладнанням, необхідним для цих цілей; ділянку з виготовлення деталей та запасних частин; ділянку загальних ремонтних робіт; слюсарну ділянку; склад металу та заготовок.

Останнім етапом виробництва вважається збирання. У складальному цеху збирають вироби з окремих деталей, якщо це необхідно. Також там здійснюють фарбування, упаковку. Технологія складання передбачає з'єднання та забезпечення правильного взаєморозташування та взаємодії деталей та складальних одиниць. Якість складальних робіт значно впливає на експлуатаційні якості машини, на її надійність та довговічність.

### **1.1.3 Особливості електропостачання підприємства**

Проектований об'єкт відноситься до II категорії з надійності електропостачання.

Живлення об'єкта здійснюватиметься від однієї з діючих підстанцій або безпосередньо від електростанції, залежно від встановленої потужності

підприємства та напруги ліній живлення, значення яких буде визначено подальшими розрахунками.

Відповідно до категорії об'єкта, живлення здійснюватиметься по двоколовій лінії електропередачі [2].

Необхідно також виділити цехи за категоріями надійності електропостачання. До другої категорії належать об'єкти, перебої у постачанні електроенергією яких можуть призвести до недовідпуску продукції, масового простою робітників. Таким чином, корпуси, в яких виробляються компоненти, а також здійснюється складання продукції, віднесемо до II категорії. Інші цехи, які беруть участь у технологічному процесі, відносяться до III категорії по надійності електропостачання. Також варто виділити станцію протипожежного водопостачання, яка відноситься до I категорії по надійності.

Ще одним важливим фактором є характер середовища у цеху. Спираючись на розглянутий виробничий процес, можна дійти висновку, що штампувальний цех належить до приміщень із нормальним середовищем.

#### **1.1.4 Вихідні дані**

Вихідними даними до проектування є:

1. Генеральний план підприємства (графічна частина кваліфікаційної роботи, лист 2);
2. Відомості про електричні навантаження, характеристика середовища виробничих приміщень, характеристика споживачів електроенергії (таблиця 1.1);
3. План цеху, що розглядається (графічна частина кваліфікаційної роботи, лист 2);
4. Відомості про електричні навантаження цеху (табл. 1.2);
5. Довжина лінії живлення (табл. 1.1).

Генеральний план дозволяє визначити розміри цехів та довжини майбутніх кабельних ліній, а також місце їх прокладання та місце розташування трансформаторних підстанцій (ТП).

План цеху аналогічно дозволяє визначити оптимальне розташування пунктів живлення електроприймачів і трас розподільної мережі та мережі живлення.

Відомості про електричні навантаження дають можливість визначити розрахункові потужності цехів, вибрати січення ліній, здійснити вибір обладнання.

Таблиця 1.1 - Відомість електричних навантажень підприємства

№	Споживач	Категорія	Напруга, кВ	Встановлена потужність, кВт	Середовище
1.	Збиральний цех	II	0.38	750	нормальна
2.	Побутові приміщення	III	0.38	200	нормальна
3.	Заводоуправління	III	0.38	260	нормальна
4.	Механічний цех	II	0.38	820	курна
5.	Дослідно-експериментальний цех	III	0.38	650	нормальна
6.	Цех зварювання біметалів	II	0.38	400	жарка
7.	Цех нових матеріалів	II	0.38	600	жарка
8.	Блок складів	III	0.38	120	нормальна
9.	Відкритий склад	III	0.38	40	нормальна
10.	Автокомпресорна станція	II	10 (СД) 0.38	1800 900	нормальна
11.	Штампувальний цех	II	0.38	-	нормальна
12.	Очисні споруди	II	0.38	2100	волога
13.	Насосна станція водопостачання	I	0.38	720	волога
14.	Станція протипожежного водопостачання	I	0.38	500	нормальна
15.	Ремонтно-механічний цех	III	0.38	550	нормальна
16.	Градирня 1	I	0.38	360	волога
17.	Градирня 2	I	0.38	560	волога
18.	Їдальня	II	0.38	80	нормальна
Джерело живлення віддалено на $L = 5$ км					

Таблиця 1.2 – Відомості про електричні навантаження штампувального цеху

Позначення	Найменування обладнання	Паспортна потужність, кВт	$K_b$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
1, 2	Кран-балка ПВ = 40%	10	0.1	0.50	1.73
3-5	Піч тупікова	7	0.8	0.95	0.33
6, 7	Камера для фарбування	65	0.7	0.85	0.62
8	Електропіч	21	0.8	0.95	0.33
9	Прес	26	0.25	0.65	1.17
10	Ковальський горн	12	0.8	0.95	0.33
11, 12	Електромолот	8	0.24	0.65	1.17
13	Електропіч	18	0.8	0.95	0.33
14-20,42,43	Прес	13	0.25	0.65	1.17
21, 22	Заточувальний верстат	5	0.17	0.65	1.17
23, 28	Встановлення шихтовки	50	0.75	0.95	0.33
24	Вертикально-свердлильний верстат	8	0.17	0.65	1.17
25, 26	Токарний верстат	10	0.17	0.65	1.17
27	Фрезерний верстат	22	0.17	0.65	1.17
29-36	Прес калібрувальний	16	0.25	0.65	1.17
37-39	Прес-автомат	13	0.25	0.65	1.17
40	Кран-балка ПВ = 40%	80	0.1	0.50	1.73
41, 44, 45	Розбиральна машина	60	0.12	0.50	1.73
46, 56-61	Прес-автомат	11	0.25	0.65	1.17
47-51	Машина лиття	15	0.3	0.60	1.33
52-56	Піч плавильно-роздавальна	10	0.8	0.95	0.33
62-68	Прес	40	0.25	0.65	1.17
69	Кран-балка ПВ = 25%	4	0.06	0.50	1.73
70-73,77-80	Машина лиття	50	0.3	0.60	1.33

Продовження таблиці 1.2

74-76,87, 81-84, 88	Піч плавильно-роздавальна	20	0.8	0.95	0.33
85, 86	Машина лиття	3	0.3	0.60	1.33
89, 90	Галтувальний барабан	30	0.24	0.65	1.17
91	Обдирний верстат	7	0.17	0.65	1.17
92	Свердлильний верстат	30	0.17	0.65	1.17
93	Піч плавильно-роздавальна	15	0.8	0.95	0.33
94	Кантувач	16	0.3	0.60	1.33
95	Вібрустанова	50	0.8	0.60	1.33
96	Гідронасос	30	0.8	0.85	0.62
97	Кран	20	0.35	0.50	1.73

## 1.2 Класифікація відмов в системах електропостачання

Відмова є одним із основних понять теорії надійності. Система електропостачання та її частини є об'єктом із рівнем ефективності функціонування, що змінюється. Для прикладу, під час ушкодження секціонованої лінії електропередачі відключається тільки частина даної лінії, яка означає часткову відмову ЛЕП. Неякісне та обмежене електропостачання являє собою часткові відмови функціонування систем електропостачання, на відміну від повної перерви електропостачання, коли споживач повністю втрачає електроенергію. [16]

Розрізняють наступні відмови в електропостачанні за їх тривалістю [3]:

- припинення живлення споживачів на час відновлення працездатності відмовившого елемента (4 – 24 години);

- тривалі перерви в електропостачанні споживача, зумовлені ліквідацією масових ушкоджень у системах електропостачання, викликаних, зазвичай,

гололідно-вітровими руйнуваннями опор та проводів ліній електропередач (на період до декількох діб);

- припинення живлення на час оперативних перемикачів, які виконуються черговим персоналом на ПС (кілька хвилин);

- припинення живлення споживачів на час, потрібний для включення резервного джерела живлення вручну, діями оперативно-виїзних бригад підприємств ЕМ (1,5 – 6 годин);

- короткочасна відмова в електропостачанні споживача на час автоматичного введення резервного джерела живлення або автоматичного відключення пошкодженої ділянки мережі (кілька секунд).

Відмови бувають з погляду на інформування [3]:

- позапланові відключення, відомості про які надходять споживачеві незадовго до моменту відключення;

- раптові, коли споживач не одержує ніякої інформації про відмову;

- планові відключення, про які споживача попереджують завчасно.

Аварії бувають електромережеві станційні, системні і тепломережеві. На підприємстві ЕМ аварією вважають порушення нормальної роботи ЕМ, що викликало [3]:

- перерву електропостачання одного і більше споживачів II категорії на час більше 2,5 год, для сільськогосподарських споживачів II категорії – більше 10 год;

- перерву електропостачання одного і більше споживачів I категорії, що мають живлення від двох незалежних джерел, на час, що перевищує час дії пристроїв АПВ або АВР; при невідповідності схеми живлення споживачів I категорії вимогам ПУЕ на час більше 2,5 год, а для сільськогосподарських споживачів – більше 10 год.;

- недовідпущення електроенергії споживачам в розмірі 20 тис. кВт·год та більш незалежно від тривалості перерви електропостачання;

- перерву електропостачання одного і більше споживачів III категорії на час більше 24 год;



– ушкодження повітряної 110 кВ і вище, що вимагає відновлення протягом 24 год., а також ушкодження КЛ 110 кВ, що вимагає відновлення протягом 36 год.;

– руйнування силового трансформатора потужністю 10 МВА і більше, якщо відновлення його недоцільне або неможливе;

– пожежу на підстанції з високою напругою 110 кВ і більше, що викликала її знеструмлення на час 8 годин і більше.

Системна аварія це [3]:

– робота енергосистеми з частотою нижче 49,5 Гц тривалістю більше 1 год.;

– порушення стійкості енергосистеми, поділ її на частини, що викликала відключення споживачів на загальну потужність більше 5 % від навантаження енергосистеми;

– масові відключення або ушкодження ліній електропередачі напругою 6 кВ і вище через стихійне явище, які призвели до відключення споживачів на загальну потужність більше 10 % навантаження енергосистеми.

Відмовою в роботі першого ступеня є [3]:

– недовідпущення електроенергії споживачам 5–20 тис. кВт·год;

– порушення нормальної роботи ЕМ, що викликало перерву електропостачання одного і більше споживачів III категорії на строк 8–24 год; або одного і більше споживачів II категорії на строк 0,5–2,5 год, а для сільськогосподарських споживачів – 2–10 год; одного і більше споживачів I категорії, при невідповідності схеми їхнього живлення ПУЕ;

– ушкодження ПЛ або КЛ 35, 110 кВ, що вимагає відбудовного ремонту в термін до 24 (36 год).

– ушкодження основного електроустаткування ЕМ, що вимагає відбудовного ремонту в встановлений термін;

До відмов в роботі II ступеня належать порушення нормальної роботи ЕМ, в тому числі [3]:

- недовиконання диспетчерського графіка електронавантаження або оперативного завдання диспетчера;
- перерви в електропостачанні споживачів, що не є аварією I ступеня; ушкодження деяких видів устаткування;
- знеструмлення ділянок електромережі напругою нижче 6 кВ;
- автоматичне відключення або помилкове відключення устаткування персоналом.

Аварії і відмови залежно від причин винуватців їхнього виникнення бувають з вини [3]:

- сторонніх організацій і осіб;
- інших організацій (заводів-виготовлювачів, проектних, будівельних, монтажних та ін.);
- персоналу електропідприємства або енергоуправління;
- через стихійні явища.

## 2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Попередня оцінка електричних навантажень виробничих приміщень

Розрахунок електроприймачів (ЕП) напругою до 1 кВ, що розташовуються в штампувальному цеху (на прикладі кран-балки), проводимо методом коефіцієнта розрахункової потужності, результати розрахунку зведені в табл. 2.1.

Суть методу полягає в тому, що розрахункове навантаження знаходиться за коефіцієнтом розрахункового навантаження та ефективною кількістю електроприймачів.

Вихідними для розрахунку є дані табл. 1.2, на основі яких заповнюються графи 1-3, 5-6. Коефіцієнти використання  $k_v$  та коефіцієнти потужності електроприймачів  $\cos\varphi$  є довідковими даними [4].

Паспортні потужності електроприймачів з повторно короткочасним режимом роботи (ПКР) не наводяться до  $P_B = 100\%$ .

У графу 4 записується загальна встановлена потужність однотипних ЕП:

$$P_n = \sum P_{ном} = 2 \cdot 10 + 1 \cdot 80 = 100 \text{ кВт.}$$

У графу 7 записується значення  $\text{tg}\varphi$ , що визначається як:

$$\text{tg}\varphi = \text{tg}(\arccos(\cos\varphi)) = \text{tg}(\arccos(0,5)) = 1,73.$$

Записуються значення середнього активного та реактивного навантажень за найбільш завантаженою зміну у графах 8, 9:

$$P_{см} = k_g \cdot P_{ном} = 0,1 \cdot 100 = 10 \text{ кВт}$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \text{tg}\varphi = 10 \cdot 1,73 = 17,3 \text{ кВар.}$$

Середньозважений коефіцієнт використання:

$$k_e = \frac{\sum P_{cm}}{\sum P_{ном}} = \frac{873,02}{2268} = 0,38.$$

Середньозважене значення коефіцієнта реактивної потужності:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sum Q_{cm}}{\sum P_{cm}} = \frac{734,17}{837,03} = 0,84.$$

Ефективне число електроприймачів - така кількість однорідних за режимом роботи електроприймачів однакової потужності, що обумовлює ті ж значення розрахункового навантаження, що і група різних за потужністю електроприймачів.

Для його знаходження визначаємо значення  $n \cdot P_{ном}^2$  для кожної групи електроприймачів однакової потужності (графа 10) та суму отриманих значень.

Ефективне число ЕП заноситься до графі 11:

$$n_e = \frac{(\sum P_{ном})^2}{\sum (n \cdot P_{ном}^2)} = \frac{2268^2}{81920} = 62 \text{ шт.}$$

Для знаходження розрахункової активної потужності електроприймачів необхідно знати коефіцієнт розрахункового навантаження  $K_p$ . Визначаємо коефіцієнт розрахункового навантаження активної потужності  $K_p = 0,7$  (графа 12) на основі отриманого ефективного числа електроприймачів та групового коефіцієнта використання. [4]

Розрахункова активна потужність ЕП (графа 13):

$$P_p = K_p \cdot \sum P_{cm} = 0,7 \cdot 873,02 = 618,98 \text{ кВт}$$

Розрахункова реактивна потужність на шинах цехових трансформаторних підстанцій незалежно від  $n_e$  визначається за формулою (графа 14):

$$Q_p = K_p \cdot \sum k_e P_{ном} \operatorname{tg} \varphi = 513,92 \text{ кВар.}$$

Номінальне навантаження освітлювальних приймачів визначається зразковим проектуванням цеху у програмі DIALux, використовуються світлодіодні світильники INSEL LB/S LED 100 D80 5000K G2 [5]:

$$P_{н.о.} = P_{ном} \cdot n = 0,1 \cdot 96 = 9,6 \text{ кВт},$$

де  $P_{ном}$  - потужність одного світильника, кВт;

$n$  – загальна кількість світильників.

Розрахункове навантаження освітлювальних приймачів цеху

$$P_{р.о.} = K_{с.о.} \cdot P_{н.о.} = 0,85 \cdot 9,6 = 8,16 \text{ кВт}$$

$$Q_{р.о.} = \text{tg}\varphi \cdot P_{р.о.} = 0,2 \cdot 8,16 = 1,63 \text{ кВт},$$

де  $K_{с.о.}$  - коефіцієнт використання освітлювального навантаження [4];

$\text{tg}\varphi_0$  – для світлодіодних ламп.

Визначення розрахункового навантаження цеху з урахуванням освітлення (графа 15):

$$S_p = \sqrt{(\sum P_p + P_{р.о.})^2 + (\sum Q_p + Q_{р.о.})^2} = \sqrt{(611,11 + 8,16)^2 + (513,92 + 1,63)^2} = 804,59 \text{ кВА}.$$

Визначення розрахункового струму цеху (графа 16):

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{804,59}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1222,45 \text{ А}.$$

де  $U_{ном}$  – номінальна напруга електроприймачів, кВ.

Таблиця 2.1 – Визначення розрахункових навантажень цеху

Найменування вузлів живлення та груп ЕП	Кількість ЕП, n	Встановлена потужність, наведена до ПВ = 100%		Коефіцієнт використання $k_B$	$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$	$k_B \cdot \sum P_{\text{ном}}, \text{ кВт}$	$k_B \cdot \sum P_{\text{ном}} \cdot \operatorname{tg}\phi, \text{ кВар}$	$n \cdot P_{\text{ном}}^2$	Ефективна кількість електроприймачів $n_e$	Коефіцієнт розрахункового навантаження $K_p$	Розрахункове навантаження			$I_p, \text{ А}$
		Одного ЕП (найменшого, найбільшого) $P_{\text{ном}}, \text{ кВт}$	$\sum P_{\text{ном}}, \text{ кВт}$									$P_p = K_p \cdot \sum (k_B \cdot P_{\text{ном}}), \text{ кВт}$	$Q_p = K_p \cdot \sum (k_B \cdot P_{\text{ном}} \cdot \operatorname{tg}\phi), \text{ кВар}$	$S_p = \sqrt{(P_p^2 + Q_p^2)}, \text{ кВА}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Кран-балки ПВ = 40%	3	10 ÷ 80	100	0.10	0.50	1.73	10.00	17.30	6600						
Преси	35	11 ÷ 40	667	0.25	0.65	1.17	166.75	195.10	16799						
Кран	1	20	20	0.35	0.50	1.73	7.00	12.11	400						
Електромолот, галтувальний барабан	4	8 ÷ 30	76	0.24	0.65	1.17	18.24	21.34	1928						
Металорізальні верстати	8	5 ÷ 30	97	0.17	0.65	1.17	16.49	19.29	1747						
Розбиральна машина	3	60	180	0.12	0.50	1.73	21.60	37.37	10800						
Машина лиття	15	3 ÷ 50	481	0.30	0.60	1.33	144.30	191.92	21143						
Кран-балка ПВ = 25%	1	4	4	0.06	0.50	1.73	0.24	0.42	16						
Кантувач	1	16	16	0.30	0.60	1.33	4.80	6.38	256						
Печі, ковальський горн	21	7 ÷ 21	317	0.80	0.95	0.33	253.60	83.69	5381						
Камера для фарбування	2	65	130	0.70	0.85	0.62	91.00	56.42	8450						
Встановлення шихтівки	2	50	100	0.75	0.95	0.33	75.00	24.75	5000						
Віброустановка	1	50	50	0.80	0.60	1.33	40.00	53.20	2500						
Гідронасос	1	30	30	0.80	0.85	0.62	24.00	14.88	900						
<b>Підсумкове силове навантаження по цеху</b>	97	3 ÷ 65	2268	0.38	0.77	0.84	873.02	734.17	81920	62	0.7	611.11	513.92		
Освітлення	96	0,1	9.6	0.85	0.98	0.2	8.16	1.63	8.16	1.63					
<b>Підсумок по цеху</b>	97	2276,03	0.39	0.77	0.84	879.85	735.53	619.27	515.55	804.59	1222.45				

## 2.2 Розрахунок електричних навантажень підприємства

Розрахункова потужність підприємства визначається за розрахунковими активними та реактивними навантаженнями цехів (до і вище 1000 В) з урахуванням розрахункового навантаження освітлення цехів [18] та території підприємства, втрат потужності в трансформаторах цехових підстанцій та головної понижаючої підстанції (ГПП) та втрат у високовольтних лініях.

На початковому етапі розробки проекту, визначення наближених навантажень підприємства, потужності джерела живлення, вибору силового електротехнічного устаткування допускається використовувати метод «коефіцієнта використання».

Розрахункове силове навантаження цеху визначається за методом коефіцієнта використання на основі наступних співвідношень:

$$P_p = K_c \cdot P_y, \text{кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi, \text{кВар},$$

де  $P_n$  - сумарна встановлена потужність всіх ЕП цеху;

$K_n$  - коефіцієнт використання [4];

$\text{tg}\varphi$  – приймається за значенням коефіцієнта потужності.

Також необхідно врахувати освітлювальне навантаження, яке визначається за такими формулами:

$$P_{н.о.} = F \cdot p_n, \text{кВт}$$

$$P_{р.о.} = P_{н.о.} \cdot K_{с.о.}, \text{кВт}$$

$$Q_{р.о.} = P_{р.о.} \cdot \text{tg}\varphi, \text{кВар},$$

де  $F$  – площа цеху, м<sup>2</sup>;

$p_n$  - питома навантаження на 1 м<sup>2</sup> площі цеху, кВт/м<sup>2</sup> [6];

$K_{с.о.}$  - коефіцієнт використання освітлювального навантаження [4].

Приклад розрахунку для складального цеху:

$$P_p = K_c \cdot P_y = 0,5 \cdot 750 = 375 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 375 \cdot 1,17 = 438,42 \text{ кВар}.$$

Номинальна потужність освітлювального навантаження:

$$P_{н.о.} = F \cdot p_{уд} = 34912,56 \cdot 0,004 = 139,65 \text{ кВт}.$$

Розрахункове освітлювальне навантаження:

$$P_{р.о.} = P_{н.о.} \cdot K_{с.о.} = 139,65 \cdot 0,95 = 132,67 \text{ кВт}$$

$$Q_{р.о.} = P_{р.о.} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 132,67 \cdot 1,17 = 155,11 \text{ кВар}.$$

Повна розрахункова потужність складального цеху з урахуванням освітлювального навантаження:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{р.о.})^2 + (Q_p + Q_{р.о.})^2} = \sqrt{507,67^2 + 593,53^2} = 781,03 \text{ кВА}.$$

Розрахунки інших цехів підприємства проводяться аналогічно, дані зводимо в табл. 2.2.

Повна потужність навантаження підприємства на шинах напругою до 1000 В:

$$S_p^H = \sqrt{(P_p^H + P_{р.о.})^2 + (Q_p^H + Q_{р.о.})^2} = \sqrt{6621,48^2 + 5989,79^2} = 9004,63 \text{ кВА}.$$

Приблизно втрати потужності в цехових трансформаторах і проводах живлення [2]:

$$\Delta P_{тр} = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 9004,63 = 180,09 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{тр} = 0,1 \cdot S_p^H = 0,1 \cdot 9004,63 = 900,46 \text{ кВар},$$

$$\Delta P_{л} = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 9004,63 = 270,14 \text{ кВт},$$

де  $\Delta P_{тр}$  - втрати активної потужності в цехових трансформаторах, кВт;

$\Delta Q_{тр}$  - втрати реактивної потужності в цехових трансформаторах, кВар;

$\Delta P_{л}$  - втрати активної потужності в лініях, кВт.



Таблиця 2.2 - Зведена таблиця навантажень підприємства

Найменування цеху	Силове навантаження						Освітлювальне навантаження						Сумарне навантаження		
	P <sub>y</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	cosφ	tgφ	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВар	F, м <sup>2</sup>	кВт/м руд, <sup>2</sup>	P <sub>н.</sub> , кВт	K <sub>с.о.</sub>	P <sub>p.о.</sub> , кВт	Q <sub>p.о.</sub> , кВар	P <sub>p</sub> +P <sub>p.о.</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> +Q <sub>p.о.</sub> , кВар	S <sub>p</sub> , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Споживачі електроенергії 0,38 кВ</b>															
Збиральний цех	750	0.50	0.65	1.17	375	438.42	34912.56	0.004	139.65	0.95	132.67	155.11	507.67	593.53	781.03
Побутові приміщення	200	0.50	0.75	0.88	100	88.19	5108.99	0.004	20.44	0.80	16.35	14.42	116.35	102.61	155.13
Заводоуправління	260	0.50	0.80	0.75	130	97.50	3953.28	0.010	39.53	0.90	35.58	26.68	165.58	124.18	206.97
Механічний цех	820	0.50	0.60	1.33	410	546.67	28579.68	0.004	114.32	0.95	108.60	144.80	518.60	691.47	864.34
Дослідно-експериментальний цех	650	0.40	0.70	1.02	260	265.25	20374.89	0.008	163.00	0.95	154.85	157.98	414.85	423.23	592.64
Цех зварювання біметалів	400	0.45	0.60	1.33	180	240.00	9300.48	0.004	37.20	0.95	35.34	47.12	215.34	287.12	358.90
Цех нових матеріалів	600	0.40	0.70	1.02	240	244.85	6098.40	0.004	24.39	0.95	23.17	23.64	263.17	268.49	375.96
Блок складів	120	0.40	0.80	0.75	48	36.00	3097.20	0.004	12.39	0.60	7.43	5.57	55.43	41.57	69.29
Відкритий склад	40	0.30	0.70	1.02	12	12.24	3535.84	0.002	7.07	0.60	4.24	4.33	16.24	16.57	23.20
Авто-компресорна станція	900	0.70	0.80	0.75	630	472.50	3116.80	0.008	24.93	0.95	23.69	17.77	653.69	490.27	817.11
Штампувальний цех	2276.03	-	0.77	0.84	611.11	513.92	3500.00	-	9.6	0.85	8.16	1.63	619.27	515.55	804.59
Очисні споруди	2100	0.60	0.80	0.75	1260	945.00	3147.60	0.002	6.30	0.95	5.98	4.49	1265.98	949.49	1582.48
Насосна станція оборотного водопостачання	720	0.70	0.80	0.75	504	378.00	3306.00	0.002	6.61	0.95	6.28	4.71	510.28	382.71	637.85
Станція протипожежного водопостачання	500	0.40	0.80	0.75	200	150.00	1891.04	0.008	15.13	0.95	14.37	10.78	214.37	160.78	267.96
Ремонтно-механічний цех	550	0.50	0.60	1.33	275	366.67	9787.20	0.004	39.15	0.95	37.19	49.59	312.19	416.26	520.32
Градирия 1	360	0.70	0.80	0.75	252	189.00	1936.92	0.006	11.62	0.95	11.04	8.28	263.04	197.28	328.80
Градирия 2	560	0.70	0.80	0.75	392	294.00	2860.00	0.006	17.16	0.95	16.30	12.23	408.30	306.23	510.38
Їдальня	80	0.50	0.90	0.48	40	19.37	1922.80	0.004	7.69	0.90	6.92	3.35	46.92	22.73	52.14
Територія заводу	-	-	-	-	-	-	347040	0,00016	55.53	1	55.53	-	55.53	-	55.53
<b>Підсумок по 0,38 кВ</b>	11886.03	0.50	0.75	0.89	5919.11	5297.59	ΣF <sub>н</sub> =146429.68	-	750.14	-	702.37	69.,22	6621.48	5989.79	9004.63
<b>Споживачі електроенергії 10 кВ</b>															
Авто-компресорна станція	1800	0,70	1	0	1260	0	-	-	-	-	-	-	1260	0	1260
<b>Підсумок по 10 кВ</b>	1800	0,70	1	0	1260	0	1260	0	1260						

Сумарна розрахункова активна та реактивна потужність, віднесена до шин 10 кВ ГПП з урахуванням втрат у цехових трансформаторах та лініях живлення:

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_p^H + \sum P_p^B) \cdot K_{p.m.} + P_{p.o.} + \Delta P_{mp} + \Delta P_{л} = (5919,11 + 1260) \cdot 0,95 + 702,37 + 180,09 + 270,14 = 7972,75 \text{ кВт}$$

$$Q_{p\Sigma} = (\sum Q_p^H + \sum Q_p^B) \cdot K_{p.m.} + Q_{p.o.} + \Delta Q_{mp} = (5297,59 + 0) \cdot 0,9 + 692,22 + 900,46 = 6625,39 \text{ кВт},$$

де  $K_{p.m.} = 0,9 \div 0,95$  – коефіцієнт різночасності максимумів навантаження [7].

Повна потужність підприємства на шинах 10 кВ ГПП:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{7972,75^2 + 6625,39^2} = 10365,74 \text{ кВА}.$$

Приблизні втрати потужності у трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{mpГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 10365,74 = 207,31 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mpГПП} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 10365,74 = 1036,57 \text{ кВт}.$$

Щоб врахувати компенсацію реактивної потужності необхідно визначитися з рівнем напруги ліній живлення.

У випадку рекомендується передавати потужність до 10 МВА на напрузі 35 кВ, потужність 10-120 МВА на напрузі 110 кВ і потужність 120-150 МВА на напрузі 220-330 кВ.

Для визначення економічно доцільної величини напруги лінії живлення ГПП використовується формула Іларіонова:

$$U_{ек} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{p\Sigma} + \Delta P_{mpГПП}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5} + \frac{2500}{8,180}}} = 49,65 \text{ кВ}$$

де  $L$  - довжина лінії живлення, км.

Найближчі значення номінальної напруги лінії живлення ГПП – 35 кВ та 110 кВ. Так як потужність підприємства перевищує 10 МВА, приймаємо напругу лінії живлення ГПП  $U=110$  кВ.

Реактивна потужність, що передається з мережі енергосистеми до мережі підприємства в режимі найбільших активних навантажень для 110 кВ:

$$Q_c = \alpha \cdot (P_{p\Sigma} + \Delta P_{трГПП}) = 0,29 \cdot 8180,06 = 2372,23 \text{ кВар},$$

де  $\alpha$  - розрахунковий коефіцієнт, що відповідає середнім умовам передачі реактивної потужності по мережах системи [2].

Потужність компенсуючих пристроїв:

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{трГПП} - Q_c = 6625,39 + 1036,57 - 2372,23 = 5289,73 \text{ кВар}.$$

Повна розрахункова потужність підприємства з боку високої напруги (ВН) трансформаторів ГПП з урахуванням компенсації реактивної потужності:

$$S_{pГПП} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{трГПП})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{трГПП} - Q_{ку})^2} = \sqrt{(8180,06)^2 + (7661,96 - 5289,73)^2} = 8517,09 \text{ кВА}.$$

Таким чином, в даному підрозділі була визначена повна розрахункова потужність головної понижуючої підстанції та рівень напруги лінії, що живить ГПП.

### 2.3 Картограма електричних навантажень

Картограма навантажень є розміщенням на плані підприємства площі, обмежені колами, які у певному масштабі відповідають розрахунковим навантаженням цехів. Силові навантаження до і вище 1000 В зображуються окремими колами. Освітлювальне навантаження наноситься як сектора кола, що зображує навантаження до 1000 В.

Картограма дозволяє скласти візуальне відображення структури силових навантажень для підприємства. На основі побудованої картограми електричних навантажень визначається центр електричних навантажень (ЦЕН), який є оптимальною метою розміщення джерела живлення. У реальних умовах,

враховуючи наявність доріг, будівель та природних перешкод джерело живлення (ГПП) може бути зміщено у бік лінії живлення.

Для визначення ЦЕН енергосистеми на план території наносяться осі координат. Початок системи координат вибирається довільно. Координати кожного об'єкта  $x_i$  та  $y_i$  визначається в міліметрах щодо початку координат для точки, в якій встановлено джерело живлення об'єкта або його локальний центр навантажень (за відсутності даних допускається визначати координати геометричного центру об'єкта).

Визначаються радіуси кіл для кожного цеху:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}},$$

де  $S_{pi}$  - повна розрахункова потужність  $i$ -го цеху з урахуванням освітлення, кВА;

$m$  – масштаб визначення площі кола, постійний для всіх цехів.

Освітлювальне навантаження наноситься у вигляді сектора кола, кут сектора визначається:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot S_{p.o.i}}{S_{pi}}.$$

Приклад розрахунку для складального цеху:

$$\begin{aligned} x_i &= 96,6 \text{ мм}, \\ y_i &= 137,13 \text{ мм}, \\ S_{pi} &= 781,03 \text{ кВА}, \\ S_{p.o.i} &= \sqrt{P_{p.o.}^2 + Q_{p.o.}^2} = 204,11 \text{ кВА}, \\ r_i &= \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{781,03}{3,14 \cdot 1}} = 15,77 \text{ мм}, \\ \alpha &= \frac{360^\circ \cdot S_{p.o.i}}{S_{pi}} = \frac{360^\circ \cdot 204,11}{781,03} = 94,08^\circ. \end{aligned}$$

Для інших цехів проводиться аналогічний розрахунок, результати якого заносяться до табл. 2.3.

Координати центру електричних навантажень підприємства:

$$x_0 = \frac{\sum S_{pi} \cdot x_i}{\sum S_{pi}} = \frac{1558421,05}{10365,74} = 152,65 \text{ мм}$$

$$y_0 = \frac{\sum S_{pi} \cdot y_i}{\sum S_{pi}} = \frac{799341,34}{10365,74} = 78,3 \text{ мм}$$

Для побудови зони розсіювання ЦЕН:

$$S_x = S_y = \frac{S_{pi}}{\sum S_{pi}}$$

Параметри нормального закону розподілу:

$$\sigma_x^2 = \sum S_{xi} \cdot (x_i - x_0)^2 = 7141,68 \quad \sigma_y^2 = \sum S_{yi} \cdot (y_i - y_0)^2 = 3728,33,$$

$$h_x = \frac{1}{\sqrt{\sigma_x^2} \cdot \sqrt{2}} = 0,008,$$

$$h_y = \frac{1}{\sqrt{\sigma_y^2} \cdot \sqrt{2}} = 0,012.$$

Напівосі еліпса розсіювання:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x} = 216,51 \text{ мм} \quad R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y} = 144,34 \text{ мм}$$

Картограма навантажень наведено в графічній частині роботи.

Таблиця 2.3 - Розрахункові дані для побудови картограми навантажень

Найменування цеху	$S_{pi}$ , кВА	$S_{p.o.i.}$ , кВА	$r$ , мм	$\alpha$ , град	$x_i$ , мм	$y_i$ , мм	$S_{pi} \times x_i$ , кВА·мм	$S_{pi} \times y_i$ , кВА·мм	$S_{pi} / \sum S_{pi}$	$\sigma_{2x}$	$\sigma_{2y}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Споживачі електроенергії 0,38 кВ											
Збиральний цех	781.03	204.10	15.77	94.08	96.60	137.13	75447.50	107102.64	0.08	252.99	261.93
Побутові приміщення	155.13	21.80	7.03	50.59	98.57	180.86	15291.16	28056.81	0.01	46.84	159.79
Заводоуправління	206.97	44.47	8.12	77.36	78.64	219.74	16276.12	45479.59	0.02	115.84	407.03
Механічний цех	864.34	181.00	16.59	75.39	302.02	126.31	261047.97	109174.79	0.08	1888.14	191.97
Дослідно-експериментальний цех	592.64	221.21	13.74	134.37	87.80	68.32	52033.79	40489.16	0.06	255.68	6.74
Цех зварювання біметалів	358.90	58.90	10.69	59.08	302.20	57.43	108459.58	20611.63	0.04	785.92	16.61
Цех нових матеріалів	375.96	33.11	10.94	31.70	230.46	62.92	86643.74	23655.40	0.04	219.94	9.68
Блок складів	69.29	9.29	4.70	48.28	314.04	16.93	21759.83	1173.08	0.01	176.89	26.53
Відкритий склад	23.20	6.06	2.72	94.06	230.46	128.01	5346.67	2969.83	0.002	12.74	5.19
Авто-компресорна станція	817.11	29.61	16.13	13.05	76.23	26.14	62288.30	21359.26	0.08	457.20	212.97
Штампувальний цех	804.59	8.32	16.01	3.72	189.06	116.73	152115.79	93919.79	0.07	93.71	106.64
Очисні споруди	1582.48	7.48	22.45	1.70	115.19	27.31	182285.87	43217.53	0.15	218.86	394.40
Насосна станція оборотного водопостачання	637.85	7.85	14.25	4.43	157.29	20.37	100327.43	12993.00	0.06	0.76	204.50
Станція протипожежного водопостачання	267.96	17.96	9.24	24.14	212.32	18.60	56893.27	4984.06	0.02	85.79	91.18
Ремонтно-механічний цех	520.32	61.99	12.87	42.89	312.00	210.95	162339.84	109761.50	0.05	1215.14	844.12
Гради́рня 1	328.80	13.80	10.23	15.11	22.94	30.23	7542.67	9939.62	0.03	524.08	72.95
Гради́рня 2	510.38	20.38	12.75	14.37	184.06	156.65	93940.54	79951.03	0.05	43.82	286.68
Їдальня	52.14	7.69	4.07	53.10	44.71	221.83	2331.18	11566.22	0.005	57.74	99.11
Споживачі електроенергії 10 кВ											
Авто-компресорна станція	1260.00	-	20.03	-	76.23	26.14	96049.80	32936.40	0.12	740.91	345.12
Разом	10365.74	-	-	-	-	-	1558421.05	799341.34	-	7141.68	3728.33

## 2.4 Розподіл джерел живлення територією підприємства

Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) 6-10 кВ мають бути встановлені у центрах своїх електричних навантажень. [17]

При встановленні на великих промислових підприємствах групи цехових трансформаторів, їхня номінальна потужність визначається щільністю навантаження і вибирається однаковою (по можливості) для всієї групи.

Завантаження двотрансформаторних підстанцій за повною потужністю має перевищувати 70%, однострансформаторних - 90%. [20]

Питання вибору місць встановлення КТП безпосередньо пов'язане із забезпеченням категорії надійності електропостачання. Споживачі I та II категорії надійності вимагають двох незалежних джерел живлення, отже вони мають бути заживлені від двотрансформаторної підстанції або розподільчого пункту (РП) 0,4 кВ, що живиться від такої.

Питома щільність навантаження:

$$\sigma = \frac{S_p^H - S_4 - S_8 - S_{13} - S_{14} - S_{15}}{\sum F_u} = \frac{6589,56}{99768,56} = 0,07 \text{ кВА} / \text{м}^2,$$

$$\sigma = \frac{S_4 + S_8 + S_{13} + S_{14} + S_{15}}{\sum F_u} = \frac{2359,77}{46661,12} = 0,05 \text{ кВА} / \text{м}^2,$$

за першим виразом видно, що треба брати трансформатори з потужністю  $S_{\text{ном.т}} = 630$  кВА, їх потрібно мінімум 12 штук, але краще збільшити потужність трансформаторів до 1000 кВА, тоді їх потрібно мінімум 8 шт, що буде економічно вигідніше, тому приймає трансформатори з  $S_{\text{ном.т}} = 1000$  кВА. Цехи, виділені в окрему групу, згідно з другим виразом, живимо від трансформаторів потужністю 630 кВА.

Так як деякі цехи мають велику потужність, а також переважають цехи II категорії, то для зменшення числа трансформаторів та більш оптимального розподілу їх по території підприємства приймемо трансформатори різної потужності  $S_{\text{ном.т}} = 1000$  кВА та  $S_{\text{ном.т}} = 630$  кВА.

Мінімальна кількість цехових трансформаторів:

$$N_{\min 1000} = \frac{P_p^H + P_{p.o.}}{\beta_m \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{4955,08}{0,7 \cdot 1000} = 7,08 \text{ шт.},$$

$$N_{\min 630} = \frac{P_p^H + P_{p.o.}}{\beta_m \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{1610,88}{0,7 \cdot 630} = 3,65 \text{ шт.},$$

де  $\beta_t$  – коефіцієнт завантаження трансформатора (при переважанні навантажень II категорії на двотрансформаторних КТП та взаємному резервуванні на вторинній напрузі  $\beta_t = 0,7$ );

приймаємо  $N_{т1000} = 8$  шт. і  $N_{т630} = 4$  шт.

Вибираємо 2 КТП-СЕЦ-П у блок модулі [8]. Параметри прийнятих трансформаторів наведено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Дані щодо трансформаторів [8]

Тип	$S_{\text{ном.}}$ кВА	$U_{\text{вн.}}$ кВ	$U_{\text{нн.}}$ кВ	З'єднання обмоток	$P_{\text{хх.}}$ кВт	$P_{\text{кз.}}$ кВт	$U_{\text{к.}}$ %	$I_{\text{х.}}$ %
ТМГ-СЕЦ-1000/10	1000	10.0	0.4	$\Delta/Y0 - 11$	1.1	10.5	5.5	1.2
ТМГ-СЕЦ-630/10	630	10.0	0.4	$\Delta/Y0 - 11$	1.05	7.9	5.5	1.6

Активне навантаження, що припадає на один трансформатор:

$$P_{1(1000)} = \frac{\sum P_p^H + P_{p.o.}}{N_{m1000}} = \frac{4955,08}{8} = 619,39 \text{ кВт.},$$

$$P_{1(630)} = \frac{\sum P_p^H + P_{p.o.}}{N_{m630}} = \frac{1610,88}{4} = 402,72 \text{ кВт.}$$

Число трансформаторів, яке потрібно встановити у кожному цеху:

$$N_i = \frac{P_{pi} + P_{p.o.i}}{P_1}.$$



Навантаження цехів поєднуються таким чином, щоб трансформаторні підстанції були завантажені оптимально, а кількість трансформаторів була в межах розрахункового числа трансформаторів.

Результати розрахунків представляємо у табл. 2.5.

Таблиця 2.5 - Число трансформаторів у цехах підприємства

Найменування цехів	Категорія	$P_{pi}$ , кВт	Кількість тр-ів $N_i$ , шт
Збиральний цех	II	507.67	0.82
Побутові приміщення	III	116.35	0.19
Заводоуправління	III	165.58	0.27
Механічний цех	II	518.60	1.29
Дослідно-експериментальний цех	III	414.85	0.67
Цех зварювання біметалів	II	215.34	0.35
Цех нових матеріалів	II	263.17	0.42
Блок складів	III	55.43	0.14
Відкритий склад	III	16.24	0.03
Авто-компресорна станція	II	653.69	1.06
Штампувальний цех	II	629.96	1.02
Очисні споруди	II	1265.98	2.04
Насосна станція оборотного водопостачання	I	510.28	1.27
Станція протипожежного водопостачання	I	214.37	0.53
Ремонтно-механічний цех	III	312.19	0.78
Градирня 1	I	263.04	0.42
Градирня 2	I	408.30	0.66
Їдальня	II	46.92	0.08

На підставі розрахунків та групування навантажень на генплані підприємства проводимо розстановку цехових трансформаторних підстанцій та перевіряємо завантаження трансформаторів за активною та повною потужністю. По можливості встановлюємо їх у вузлах найбільших навантажень. Приймаємо до виконання змішану схему внутрішньозаводського електропостачання.

Розрахунок коефіцієнта завантаження за активною потужністю:

$$\beta_m = \frac{P_{pKTP}}{N_{mKTP} \cdot S_{ном.m}}$$

Розрахунок коефіцієнта завантаження за повною потужністю:

$$\beta_m = \frac{S_{pKTP}}{N_{mKTP} \cdot S_{ном.m}}$$

Результати групування навантажень та розрахунку коефіцієнтів завантаження трансформаторів зведено до табл. 2.6.

Таблиця 2.6 - Розподіл електричних навантажень за пунктами живлення

№ КТП	Нт, шт	Sном.т, кВА	Споживачі енергії (номер по генплану)	Місце розповсюдження на генплані	P <sub>p.кТП</sub> , кВт	Завантаження тр-рів з активної потужності	S <sub>p.кТП</sub> , кВА	Завантаження тр-рів повної потужності	Q <sub>p.кТП</sub> , кВар
КТП1	2	1000	1, 2, 3, 17,18	Цех №1	1244.82	0.62	1705.65	0.85	1149.28
КТП2	2	1000	6, 7, 9, 11	Цех №11	1112.7	0.56	1562.66	0.78	1087.46
КТП3	2	1000	5, 10, 16	Цех №10	1331.58	0.67	1738.55	0.87	1110.78
КТП4	2	1000	12	Цех №12	1265.98	0.63	1582.48	0.79	949.49
КТП5	2	630	4, 15	Цех №4	830.79	0.66	1384.66	1.10	1107.73
КТП6	2	630	8, 13, 14	Цех №14	780.09	0.62	975.11	0.77	585.06

Розрахунки показали, що трансформаторні підстанції перевантажені на повну потужність. Отже, необхідно провести компенсацію реактивної потужності.

Дамо порівняльну оцінку капіталовкладень щодо компенсації реактивної потужності різних варіантів.

*Варіант 1*

Варіант передбачає використання мінімальної кількості трансформаторів.

Пропускна здатність трансформаторів, прийнятих до поточної установки:

$$Q_{пр.тр} = \sqrt{(N_{тр}^{1000} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном}^{1000} + N_{тр}^{630} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном}^{630})^2 - P_{\Sigma p}^2},$$

$$Q_{пр.тр} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 1000 + 4 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 6621,48^2} = 3222,5 \text{ кВар}.$$

Цей завод має високовольтне синхронне навантаження, встановлене в компресорній. Приймаємо до розгляду синхронні двигуни серії СТД із параметрами [9]:

- номінальна напруга двигуна  $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ ;
- номінальна активна потужність  $P_{сд} = 1000 \text{ кВт}$ ;
- номінальна реактивна потужність  $Q_{сд} = 505 \text{ кВар}$ ;
- ККД  $\eta = 96\%$ .

Коефіцієнт завантаження синхронного двигуна за активною потужністю:

$$\beta_{сд} = \frac{P_{уст}}{P_{сд} \cdot n_{сд}} = \frac{1800}{1000 \cdot 2} = 0,9.$$

Найбільше допустиме навантаження двигуна по реактивній потужності  $K_{пер}=1,23$  за умов роботи [4].

Сумарна потужність від СД:

$$Q_{р.сд} = \frac{n_{сд} \cdot K_{пер} \cdot Q_{сд}}{\eta} = \frac{2 \cdot 1,23 \cdot 505}{0,96} = 1294,06 \text{ кВар}.$$

Далі приймаємо рішення, на якій стороні здійснюємо компенсацію реактивної потужності. Складемо баланс реактивної потужності у системі на рис. 2.1.

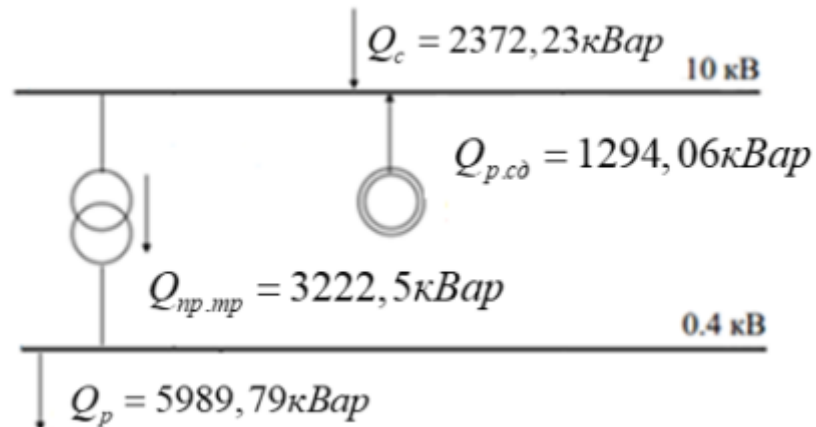


Рисунок 2.1 – Баланс потужності у системі до компенсації

Як видно з рисунка, синхронний двигун не покриває необхідну частину реактивної потужності, тому потрібно встановлення батареї конденсаторів.

$$Q_c + Q_{p.cd} = 2372,23 + 1294,06 = 3666,29 \text{ кВА} > Q_{np.mp} = 3222,5 \text{ кВар}.$$

Є різні варіанти встановлення конденсаторних установок (КУ) на стороні ВН та НН. Але в нашому випадку компенсувати можна лише на НН.

Необхідна потужність конденсаторних батарей на стороні 0,4 кВ:

$$Q_{ку}^{0,4} = Q_p - Q_{p.cd} - Q_c = 5989,79 - 1294,06 - 2372,23 = 2323,5 \text{ кВар}.$$

Прийmemo до встановлення 13 комплектних конденсаторних установок УKM-58-04-180-30У3 [4].

Таблиця 2.7 - Технічні характеристики конденсаторної установки

Тип установки	Потужність, кВАр	Кількість ступенів	Питомі втрати, кВт/кВАр	Питома вартість, у.о./кВАр
УKM-58-04-180-30У3	180	6	0.0045	9.3

Наявна потужність конденсаторних установок 0,4 кВ:

$$Q_{p.ку}^{0,4} = n_{ку} \cdot Q_{ку} = 13 \cdot 180 = 2340 \text{кВар.}$$

Складемо баланс потужності після компенсації за 0,4 кВ рис. 2.2.

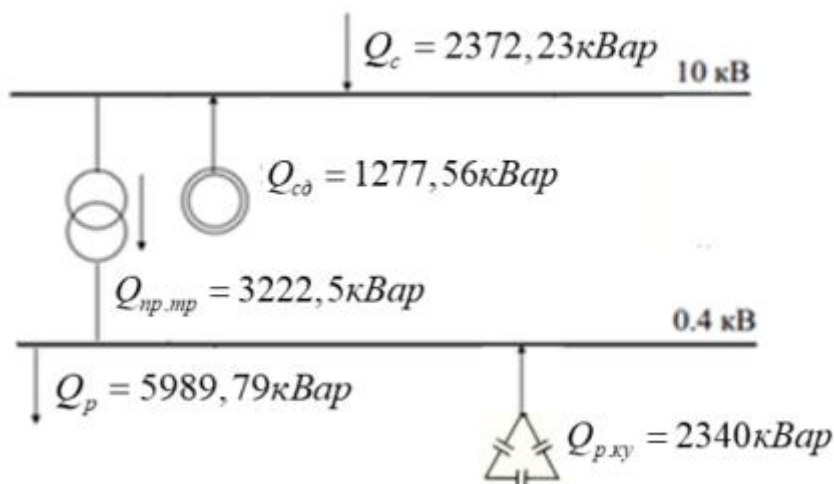


Рисунок 2.2 – Баланс потужності після компенсації на 0,4 кВ

Виникла невелика перекомпенсація з боку 0,4 кВ, вона може бути плавно усунена зниженням потужності, що генерується синхронним двигуном.

Розрахуємо питомі капіталовкладення у компенсацію реактивної потужності.

Питомі витрати на 1 кВАр генерованої потужності конденсаторними установками 0,4 кВ:

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left( \frac{U_{ку}}{U} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{ку} = 0,223 \cdot 9,3 \cdot \left( \frac{1}{1} \right)^2 + 117 \cdot 0,0045 = 2,6 \text{ у.о./кВАр}$$

де  $C_0 = 117$ , у.о./кВт – питома вартість втрат на активну потужність та виробництва з 3 робочими змінами [4];

$K_y$  - питома вартість конденсаторних установок, у.о./кВАр;

$\Delta P_{ку}$  – питомі втрати активної потужності у БК, кВт/кВАр [4];

$E = 0,223$  - сумарні щорічні відрахування від капітальних вкладень;

$U_{ку}$  - відношення номінальної напруги конденсаторів до номінальної напруги мережі (для напруги 6 - 10 кВ = 1,05 і 1 для 0,4 кВ);

$U$  – відносна величина напруги мережі у місці приєднання.

Сумарні витрати з конденсаторних установок:

$$Z_{ку} = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{р.ку} + Z_2 \cdot Q_{р.ку}^2,$$

$$Z_{ку} = 0 + 2,6 \cdot 2340 + 0 = 6084 \text{ у.о.}$$

де  $Z_0$  - постійна складова витрат, що не залежить від генерованої потужності, у.о./кВАр (для низьковольтних = 0);

$Z_1$  - питомі витрати на 1 кВАр генерованої потужності, у.о.;

$Z_2$  – питомі витрати на 1 кВАр<sup>2</sup> генерованої потужності (рівні 0 для конденсаторних установок), у.о./кВАр<sup>2</sup>.

Для груп працюючих однотипних СД з однаковим режимом роботи, питомі витрати на 1кВАр генерованої потужності:

$$Z_1 = C_0 \cdot \frac{D_1}{Q_{ном}} = 117 \cdot \frac{3,61}{505} = 0,84 \text{ у.о./кВАр}$$

де  $D_1, D_2$  - постійні коефіцієнти, що визначаються технічними параметрами СД [4].

Питомі витрати на 1кВАр<sup>2</sup> генерованої потужності:

$$Z_2 = C_0 \cdot \frac{D_2}{Q_{ном}^2 \cdot N} = 117 \cdot \frac{4,42}{505^2 \cdot 2} = 0,00083 \text{ у.о./кВАр}^2$$

Сумарні витрати по СД:

$$Z_{сд} = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{р.сд} + Z_2 \cdot Q_{р.сд}^2,$$

$$Z_{сд} = 0 + 0,84 \cdot 1294,06 + 0,00083 \cdot 1294,06^2 = 2476,92 \text{ у.о.}$$

Загальні витрати за варіантом 1:

$$Z_{вар1} = Z_{ку} + Z_{сд} = 8560,92 \text{ у.о.}$$

### Варіант 2

Збільшимо кількість трансформаторів на 1 та розрахуємо витрати на будівництво додаткової однострансформаторної підстанції 630 кВА:

$$Z_{тр} = E \cdot K_{тр} = 0,223 \cdot 17000 = 3791 \text{ у.о.}$$

де  $K_{тр}$  – вартість встановлення додаткової трансформаторної підстанції.

Перерахуємо потужність, що проходить через трансформатори:

$$Q_{пр.тр} = \sqrt{(N_{тр}^{1000} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном}^{1000} + N_{тр}^{630} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном}^{630})^2 - P_{\Sigma p}^2},$$

$$Q_{пр.тр} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 1000 + 5 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 6621,48^2} = 4132,07 \text{ кВар.}$$

Баланс представимо на рис. 2.3.

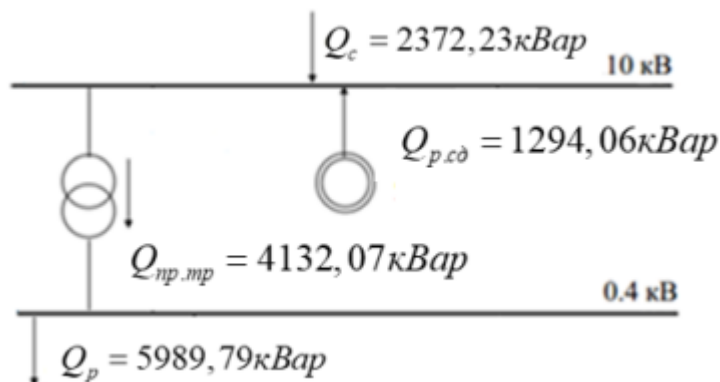


Рисунок 2.3 – Баланс потужності за додаткового трансформатора

Потужність компенсуватимемо на НН, необхідно компенсувати на стороні 0,4 кВ:

$$Q_{ку}^{0,4} = Q_p - Q_{р.сд} - Q_c = 5989,79 - 1294,06 - 2372,23 = 2323,5 \text{ кВар.}$$

Приймемо до встановлення 4 комплектні конденсаторні установки УКМ 58-04-603-67УЗ [4].

Таблиця 2.8 - Технічні характеристики конденсаторної установки

Тип установки	Потужність, кВАр	Кількість ступенів	Питомі втрати, кВт/кВАр	Питома вартість, у.о./кВАр
УКМ 58-04-603-67УЗ	603	9	0.0045	9.3

Наявна потужність конденсаторних установок 0,4 кВ:

$$Q_{p,ку}^{0,4} = n_{ку} \cdot Q_{ку} = 4 \cdot 603 = 2412 \text{ кВАр.}$$

Складемо баланс потужності після компенсації за 0,4 кВ (рис. 2.4).

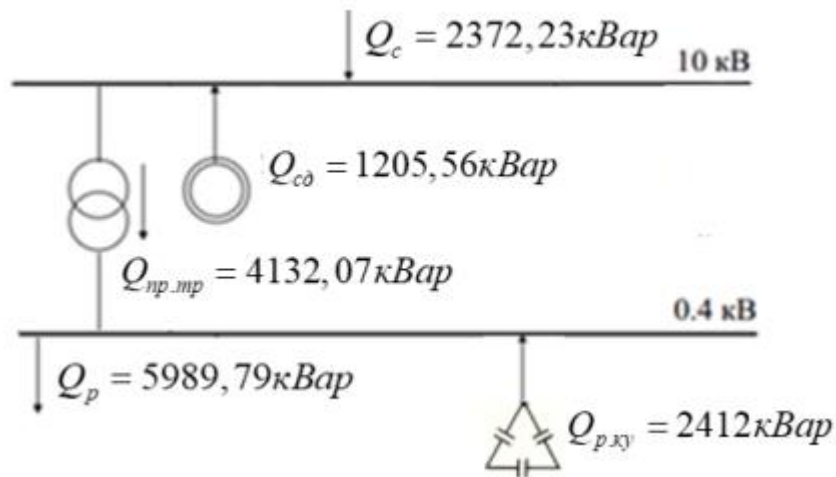


Рисунок 2.4 – Баланс потужності після компенсації на 10 кВ

Виникла невелика перекомпенсація з боку 10 кВ, вона може бути плавно усунена зниженням потужності, що генерується синхронним двигуном.

Розрахуємо питомі капіталовкладення у компенсацію реактивної потужності.

Питомі витрати на 1 кВАр генерованої потужності конденсаторними установками 0,4 кВ:



$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left( \frac{U_{ky}}{U} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{ky} = 0,223 \cdot 9,3 \cdot \left( \frac{1}{1} \right)^2 + 117 \cdot 0,0045 = 2,6 \text{ у.о./кВАр}$$

Сумарні витрати з конденсаторних установок:

$$Z_{ky} = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{p.ky} + Z_2 \cdot Q_{p.ky}^2,$$

$$Z_{ky} = 0 + 2,6 \cdot 2412 + 0 = 6271,2 \text{ у.о.}$$

Сумарні витрати по СД залишаються такими ж:

$$Z_{cd} = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{p.cd} + Z_2 \cdot Q_{p.cd}^2,$$

$$Z_{cd} = 0 + 0,84 \cdot 1294,06 + 0,00083 \cdot 1294,06^2 = 2476,92 \text{ у.о.}$$

Загальні витрати за варіантом 2:

$$Z_{var2} = Z_{ky} + Z_{cd} + Z_{mp} = 12539,12 \text{ у.о.}$$

Як можна помітити, додавання одного трансформатора збільшує питомі капіталовкладення у компенсацію реактивної потужності, отже, перший варіант є найбільш оптимальний, приймаємо концепцію до подальшого проектування системи електропостачання заводу.

#### *Розподіл компенсуючих пристроїв*

Компенсація реактивної потужності здійснюється з допомогою комплектних конденсаторних установок за 0,4 і 10 кВ. А також за допомогою СД на 10 кВ.

Приклад балансу потужності КТП1:

1. Бажана реактивна потужність, що проходить через трансформатори для забезпечення необхідного коефіцієнта завантаження:

$$Q_{жс} = \sqrt{(N_{mp} \cdot \beta_{mp} \cdot S_{ном.мп})^2 - P_{p.КТП}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1244,82^2} = 640,64 \text{ кВар};$$

2. Необхідна потужність компенсуючих пристроїв у місці встановлення трансформаторної підстанції:

$$Q_{ky}^{0,4} = Q_{p.КТП} - Q_{жс} = 1149,28 - 640,64 = 508,64 \text{ кВар};$$

3. Прийmemo до встановлення 4 комплектних конденсаторних установок серії УКМ 58-04-133-33,3УЗ;

4. Потужність встановлених компенсуючих пристроїв:

$$Q_{p.ky}^{0,4} = 4 \cdot 133 = 532 \text{ кВар};$$

5. Потужність, що проходить через трансформатори ТП1:

$$Q_{np.mp} = Q_{p.KTP1} - Q_{p.ky}^{0,4} = 1149,28 - 532 = 617,28 \text{ кВар};$$

6. Підсумкове завантаження трансформаторів після компенсації:

$$\beta_m = \frac{\sqrt{P_{p.KTP1}^2 + Q_{np.mp}^2}}{N_{тр} \cdot S_{ном}} = \frac{\sqrt{1244,82^2 + 617,28^2}}{2 \cdot 1000} = 0,69.$$

Аналогічну компенсацію здійснимо для інших трансформаторних підстанцій, підсумкова відомість компенсації на стороні 0,4 кВ наведена в табл. 2.9.

Таблица 2.9 – Компенсация реактивной мощности за 0,4 кВ

Позначення КТП на плані	$P_{p.KTP}$ , кВт	$Q_{p.KTP}$ , кВАр	$Q_{ж}$ , кВАр	$Q_{ky}$ , кВАр	Конденсаторна установка	$Q_{p.ky}$ , кВАр	$Q_{np.tp}$ , кВАр	$S_{np.tp}$ , кВА	$\beta_T$
КТП1	1244.82	1149.28	640.64	508.64	4 × УКМ 58-04-133-33.3УЗ	532	617.28	1389.46	0.69
КТП2	1112.7	1087.46	849.65	237.81	2 × УКМ 58-04-133-33.3УЗ	266.00	821.46	1381.89	0.69
КТП3	1331.58	1110.78	432.31	678.47	4 × УКМ 58-04-180-30УЗ	720.00	390.78	1387.74	0.69
КТП4	1265.98	949.49	597.74	351.75	2 × УКМ 58-04-180-30УЗ	360.00	589.49	1396.50	0.70
КТП5	830.79	1107.73	296.16	811.57	4 × УКМ 58-04-225-37.5УЗ	900	207.73	856.37	0.68
КТП6	780.09	585.06	411.56	173.50	2 × УКМ 58-04-100-33.3УЗ	200.00	385.06	869.95	0.69

В графічній частині роботи наведено план підприємства з попереднім розміщенням трансформаторних підстанцій, ГПП, РП та трас ліній електропередачі.

## 2.5 Розробка ліній електропостачання вище 1000 по території підприємства

Потужність трансформаторів ГПП має забезпечувати номінальну потужність усіх цехових трансформаторів, перерахуємо необхідну потужність трансформаторів ГПП:

Номінальну потужність трансформаторів ГПП визначаємо за такою формулою:

$$S_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{р.гпп}}}{n_{\text{т}} \cdot \beta_{\text{т}}} = \frac{8517,09}{2 \cdot 0,55} = 7742,81 \text{ кВА},$$

де  $S_{\text{р.гпп}}$  - повна розрахункова потужність підприємства з боку високої напруги трансформаторів ГПП після проведеної компенсації реактивної потужності;

$\beta_{\text{т}} = 0,55$  – коефіцієнт завантаження трансформаторів двотрансформаторної підстанції.

Отримане значення  $S_{\text{ном}}$  заокруглюємо до найближчого стандартного числа.

Приймемо трансформатори ТДН-10000/110 [4].

Перерахуємо коефіцієнт завантаження трансформаторів ГПП.

$$\beta_{\text{т}} = \frac{S_{\text{р.гпп}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{8517,09}{2 \cdot 10000} = 0,43.$$

Таблиця 2.10 – Паспортні дані трансформатора ТДН-10000/110

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		Втрати, кВт		$U_{\text{кз}}\%$	$I_{\text{хх}}\%$
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТДН-10000/110	10	115	11	14	58	10.5	0.9

Перевірка забезпечення необхідної потужності підприємства з урахуванням можливого допустимого навантаження трансформатора:

$$S_{p,гпп} \leq 1,1 \cdot S_{ном},$$

$$8517,09 \leq 1,1 \cdot 10000 = 11000 \text{ кВА.}$$

Трансформатори ГПП проходять перевірку.

1. Активні втрати становлять:

$$\Delta P_{гпп} = n_m \cdot \Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{кз}}{n_m} \left( \frac{S_{гпп}}{S_{ном.тр}} \right)^2 = n_m \cdot \Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{кз}}{n_T} \cdot \beta_m^2 = 2 \cdot 14 + \frac{58}{2} \cdot 0,43^2 = 33,36 \text{ кВт},$$

де  $S_{кТП}$  - розрахункове навантаження ГПП.

2. Реактивні втрати:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx} \cdot S_{ном.тр}}{100} = \frac{0,9 \cdot 10000}{100} = 90 \text{ кВар},$$

$$\Delta Q_{кз} = \frac{U_{кз} \cdot S_{ном.тр}}{100} = \frac{10,5 \cdot 10000}{100} = 1050 \text{ кВар},$$

$$\Delta Q_{гпп} = \Delta Q_{xx} \cdot n_m + \frac{\Delta Q_{кз}}{n_m} \left( \frac{S_{гпп}}{S_{ном.тр} \cdot n_m} \right)^2 = \Delta Q_{xx} \cdot n_m + \frac{\Delta Q_{кз}}{n_m} \cdot \beta^2,$$

$$\Delta Q_{гпп} = 90 \cdot 2 + \frac{1050}{2} \cdot 0,43^2 = 277,07 \text{ кВар}.$$

3. Сумарні втрати у трансформаторах ГПП:

$$\Delta S_{гпп} = \sqrt{\Delta P_{гпп}^2 + \Delta Q_{гпп}^2} = \sqrt{33,36^2 + 277,07^2} = 279,07 \text{ кВА}$$

Вибір січення проводу проводимо за економічною густиною струму.

Розрахунковий струм лінії у нормальному режимі:

$$I_p = \frac{S_{p,гпп}}{\sqrt{3} \cdot n_{ц} \cdot U_{н}} = \frac{8517,09}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 22,35 \text{ А.}$$

Розрахунковий максимальний струм:

$$I_{p,маx} = \frac{n_m \cdot S_{ном} + \Delta S_{гпп}}{\sqrt{3} \cdot n_{ц} \cdot U_{н}} = \frac{2 \cdot 10000 + 279,07}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 53,22 \text{ А.}$$

Післяварійний чи ремонтний струм лінії:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{р.гпп}}{\sqrt{3} \cdot (n_{ц} - 1) \cdot U_{н}} = \frac{8517,09}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 44,70 \text{ А.}$$

Економічно доцільне сичення проводів дорівнює:

$$F_{ек} = \frac{I_{р.мак}}{j_{ек}} = \frac{53,22}{1,0} = 53,22 \text{ мм}^2,$$

де  $j_{ек}$  - відповідає неізолюваному проводу з часом використання максимуму навантаженні більше 5000 годин на рік [2].

Отримане сичення округляємо до найближчого стандартного сичення, вибираємо АС – 70/11. Допустимий тривалий струм для обраного сичення дорівнює  $I_{доп} = 265 \text{ А}$  [2].

Перевірка обраного дроту:

1. За допустимим струмовим навантаженням і за перевантажувальною здатністю (у післяаварійному та ремонтному режимі при відключенні однієї з ліній живлення):

$$I_{р} = 22,35 \text{ А} \leq I_{доп} = 265 \text{ А},$$

$$1,3 \cdot I_{доп} = 344,5 \text{ А} \geq I_{п.ав} = 44,70 \text{ А},$$

де 1,3 - коефіцієнт допустимого навантаження лінії [2].

2. За умовою механічної міцності:

Згідно з умовою механічної міцності, повітряні лінії вище 1 кВ, що знаходяться в районах ожеледиці IV, повинні мати сичення не менше 50/8 мм<sup>2</sup> [2].

$$F = 70 \text{ мм}^2 \geq F_{\min} = 50 \text{ мм}^2.$$

Вибране сичення проходить перевірку.

3. За допустимою втратою напруги (у нормальному та післяаварійному режимі):

Коефіцієнт завантаження лінії у нормальному режимі:

$$k_3 = \frac{I_{\text{доп}}}{I_p} = \frac{265}{22,35} = 11,86;$$

Допустима довжина лінії в нормальному режимі:

$$L_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_3 = 5,7 \cdot 5 \cdot 11,86 = 338,01 \text{ км} \geq L = 5 \text{ км};$$

де  $l_{\Delta U 1\%}$  - довжина лінії при повному навантаженні на 1% втрати напруги, км;

$\Delta U_{\text{доп}\%}$  – допустима втрата напруги, 5%;

L - фактична довжина лінії за генпланом, км;

Коефіцієнт завантаження в аварійному режимі:

$$k_3 = \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{н.ав}}} = \frac{265}{44,70} = 5,93;$$

Допустима довжина лінії в аварійному режимі:

$$L_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп.ав}\%} \cdot k_3 = 5,7 \cdot 10 \cdot 5,93 = 338,01 \text{ км} \geq L = 5 \text{ км};$$

4. За умовами коронування проводів. ПУЕ пише, що мінімально допустимі за умовами корони січення проводів повітряних ліній електропередач для напруги 110 кВ мінімальне січення - АС 70/11 [2].

Таким чином залишаємо січення проводами марки АС – 70/11.

Розрахунок втрат у цехових трансформаторах – попередній етап – вибір провідників внутрішнього електропостачання заводу.

*Приклад розрахунку на основі трансформаторів КТП1:*

1. Активні втрати становлять:

$$\Delta P_{\text{КТП1}} = n_m \cdot \Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_m} \left( \frac{S_{\text{КТП1}}}{S_{\text{ном.тр}}} \right)^2 = n_m \cdot \Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_t} \cdot \beta_m^2 = 2 \cdot 1,1 + \frac{10,5}{2} \cdot 0,69^2 = 4,7 \text{ кВт},$$

де  $S_{\text{КТП1}}$  – розрахункове навантаження КТП1 після проведення балансу потужності.

2. Реактивні втрати:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{100} = \frac{1,2 \cdot 1000}{100} = 12 \text{ кВар},$$

$$\Delta Q_{кз} = \frac{U_{кз} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{100} = \frac{5,5 \cdot 1000}{100} = 55 \text{ кВар},$$

$$\Delta Q_{\text{КТП1}} = \Delta Q_{xx} \cdot n_m + \frac{\Delta Q_{кз}}{n_m} \left( \frac{S_{\text{КТП1}}}{S_{\text{ном.тр}} \cdot n_m} \right)^2 = \Delta Q_{xx} \cdot n_m + \frac{\Delta Q_{кз}}{n_m} \cdot \beta^2,$$

$$\Delta Q_{\text{КТП1}} = 12 \cdot 2 + \frac{55}{2} \cdot 0,69^2 = 37,09 \text{ кВар}.$$

3. Сумарні втрати у цехових трансформаторах КТП1:

$$\Delta S_{\text{КТП1}} = \sqrt{\Delta P_{\text{КТП1}}^2 + \Delta Q_{\text{КТП1}}^2} = \sqrt{4,7^2 + 37,09^2} = 37,39 \text{ кВА}$$

Аналогічний розрахунок проведемо для інших КТП, результати розрахунків зведемо до табл. 2.11

Таблиця 2.11 - Втрати в цехових КТП

КТП	$S_{\text{ном}}$ , кВА	$N_{\text{т}}$	$\beta_{\text{т}}$	$\Delta P_{\text{КТП}}$ , кВт	$\Delta Q_{xx}$ , кВар	$\Delta Q_{кз}$ , кВар	$\Delta Q_{\text{КТП}}$ , кВар	$\Delta S_{\text{КТП}}$ , кВА
КТП1	1000	2	0,69	4,70	12,00	55,00	37,09	37,39
КТП2	1000	2	0,69	4,70	12,00	55,00	37,09	37,39
КТП3	1000	2	0,69	4,70	12,00	55,00	37,09	37,39
КТП4	1000	2	0,70	4,77	12,00	55,00	37,48	37,78
КТП5	630	2	0,69	3,98	10,08	34,65	28,41	28,69
КТП6	630	2	0,70	4,04	10,08	34,65	28,65	28,93
Разом		12		26,89			205,81	207,56

Розподільна мережа вище 1000 В по території заводу виконується кабельними лініями (КЛ), прокладеними в траншеях. Січення кабельних ліній вибирається за економічною густиною струму. Січення, отриманий у результаті зазначеного розрахунку, округляється до найближчого стандартного січення.

Намічаємо прокладання кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену.

*Приклад вибору та перевірки січення кабельної лінії КЛІ, що живить КТПІ:*

1. Розрахунковий струм КЛІ:

$$I_p = \frac{S_{\text{КТПІ}} + \Delta S_{\text{КТПІ}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1389,46 + 37,39}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 41,09 \text{ А.}$$

2. Розрахунковий струм КЛІ у післяаварійному режимі:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\text{КТПІ}} + \Delta S_{\text{КТПІ}}}{\sqrt{3} \cdot (n_{\text{ц}} - 1) \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1389,46 + 37,39}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 10} = 82,18 \text{ А.}$$

3. Максимально розрахунковий струм КЛІ:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{n_m \cdot S_{\text{ном}} + \Delta S_{\text{КТПІ}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{2 \cdot 1000 + 37,39}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 58,81 \text{ А.}$$

Економічно доцільне січення:

$$F_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{р.макс}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{58,81}{1,6} = 36,76 \text{ мм}^2,$$

де  $j_{\text{ек}}$  - нормоване значення економічної щільності струму, А/мм<sup>2</sup>; для кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену з алюмінієвими жилами при кількості годин використання максимуму навантаження на рік більше 5000 годин [2].

Найближче стандартне значення для кабелю, що прокладається в землі  $F = 50 \text{ мм}^2$ , а допустимий тривалий струм  $I_{\text{доп}} = 156 \text{ А}$  [10].

Вибрані січення повинні бути перевірені за низкою технічних факторів.

*Приклад перевірки КЛІ:*

1. За допустимим нагріванням максимальним розрахунковим струмом та струмом післяаварійного режиму:

$$I_{\text{доп}} = 156 \geq \frac{I_{\text{р.макс}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} = \frac{58,81}{1 \cdot 1 \cdot 1} = 58,81 \text{ А,}$$



де  $K_1, K_2, K_3$  – коефіцієнти, що враховують вплив температури навколишнього середовища, вплив поряд прокладених кабельних ліній та фактичний питомий тепловий опір землі відповідно. Допустима температура жил кабелю для напруги 10 кВ,  $t = +90^\circ\text{C}$ . Температура довкілля нормальна (при прокладанні в траншеї  $+15^\circ\text{C}$ ), відповідно  $K_1 = 1$  [2]. За умовами прокладання КЛІ у траншеї прокладено 1 кабель. Поправочний коефіцієнт  $K_2 = 1$  [2]. Для нормального ґрунту  $K_3 = 1$  [2].

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,15 \cdot 156 = 179,4 \text{ A} \geq \frac{I_{\text{п.ав}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} = \frac{82,18}{1 \cdot 1 \cdot 1} = 82,18 \text{ A},$$

де  $K_{\text{пер}} = 1,15$  - кратність навантаження [4].

2. За умовою нагрівання при короткому замиканні (КЗ):

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m},$$

де  $C_m$  - коефіцієнт, що залежить від допустимої температури при КЗ,  $\text{As}^{1/2} / \text{мм}^2$ ;

$B_k$  - тепловий імпульс струму КЗ,  $\text{A}^2\text{с}$ .

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (\tau + T_a),$$

де  $I_{\text{по}}$  – початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ;

$\tau$  – розрахунковий час вимкнення вимикача;

$T_a$  - стала згасання аперіодичної складової струму КЗ, с.

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma},$$

де  $x_\Sigma, r_\Sigma$  - результуючі індуктивний та активний опір схеми щодо точки КЗ.

3. Втрата напруги:

Фактична довжина кабельної лінії 10 кВ:

$$L_{\text{факт}} = 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 \cdot 2 + L),$$

$$L_{\text{факт}} = 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 \cdot 2 + 0,027) = 0,039 \text{ км},$$

де  $L$  - довжина лінії по генплану, км; 1,04 – 4% запас довжини кабелю на непрямолінійну прокладку; 1,02 - 2% запас довжини кабелю на обробку, км; 0,005 - запас довжини кабелю на вихід із ГПП та на ввід в КТП, км;

Втрата напруги на ділянці кабельної лінії ГПП-КТП1:

$$\begin{aligned} \Delta U &= 3 \cdot I_p \cdot L_{\text{факт}} \left( \frac{r_{y\partial}}{n_{\text{ц}}} \cdot \cos \varphi + \frac{x_{y\partial}}{n_{\text{ц}}} \cdot \sin \varphi \right) = \\ &= 3 \cdot 41,09 \cdot 0,039 \left( \frac{0,894}{2} \cdot 0,9 + \frac{0,210}{2} \cdot 0,44 \right) = 2,16 \text{ В}, \end{aligned}$$

де  $r_{\text{уд}}$ ,  $x_{\text{уд}}$  - питомі опори вибраного кабелю [4];

$\cos \varphi$ ,  $\sin \varphi$  – відповідають коефіцієнту потужності  $\text{tg} \varphi$  в кінці лінії,

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{нр.мн}}}{P_{\text{р.КТП}}} = \frac{617,28}{1244,82} = 0,49.$$

Втрати ділянки ГПП – КТП1 у відсотках обраного кабелю:

$$\Delta U_{\%} = \frac{2,16}{10000} \cdot 100\% = 0,022\% < 5\%.$$

Допустиме падіння напруга в силовому кабелі має бути менше 5%.

Вибране січення проходить перевірку з теплової дії нормального та післяаварійного режиму, а також за допустимими втратами напруги.

Залишаємо кабель АПвП – 3х50/16 до перевірки термічної стійкості струмів КЗ.

Інші розрахунки виконуються аналогічно, зведемо результати до табл. 2.12 та 2.13.

Таблиця 2.12 - Вибір сідчення провідників мережі вище 1000 В

Ділянка	Потужність ділянки, кВА	$\Delta S_T$ , кВА	пц	Розрахункове навантаження			$F_{ек}$ , мм <sup>2</sup>	Марка та сідчення	Допустиме навантаження		Перевірка з нагрівання	
				$I_{розр}$ , А	$I_{п.ав}$ , А	$I_{р.мах}$ , А			$I_{доп}$ , А	$1,15 \cdot I_{доп}$ , А	$\frac{I_{р.мах}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}$	$\frac{I_{п.ав}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}$
ГПП-КТП1	1389.46	37.39	2	41.09	82.18	58.81	49.01	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП -- (3x (3x50 50/16) /16)	156.00	179.40	58.81	82.18
ГПП-КТП2	1381.89	37.39	2	40.97	81.94	58.81	49.01	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП -- (3x (3x50 50/16) /16)	156.00	179.40	58.81	81.94
ГПП-КТП5	856.37	28.69	2	26.07	52.14	37.20	31.00	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП -- (3x35 (3x35/16) /16)	135.00	155.25	37.20	52.14
ГПП-ЗРП	1260	-	2	36.37	72.75	-	30.31	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП -- (3x3 (3x35 5/16) /16)	135.00	155.25	36.37	72.75
ГПП-КТП3	1387.74	37.39	2	41.14	82.28	58.81	49.01	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП -- (3x (3x50 50/16) /16)	156.00	179.40	58.81	82.28
ГПП-КТП4	1396.50	37.78	2	41.40	82.81	58.83	49.02	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП -- (3x (3x50 50/16) /16)	156.00	179.40	58.83	82.81
ГПП-КТП6	869.95	28.93	2	26.21	52.42	37.21	31.01	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП -- (3x35 (3x35/16) /16)	135.00	155.25	37.21	52.42
ЗРП-СД	630	-	1	36.37	-	-	30.31	АПВП - (3x35/16)	135.00	-	36.37	-
ЗРП-СД	630	-	1	36.37	-	-	30.31	АПВП - (3x35/16)	135.00	-	36.37	-

Таблиця 2.13 – Визначення втрат напруги в внутрішньозаводській мережі

Ділянка	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Марка та січення	$L_{\text{факт}}$ , км	$I_{\text{розрах.}}$ , А	пц, шт	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$\Delta U_{\text{ном}}$ , %
ГППКТП1	10	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП – – (3х (3х50 50/16) /16)	0.04	41.09	2	0.625	0.204	0.90	0.44	0.92
ГППКТП2	10	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП – – (3х (3х50 50/16) /16)	0.18	40.97	2	0.625	0.204	0.81	0.59	4.28
ГППКТП5	10	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП – – (3х35 (3х35/16) /16)	0.22	26.07	2	0.894	0.109	0.95	0.31	4.90
ГПП-ЗРП	10	Лін. 1 АПВП - (3х35/16) Лін. 2 АПВП - (3х35/16)	0.27	36.37	2	0.894	0.109	0.96	0.29	0.13
ГППКТП3	10	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП – – (3х (3х50 50/16) /16)	0.59	41.14	2	0.625	0.204	0.96	0.28	0.24
ГППКТП4	10	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП – – (3х (3х50 50/16) /16)	0.41	41.40	2	0.625	0.204	0.91	0.41	0.16
ГППКТП6	10	Лін. 1 Лін. 2 АПВП АПВП – – (3х35 (3х35/16) /16)	0.42	26.21	2	0.894	0.109	0.89	0.46	0.14
ЗРП-СД	10	АПВП - (3х35/16)	0.23	36.37	1	0.894	0.109	1.00	0.00	0.44
ЗРП-СД	10	АПВП - (3х35/16)	0.23	36.37	1	0.894	0.109	1.00	0.00	0.30

Таким чином, був зроблений вибір провідників живлення і виконані перевірки за умовою нагрівання і за допустимою втратою напруги.

## 2.6 Розробка ліній електропостачання до 1000 В територією підприємства

Розподільну мережу нижче 1000 В на території заводу виконаємо кабельними лініями, прокладеними в траншеях. Січення кабельних ліній вибирається за допустимим нагрівом тривало протікаючого максимального струму навантаження.

Намічаємо прокладання кабельних ліній марки АВББШв.

*Приклад розрахунку провідника, що живить РП1:*

1. Розрахункові потужності навантажень, підключених до РП1:

$$P_{\text{рп1}} = P_{\text{ц2}} = 116,35 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{рп1}} = Q_{\text{ц2}} = 102,61 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{рп1}} = S_{\text{ц2}} = 155,13 \text{ кВА}$$

2. Розрахунковий струм РП1:

$$I_p = \frac{S_{\text{рп1}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{155,13}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,38} = 117,85 \text{ А.}$$

Січення за допустимим нагріванням:

$$I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 = 132 \cdot 1,11 \cdot 0,9 \cdot 1 = 131,87 \text{ А} \geq I_p = 117,85 \text{ А,}$$

де  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$  – коефіцієнти, що враховують вплив температури навколишнього середовища, вплив поряд прокладених кабельних ліній та фактичний питомий тепловий опір землі відповідно. Допустима температура жив кабелю  $t = +70^\circ\text{C}$ . Температура довкілля нормальна (при прокладанні в траншеї  $+15^\circ\text{C}$ ), відповідно  $K_1 = 1,11$  [2]. За умовами прокладки в траншеї прокладено 2 кабелі. Поправочний коефіцієнт  $K_2 = 0,9$  [2]. Для нормального ґрунту  $K_3 = 1$  [2].

Найближче стандартне значення для кабелю, що прокладається в землі  $F = 50 \text{ мм}^2$ , а допустимий тривалий струм  $I_{\text{доп}} = 132 \text{ А}$  [10].

Вибраний провід успішно пройшов перевірку, зупиняємо свій вибір на ньому.

Вибрані січення повинні бути перевірені за низкою технічних факторів.

*Приклад перевірки:*

1. За умовою нагрівання при КЗ:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m},$$

де  $C_m$  - коефіцієнт, що залежить від допустимої температури при КЗ,  $\text{Ас}^{1/2} / \text{мм}^2$ ;

$B_k$  - тепловий імпульс струму КЗ,  $\text{А}^2\text{с}$ .

$$B_k = I_{no}^2 (\tau + T_a),$$

де  $I_{no}$  - початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ;

$\tau$  - розрахунковий час відключення вимикача;

$T_a$  - стала згасання аперіодичної складової струму КЗ, с.

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma},$$

де  $x_\Sigma$ ,  $r_\Sigma$  - результуючі індуктивний та активний опір схеми щодо точки КЗ.

2. Втрата напруги:

Фактична довжина кабельної лінії:

$$L_{\text{факт}} = 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 \cdot 2 + L),$$

$$L_{\text{факт}} = 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 \cdot 2 + 0,026) = 0,038 \text{ км},$$

де  $L$  - довжина лінії по генплану, км; 1,04 – 4% запас довжини кабелю на непрямолінійну прокладку; 1,02 - 2% запас довжини кабелю на обробку, км; 0,005 - запас довжини кабелю на вихід з КТП та на ввід в цех, км;

Втрата напруги на ділянці кабельної лінії КТП1-РП1:

$$\Delta U = 3 \cdot I_p \cdot L_{\text{факт}} \left( \frac{r_{y\partial}}{n_u} \cdot \cos \varphi + \frac{x_{y\partial}}{n_u} \cdot \sin \varphi \right) =$$

$$= 3 \cdot 117,85 \cdot 0,038 \left( \frac{0,64}{2} \cdot 0,75 + \frac{0,06}{2} \cdot 0,66 \right) = 3,51 \text{ В},$$

де  $r_{уд}$ ,  $x_{уд}$  – питомі опори вибраного кабелю [4];

$\cos \varphi$ ,  $\sin \varphi$  – відповідають коефіцієнту потужності  $\text{tg} \varphi$  в кінці лінії,

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{np1}}{P_{np1}} = \frac{102,61}{116,35} = 0,88.$$

Втрати на ділянці у відсотках для вибраного кабелю:

$$\Delta U_{\%} = \frac{3,51}{380} \cdot 100\% = 0,92\% < 5\%.$$

Допустиме падіння напруга в силовому кабелі має бути менше 5%.

Вибране січення проходить перевірку з теплової дії нормального та післяаварійного режиму, а також за допустимими втратами напруги.

Залишаємо кабель АВБбШв - 4x50 до перевірки по термічній стійкості струмів КЗ.

Інші розрахунки виконуються аналогічно, зведемо результати до табл. 2.14 та 2.15.

Таблиця 2.14 - Вибір січення провідників мережі нижче 1000 В

Ділянка	Потужність ділянки, кВА	пц	Розрахункове навантаження		Марка та січення	Ідоп, А	Допустиме навантаження	
			Ірозр, А	Іп.ав, А			$I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$	$K_{пер} \cdot I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$
КТП1-РП1	155.13	2	117.85	-	АВБбШВ - 2(4×50)	132.00	131.87	-
КТП1-РП2	206.97	2	157.23	-	АВБбШВ - 2(4×70)	165.00	164.84	-
КТП1-РП3	52.14	2	39.61	79.22	Лін. 1 АВБбШВ - (4×25)Лін. 2 АВБбШВ - (4×25)	94.00	104.34	119.99
КТП1-РП4	510.38	6	129.24	258.48	Лін. 1 АВБбШВ - 3(4×150)Лін. 2 АВБбШВ - 3(4×150)	254.00	239.65	275.60
КТП2-РП6	358.9	4	136.32	272.65	Лін. 1 АВБбШВ - 2(4×150)Лін. 2 АВБбШВ - 2(4×150)	254.00	253.75	291.81
КТП2-РП7	23.2	1	35.25	-	АВБбШВ - (4×16)	71.00	78.81	-
КТП2-РП8	375.96	4	142.80	285.61	Лін. 1 АВБбШВ - 2(4×150)Лін. 2 АВБбШВ - 2(4×150)	254.00	253.75	291.81
КТП3-РП9	592.64	4	225.11	-	АВБбШВ - 4(4×150)	254.00	225.55	-
КТП3-РП10	328.8	4	124.89	249.78	Лін. 1 Лін. 2 АВБбШВ АВБбШВ - - 2(4×120 2(4×120))	226.00	225.77	259.64
КТП5-РП5	520.32	4	197.64	-	АВБбШВ - 4(4×120)	226.00	200.69	-
КТП6-РП11	637.85	8	121.14	242.28	Лін. 1 Лін. 2 АВБбШВ АВБбШВ - - 4(4×150 4(4×150))	254.00	225.55	259.38
КТП6-РП12	69.29	2	52.64	-	АВБбШВ - 2(4×35)	114.00	113.89	-



Таблиця 2.15 - Визначення втрат напруги у внутрішньозаводській мережі

Ділянка	U <sub>ном</sub> , кВ	Марка проводу	L <sub>факт</sub> , км	I <sub>розрах</sub> , А	пц, шт	г <sub>0</sub> , Ом/км	х <sub>0</sub> , Ом/км	cosφ	sinφ	ΔU <sub>ном</sub> ,%
КТП1- РП1	0.38	АВБбШв - 2(4×50)	0.04	117.85	2	0.64	0.06	0.75	0.66	0.92
КТП1- РП2	0.38	АВБбШв - 2(4×70)	0.17	157.23	2	0.46	0.06	0.80	0.60	4.28
КТП1- РП3	0.38	Лін. 1 Лін. 2 АВБбШв АВБбШв - - (4×25 (4×25))	0.27	39.61	2	1.28	0.067	0.90	0.44	4.90
КТП1- РП4	0.38	Лін. 1 Лін. 2 АВБбШв АВБбШв - - 3(4×150 3(4×150))	0.06	129.24	6	0.21	0.06	0.80	0.60	0.19
КТП2- РП6	0.38	Лін. 1 Лін. 2 АВБбШв АВБбШв - - 2(4×150 2(4×150))	0.28	136.32	4	0.21	0.06	0.60	0.80	0.84
КТП2- РП7	0.38	АВБбШв - (4×16)	0.03	35.25	1	1.98	0.068	0.70	0.71	1.14
КТП2- РП8	0.38	Лін. 1 Лін. 2 АВБбШв АВБбШв - - 2(4×150 2(4×150))	0.13	142.8	4	0.21	0.06	0.70	0.71	0.47
КТП3- РП9	0.38	АВБбШв - 4(4×150)	0.05	225.11	4	0.21	0.06	0.70	0.71	0.29
КТП3- РП10	0.38	Лін. 1 Лін. 2 АВБбШв АВБбШв - - 2(4×120 2(4×120))	0.05	124.89	4	0.27	0.06	0.80	0.60	0.21
КТП5- РП5	0.38	АВБбШв - 4(4×120)	0.05	197.64	4	0.27	0.06	0.6	0.8	0.34
КТП6- РП11	0.38	Лін. 1 Лін. 2 АВБбШв АВБбШв - - 4(4×150 4(4×150))	0.05	121.14	8	0.21	0.06	0.8	0.6	0.12
КТП6- РП12	0.38	АВБбШв - 2(4×35)	0.25	52.64	2	0.92	0.06	0.8	0.6	4.03

Таким чином, був зроблений вибір провідників живлення і виконані перевірки за умовою нагрівання і за допустимою втратою напруги. У ході перевірок було виявлено дрти, що не проходять перевірку і, отже, вони були переобрані.

## 2.7 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі вище 1000 В

В електричних установках можуть бути різні види КЗ, що супроводжуються різким збільшенням струму. Тому електрообладнання, яке встановлюється в системах електропостачання, має бути стійким до струмів КЗ та вибиратися з урахуванням величин цих струмів.

При розрахунку режимів короткого замикання напруга на шинах головної понижаючої підстанції вважатиметься сталою, і можна вважати, що це підприємство отримує живлення від системи необмеженої потужності. Дане спрощення дозволяє вважати, що періодична складова струму КЗ практично не змінюється в часі і залишається сталою протягом КЗ.

Для простоти розрахунків – розрахунок КЗ слід проводити у відносних одиницях. Для цього складається однолінійна розрахункова схема мережі (графічна частина роботи), а її параметри зводяться до базисних величин і на її основі складемо схему заміщення (графічна частина роботи).

Приймаємо базисні величини:

$$S_6 = 100 \text{ МВА}, U_{61} = 115 \text{ кВ}, U_{62} = 10,5 \text{ кВ},$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА},$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}.$$

Визначаємо параметри схеми заміщення, розрахунок ведемо у відносних одиницях, значення яких наведено до відповідних шаблів напруги. У цьому розрахунку потужність системи вважатимуться нескінченною, опором системи також можна знехтувати.

*Приклад розрахунку у точці К1:*

1. Опір повітряної лінії (ПЛ) ГПП:

$$R_1 = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{61}^2} = 0,46 \cdot 5 \cdot \frac{100}{1 \cdot 115^2} = 0,014$$

$$X_1 = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{61}^2} = 0,331 \cdot 5 \cdot \frac{100}{1 \cdot 115^2} = 0,012$$

2. Параметри електроенергетичної системи (ЕЕС):

$$X_c = 0$$

$$E_c = \frac{E}{U_{61}} = 1.$$

3. Результуючий опір у точці:

$$R_{\text{рез1}} = R_1 = 0,014$$

$$X_{\text{рез1}} = X_c + X_1 = 0 + 0,012 = 0,012$$

$$Z_{\text{рез1}} = \sqrt{R_{\text{рез1}}^2 + X_{\text{рез1}}^2} = \sqrt{0,014^2 + 0,012^2} = 0,018$$

4. Діюче значення трифазного КЗ у точці К1:

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{E_c}{|Z_{\text{рез1}}|} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,018} \cdot 0,502 = 27,225 \text{ кА}.$$

5. Стала згасання аперіодичної складової струму КЗ в К1:

$$T_{\text{ал}} = \frac{X_{\text{рез1}}}{R_{\text{рез1}} \cdot \omega} = \frac{0,012}{0,014 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50} = 0,003 \text{ с}.$$

6. Ударний коефіцієнт КЗ у точці К1:

$$k_{\text{уд1}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{ал}}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,003}} = 1,026.$$

7. Ударний струм КЗ у точці К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{к1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,026 \cdot 27,225 = 39,489 \text{ кА}.$$

Зробимо аналогічний розрахунок для інших точок, результати зведемо в табл. 2.16

Таблиця 2.16 - Результати розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	$U_{\text{порівн.}}$ , кВ	$I_0$ , кА	$R_{\text{рез}}$	$X_{\text{рез}}$	$Z_{\text{рез}}$	$I_k$ , кА	$T_a$ , с	$k_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
К1	115	0.502	0.014	0.012	0.018	27.225	0.003	1.026	39.489
К2	10.5	5.499	0.014	1.062	1.062	6.158	0.242	1.959	16.759
			1.097	11.387	11.440		0.033	1.739	
			1.097	11.387	11.440		0.033	1.739	
К3	10.5	5.499	0.037	1.069	1.070	5.141	0.092	1.897	13.792
К4	10.5	5.499	0.192	1.084	1.101	4.995	0.018	1.573	11.115
К5	10.5	5.499	0.116	1.095	1.101	4.994	0.030	1.717	12.127
К6	10.5	5.499	0.234	1.089	1.114	5.921	13.023	13.023	13.023
			0.877	11.360	11.394		0.041	1.785	
			0.877	11.360	11.394		0.041	1.785	
К7	10.5	5.499	0.568	1.198	1.326	4.148	0.007	1.226	7.189
К8	10.5	5.499	0.466	1.165	1.255	4.383	0.008	1.285	7.963
К9	10.5	5.499	0.574	1.131	1.268	4.337	0.006	1.203	7.379
К10. К11	10.5	5.499	0.421	1.129	1.205	5.058	0.009	1.310	9.732
			0.690	11.32	11.341		0.052	1.82	

Отриманий з економічної густини струму січення високовольтних ліній необхідно перевірити на термічну стійкість струмами КЗ.

*Приклад перевірки дроту ПЛ АС-70/11:*

1. Тепловий імпульс струму короткого замикання:

$$B_k = I_{к1}^{(3)2} \cdot (\tau + T_{al}) = 27225^2 (0,06 + 0,003) = 46695639 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$\tau$  - розрахунковий час спрацювання вимикача;

2. Термічне стійке січення дорівнює:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{46695639}}{90} = 75,93 \text{ мм}^2 > F_{\text{факт}} = 70 \text{ мм}^2,$$

Де  $C_T = 90 A \cdot c^{\frac{1}{2}} / \text{мм}^2$  - значення термічного коефіцієнта для неізольованих дротів [4], [2].

Попередньо обране січення термічної стійкості не проходить. Змінюємо січення на АС – 95/16.

Результати перевірок січення проводів та кабелів термічної стійкості струмами КЗ зведемо до табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Перевірка провідників щодо термічної стійкості

Лінія	$U_{\text{порівн.}}$ , кВ	$I_k$ , А	$T_a$ , с	$B_k$ , $A^2 \cdot c$	$C_T$	$F_{\min}$ , $\text{мм}^2$	$F_{\text{факт}}$ , $\text{мм}^2$
ПЛ	115	27225	0.003	46695639.40	90	76	95
ГПП-КТП1	10.5	5141	0.092	3753043.10	75	26	50
ГПП-КТП2	10.5	4994	0.030	1995202.88	75	19	50
ГПП-КТП5	10.5	4995	0.018	1696601.70	75	17	35
ГПП-ЗРП	10.5	5921	0.041	3190299.93	75	24	35
ГПП-КТП3	10.5	4148	0.007	980736.53	75	13	50
ГПП-КТП4	10.5	4383	0.008	1114219.96	75	14	50
ГПП-КТП6	10.5	4337	0.006	1053335.86	75	14	35
ЗРП-СД	10.5	5058	0.052	2609503.13	75	22	35
ЗРП-СД	10.5	5058	0.052	2609503.13	75	22	35

Усі провідники пройшли перевірку.

## 3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

### 3.1 Розробка схеми зовнішнього електропостачання

Структурно головну знижувальну підстанцію заводу можна розділити на кілька основних частин: відкритий розподільний пристрій 110 кВ (ВРП), силовий трансформатор і закритий розподільний пристрій 10 кВ (ЗРП).

До складу ВРП входять: роз'єднувачі, відокремлювачі, короткозамикачі, вимірювальні трансформатори струму та напруги, високовольтні вимикачі, а також обмежувачі перенапруги.

Силовий трансформатор зазвичай представлений двохомотковими трансформаторами з можливістю регулювання навантаження під напругою (РПН), встановленим в обмотку ВН.

Для розподілу електричної енергії на напрузі 10 кВ потрібна розробка закритого розподільчого пристрою. Розмір цього пристрою безпосередньо залежить від кількості приєднань на даній напрузі. Кожне приєднання до шин 10 кВ потребує окрему комірку КРУ. Основним елементом ЗРП є секційована система шин, яких здійснюється приєднання цехових трансформаторів, трансформаторів напруги, пристроїв компенсації тощо.

Раніше було розраховано економічно доцільна величина напруги ліній живлення за формулою Іларіонова. З урахуванням рекомендацій було прийнято напругу ліній живлення  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ.

Приймаємо схему зовнішнього електропостачання у вигляді двох блоків з вимикачами  $Q_1$  та  $Q_2$  та неавтоматичною перемичкою [8]. При порушенні трансформатора  $T_1$ , спрацює захист і подасть сигнал на відключення вимикача в колах трансформатора на низькій  $Q_3$  і високій  $Q_1$  стороні. Секційний вимикач низької сторони  $Q_5$  підключить секцію, що залишилася без напруги.

Роз'єднувачі  $QS_3$  та  $QS_4$  у ремонтній перемичці нормально відключені. У разі виведення в ремонт трансформатора  $T_1$  або вимикача в колі трансформатора  $Q_3$  або  $Q_1$  є можливість залишити в роботі обидві лінії

живлення шляхом включення роз'єднувачів перемички QS<sub>3</sub> і QS<sub>4</sub>. Причому спочатку вмикається перемичка, а потім відключаються кола трансформатора. Схема представлена в графічній частині роботи.

При використанні двох трансформаторів коефіцієнт завантаження не повинен перевищувати 0,55, що пояснюється можливістю збереження працездатності електроустановки при виході з ладу одного з трансформаторів. Робота справного трансформатора допускається із завантаженням 1,1, але не більше ніж 5 днів поспіль по 6 годин.

Раніше було визначено розрахункову потужність трансформаторів ГПП з урахуванням потужності компенсуючих пристроїв. До встановлення на головній низькій підстанції прийнято два двохобмоткові трансформатори марки ТДН-10000/110.

Електропостачання ГПП здійснюється за двоколовою повітряною лінією електропередач, прокладеною на сталевих опорах сталевими алюмінієвими проводами марки АС.

Раніше було обрано січення повітряної лінії електропередачі методом економічної густини струму. Також були проведені необхідні перевірки - перевірка на перевантажувальну здатність, за допустимою втратою напруги, на механічну міцність і на корону. Марка дроту та січення лінії прийнято АС-95/16.

## **3.2 Вибір силового устаткування**

### **3.2.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів**

Намічаємо до встановлення на стороні ВН трансформатора ГПП елегазовий вимикач ВГТ-110-40/3150-ХЛ1 [11].

Намічаємо до встановлення на стороні НН трансформатора ГПП вакуумний вимикач ВВУ-СЕЩ-ПЗ-10-20/1000-У2 [13].

Таблиця 3.1 – Параметри вимикачів

№	Параметр	Значення	
		ВГТ	ВВУ
1	Тип	ВГТ	ВВУ
2	Номинальна напруга $U_{\text{ном}}$ , кВ	110	10
3	Номинальний струм $I_{\text{ном}}$ , А	3150	1000
4	Номинальний струм відключення $I_{\text{відкл.ном}}$ , кА	40	20
5	Струм електродинамічної стійкості $I_{\text{дин}}$ , кА	40	20
6	Пік струму електродинамічної стійкості $i_{\text{дин}}$ , кА	102	52
7	Струм термічної стійкості $I_{\text{тер}}$ , кА	40	20
8	Тривалість протікання струму термічної стійкості $t_{\text{тер}}$ ,	3	3
9	Повний час відключення вимикача $t_{\text{відк.}}$	0,055	0,05
10	Кліматичне виконання	ХЛ1	У2

*Приклад вибору та перевірки вимикача на стороні ВН ГПП:*

1. За номінальною напругою:

$$U_{\text{н.а}} = 110 \text{кВ} \geq U_{\text{н}} = 110 \text{кВ}.$$

2. За максимальним робочим струмом:

$$I_{\text{роб.мак}} = \frac{1,1 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,1 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 57,74 \text{А} \leq I_{\text{ном}} = 3150 \text{А}.$$

3. За відключаючою здатністю:

$$I_{\text{П,т}} = I_{\text{ПО}} = 27,225 \text{кА} \leq I_{\text{відк.ном}} = 40 \text{кА}.$$

4. По електродинамічній стійкості:

$$i_{\text{уд}} = 39,489 \text{кА} \leq i_{\text{дин}} = 102 \text{кА}.$$

5. по термічній стійкості:

$$B_{\text{к}} = 421 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с},$$



де наведений час відключення КЗ:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{відк}} = 0,51 + 0,055 = 0,565 \text{ с,}$$

тепловий імпульс струму КЗ:

$$B_k = I_{\text{п0(КЗ)}}^2 \cdot (t_{\text{пр}} + T_a) = 27,225^2 \cdot (0,565 + 0,003) = 421 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

теплова стійкість установки:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результати вибору та перевірки вимикачів зведено до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати перевірки вимикачів

Параметр	ВГТ		ВВУ	
	Апарат	Система	Апарат	Система
Номинальна напруга $U_{\text{ном}}$ , кВ	110	110	10	10
Номинальний струм $I_{\text{ном}}$ , А	3150	57.730	1000	635.090
Номинальний струм відключення $I_{\text{відк.ном}}$ , кА	40	27.225	20	6.158
Струм електродинамічної стійкості $I_{\text{дин}}$ , кА	40	27.225	20	6.158
Пік струму електродинамічної стійкості $i_{\text{дин}}$ , кА	102	39.489	52	16.759
Струм термічної стійкості $I_{\text{тер}}$ , кА	40	27.225	20	6.158
Тривалість протікання струму термічної стійкості $t_{\text{тер}}$	3	0.565	3	0.060
Повний час відключення вимикача $t_{\text{відк.}}$	0.055	-	0.05	-
Кліматичне виконання	ХЛ1	ВРП	У2	ЗРП

Намічаємо до встановлення на високій стороні трансформатора ГПП роз'єднувач РН-СЕСЦ-110/1250-ХЛ1. Так як на низькій стороні використовуються візкові візки, то роз'єднувач не встановлюється.

*Приклад вибору роз'єднувача:*

1. За номінальною напругою:

$$U_{н.а} = 110кВ \geq U_n = 110кВ.$$

2. За тривалим струмом:

$$I_{роб.мак} = \frac{1,1 \cdot S_{ном.мр}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1,1 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 57,73 А \leq I_{ном} = 1250 А.$$

3. По електродинамічній стійкості:

$$i_{уд} = 39,489кА \leq i_{пр.с} = 80кА.$$

4. По термічній стійкості:

$$B_k = 421кА^2 \cdot с \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,75кА^2 \cdot с,$$

де наведений час відключення КЗ:

$$t_{пр} = t_{р.з.} + t_{відк} = 0,51 + 0,055 = 0,565 с,$$

тепловий імпульс струму КЗ:

$$B_k = I_{по(КЗ)}^2 \cdot (t_{пр} + T_a) = 27,225^2 \cdot (0,565 + 0,003) = 421кА^2 \cdot с,$$

теплова стійкість установки:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75кА^2 \cdot с.$$

Результати вибору та перевірки зведено до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Параметри роз'єднувача та його перевірка

Параметр	РН	
	Апарат	Система
Номінальна напруга $U_{ном}$ , кВ	110	110
Номінальний струм $I_{ном}$ , А	1250	57,73
Амплітуда граничного наскрізного струму $i_{пр.с}$ , кА	80	39,489
Струм термічної стійкості $I_{тер}$ , кА	31,5	27,225
Тривалість протікання струму термічної стійкості $t_{тер}$ ,	3	0,565
Кліматичне виконання	ХЛ1	ВРП

### 3.2.2 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Трансформатори струму призначені для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів та реле, а також для відділення кіл вимірювання та захисту від первинних кіл високої напруги.

Вторинним навантаженням трансформаторів струму зазвичай є амперметри, ватметри, варметри та лічильники активної та реактивної електричної енергії.

Типове навантаження трансформаторів струму представлено табл. 3.4.

Таблиця 3.4 - Навантаження трансформаторів струму

Місце встановлення	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
Сторона ВН трансформатора ГПП	Амперметр	Е – 350	0.5	-	0.5
	Амперметр	Е – 350	0.5	-	0.5
Разом:			1.0	-	1.0
Сторона НН трансформатора ГПП	Амперметр	Е - 350	-	0.5	-
	Ватметр	Д - 335	0.5	-	0.5
	Лічильник W	СЕТ-4ТМ	2.5	-	2.5
	Лічильник V	СЕТ-4ТМ	2.5	-	2.5
Разом:			5.5	0.5	5.5

Намічаємо трансформатори струму на високій стороні ТВГ-110 УХЛ1 [12], а на низькій ТШЛ-10 УЗ [12].

Таблиця 3.5 - Параметри трансформаторів струму

№	Параметр	Значення	
		ТВГ	ТШЛ
1	Тип	ТВГ	ТШЛ
2	Номинальна напруга $U_{ном}$ , кВ	110	10
3	Номинальний струм $I_{ном}$ , А	100	1000
4	Вторинний номінальний струм трансформатора струму $I_2$ , А	5	5
5	Струм електродинамічної стійкості $i_{дин}$ , кА	160	-
6	Струм термічної стійкості $I_{тер}$ , кА	25	40
7	Кратність	250	35
8	Тривалість протікання струму термічної стійкості $t_{тер}$ ,	3	3
9	Вторинне номінальне навантаження трансформатора струму	1.2	0.8
10	Клас точності	0.5	0.5
11	Кліматичне виконання	УХЛ1	У3

*Приклад вибору трансформатора струму:*

1. За номінальною напругою:

$$U_{н.а} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н} = 110 \text{ кВ.}$$

2. За тривалим струмом:

$$I_{роб.мак} = \frac{1,1 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{1,1 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 57,73 \text{ А} \leq I_{ном} = 100 \text{ А.}$$

3. По струму вторинного завантаження:

а) опір приладів, підключених до трансформатора струму:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом};$$

б) допустимий опір провідників

$$r_{пр.треб} = Z_{2ном} - r_{прил} - r_{к} = 1,2 - 0,04 - 0,05 = 1,11 \text{ Ом};$$

де  $r_{к}$ -опір контактів при двох-трьох приладах;

в) для приєднання приладів до трансформаторів струму використовуємо кабелі з алюмінієвими жилами, тоді розрахункове сечення кабелю:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{r_{\text{пр.треб}}} = \frac{0,0271 \cdot 65}{1,11} = 1,59 \text{ мм}^2;$$

$\rho = 0,0271 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  – питомий опір алюмінію;

г) вибираємо провід марки АКРВГ із сеченням фази  $q_{\text{пр}} = 4 \text{ мм}^2$ ;

д) опір вибраного кабелю:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q_{\text{пр}}} = \frac{0,0271 \cdot 65}{4} = 0,44 \text{ Ом};$$

е) разом вторинне навантаження трансформатора:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,04 + 0,44 + 0,05 = 0,53 < Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}.$$

4. По електродинамічній стійкості:

$$i_{\text{уд}} = 39,489 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}.$$

5. По термічній стійкості:

$$B_{\text{к}} = 421 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де тепловий імпульс струму КЗ:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{П0 (КЗ)}}^2 \cdot (t_{\text{пр}} + T_a) = 27,225^2 \cdot (0,565 + 0,003) = 421 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

теплова стійкість установки:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результати перевірок трансформаторів струму зведемо до табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Вибір та перевірка трансформаторів струму

Тип ТТ	Розрахункові дані	Каталожні дані
ТТ <sub>1</sub> , ТТ <sub>2</sub> Сторона ВН трансформатора	$U_{вст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
	$I_{max} = 57.73$ А	$I_{ном} = 100$ А
	$B_{до} = 421$ кА <sup>2</sup> · с	$B_{до} = 1875$ кА <sup>2</sup> · с
	$i_{уд} = 39.489$ кА	$i_{уд} = 160$ кА
	$r_2 = 0.53$ Ом	$Z_{2ном} = 1.2$ Ом
ТТ <sub>3</sub> , ТТ <sub>4</sub> Сторона НН трансформатора	$U_{вст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
	$I_{max} = 635.09$ А	$I_{ном} = 1000$ А
	$B_{до} = 11.65$ кА <sup>2</sup> · с	$B_{до} = 4800$ кА <sup>2</sup> · с
	$i_{уд} = 16.759$ кА	не перевіряється
	$r_2 = 0.36$ Ом	$Z_{2ном} = 0.8$ Ом

### 3.2.3 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Трансформатори напруги призначені для зниження високої напруги до стандартного значення 100 вольт, а також відділення кіл вимірювання та захисту від первинних кіл високої напруги.

Вторинним навантаженням трансформаторів напруги зазвичай є вольтметри, ватметри, варметри, частотоміри та лічильники активної та реактивної енергії.

Типове навантаження трансформаторів напруги представлено табл. 3.7.

Таблиця 3.7 - Навантаження трансформаторів напруги

Місце встановлення	Прилад	Тип	$S_{обм},$ В·А	$n_{обм},$ шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{прил},$ шт	Спож. потужн.	
								$P,$ Вт	$Q,$ ВАр
Сторона ВН трансформатора ГПП	Вольтметр	Е-335	2.0	1	1	0	1	2.0	0.0
	Вольтметр	Н-393	10.0	1	1	0	1	10.0	0.0
	Частотомір	Н-397	7.0	1	1	0	1	7.0	0.0
Разом:								19.0	0.0
Сторона НН трансформатора ГПП	Вольтметр	Е-335	2.0	1	1	0	2	4.0	0.0
	Ватметр	Е-335	1.5	2	1	0	1	3.0	0.0
	Лічильник W	СЕТ-4ТМ	0.02	-	-	-	7	0.14	0.0
	Лічильник V	СЕТ-4ТМ	0.02	-	-	-	7	0.14	0.0
Разом:								7.28	0.0

Намічаємо до встановлення на стороні ВН трансформатора ГПП трансформатор напруги ЗНГ-110 УХЛ1 [12].

Намічаємо до встановлення на стороні НН трансформатора ГПП трансформатор напруги НТМІ-10 [12].

Таблиця 3.8 – Параметри трансформаторів напруги

№	Параметр	Значення	
		СНД	НТМІ
1	Тип	СНД	НТМІ
2	Номінальна напруга $U_{\text{ном}}$ , кВ	110	10
3	Номінальна потужність $S_{\text{ном}}$ , В·А	400	150
4	Клас точності	0,5	0,5
5	Кліматичне виконання	У1	У3

*Приклад вибору та перевірка трансформатора напруги ВН та НН ГПП:*

1. За номінальною напругою:

$$U_{\text{н.а}} = 110 \text{ кВ} \geq U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}.$$

2. За напругою у вторинному навантаженні:

$$S_2 = \sqrt{P_2 + Q_2} = \sqrt{19^2 + 0} = 19 \text{ ВА} < 400 \text{ ВА};$$

Перевірка трансформатора з боку НН ГПП:

1. За номінальною напругою:

$$U_{\text{н.а}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}.$$

2. Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_2 = \sqrt{P_2 + Q_2} = \sqrt{7,28^2 + 0} = 7,28 \text{ ВА} < 150 \text{ ВА}.$$

Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо кабель АКРВГ із січенням жил  $q = 4 \text{ мм}^2$  за умовою механічної міцності [4].

### 3.2.4 Вибір обмежувачів перенапруги та заземлювачів

Так як невідомі всі параметри мережі, що розглядається, то:

- З боку високої напруги приймаємо до встановлення обмежувач перенапруги марки ОПН-РК-110/56-10-680 УХЛ1 [14];
- З боку низької напруги ОПНп-10/10,5/10/1 УХЛ1 [24];
- На боці високої напруги ЗРО-110-УХЛ1 [14];
- На боці низької напруги ЗР-10НУЗ [14].

### 3.2.5 Вибір трансформаторів власних потреб

Для живлення пристроїв підстанції приймають до встановлення трансформатори власних потреб. В даному випадку вони є основним джерелом живлення для: пристроїв обігріву вимикачів та шаф закритого розподільчого пристрою, освітлення підстанції, систем автоматики, пожежогасіння та блоків конденсаторних батарей.

Номінальну потужність трансформаторів приблизно намічаємо як 5% від розрахункової потужності підстанції:

$$S_{с.н} = 0,05 \cdot S_{тр.ном} = 0,05 \cdot 10000 = 500 \text{ кВА.}$$

Вибираємо два трансформатори ТВП – 630/10 [10].

### 3.2.6 Вибір плавких запобіжників

Для захисту трансформаторів потреб вибираємо запобіжники. Номінальний струм плавкої вставки вибираємо із розрахунку струму первинної обмотки трансформатора.

Номінальний струм первинної обмотки:

$$I_{тр.ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А.}$$

Для установки вибираємо запобіжники типу ПКТ 102-10-50-12, 5УЗ [15].



Для захисту трансформаторів напруги вибираємо запобіжники. Номінальний струм плавкої вставки вибираємо із розрахунку струму первинної обмотки трансформатора.

Номінальний струм первинної обмотки:

$$I_{\text{тр.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,66 \text{ А.}$$

Для встановлення вибираємо запобіжники типу ПКТ101-10-10-12,5 УЗ [15].

Таблиця 3.9 – Результати перевірки запобіжників

Розрахунковий параметр кола, що захищається	Паспортні дані апаратів	Умови вибору та перевірки
ПКТ 102-10-50-12.5УЗ		
10 кВ	10 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
36.37 А	50 А	$I_{\text{розрахун}} \leq I_{\text{ном}}$
6.158 кА	12.5 кА	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{ном}}$
ПКТ101-10-10-12.5 УЗ		
10 кВ	10 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
8.66 А	10 А	$I_{\text{розрахун}} \leq I_{\text{ном}}$
6.158 кА	12.5 кА	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{ном}}$

### 3.3 Розробка схеми закритого розподільчого пристрою

Розподільний пристрій 10 кВ є набір комірок КРУ, об'єднаних загальною шиною. Усі комірки розташовані у модельній будівлі в одному залі. Кількість комірок залежить від кількості підключень. Під підключеннями розуміються як споживачі, так і допоміжне обладнання, компенсуючі пристрої, трансформатори напруги, секційний апарат і ввідні апарати.

При електропостачанні споживачів першої та другої категорії необхідно дві секції шин. У кожній секції знаходиться одна комірка з вимикачем для підключення до трансформатора. Секційний вимикач встановлюється на першій секції шин, а на другій секції комірка з одним роз'єднувачем.

Для підключення споживачів встановлюються комірці з вимикачами за кількістю приєднань до кожної шини.

Для підключення УКРМ виділяються по комірці з вимикачем на кожну секцію.

Для підключення трансформаторів напруги виділяються по комірці з роз'єднувачем, розрядником та запобіжником на кожну секцію.

Власні потреби підстанції задовольняються у вигляді трансформаторів власних потреб, підключених по одному на кожну секцію через комірку з вимикачем.

Знижена напруга з трансформаторів живлення передається по жорстких шинах через прохідні ізолятори, розташовані в стіні будівлі, на ввідні вимикачі, підключені до секцій шин розподільного пристрою. Камери одностороннього обслуговування (комірки) розташовуються рядами вздовж стін будівлі. На торцевій стіні розміщуються шафи власних потреб. Будівля обладнана двома виходами.

Кількість, склад та призначення комірок КРУН наведено в графічній частині роботи.

Розподіл електроприймачів цеху за пунктами живлення, розрахунок електричних навантажень виробничого приміщення та вибір захисних апаратів та провідників представлено в додатках до роботи.

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 4.1 Забезпечення електробезпеки. Дія електричного струму на організм людини

Електричні установки становлять велику небезпеку для людини. Органи чуття людини не можуть на відстані виявити наявності електричної напруги на устаткуванні. Кількість електротравм на виробництві невелика і становить 0,5-1% від загальної кількості травм. Серед причин смертельних нещасних випадків електротравм припадає на частку 20...40 %.

Електричний струм, проходячи через тіло людини, надає на нього складний вплив, що є сукупністю термічного (нагрівання тканин та біологічних середовищ), електролітичного (розкладання крові та плазми) та біологічного (подразнення та збудження нервових волокон та ін. органів тканин організму) впливів. Будь-який із цих впливів може призвести до електричної травми, тобто. пошкодження організму, спричиненого впливом електричного струму або електричної дуги. Розрізняють місцеві електротравми та електричні удари. У 55% травми мають змішаний характер.

До місцевих електротравм відносять електричний опік (результат теплового впливу електричного струму в місці контакту); електричний знак (специфічне ураження шкіри, викликане, головним чином, дією струму), металізацію шкіри частинками металу, що розплавився під дією електричної дуги; електроофтальмію (запалення зовнішніх оболонок очей через вплив ультрафіолетових променів електричної дуги); механічні ушкодження (розриви шкіри, вивихи, переломи кісток), спричинені мимовільним скороченням м'язів під дією струму.

Електричний удар веде до дуже серйозних уражень організму людини, викликаних збудженням живих тканин тіла електричним струмом і супроводжується судорожним скороченням м'язів. Залежно від наслідків, що виникають, електричні удари ділять на 4 ступеня:

I – судомне скорочення м'язів без непритомності;

II - судомне скорочення м'язів з втратою свідомості, але з збереженням диханням і роботою серця;

III – втрата свідомості та порушення серцевої діяльності або дихання (або того й іншого);

IV – стан клінічної смерті.

Тяжкість ураження електричним струмом залежить від цілого ряду факторів: значення сили струму, електричного опору тіла людини та тривалості протікання через нього струму, роду та частоти струму, індивідуальних властивостей людини.

Основним фактором, що зумовлює ступінь поразення людини, є сила струму. Встановлено три критерії впливу електричного струму на людину: відчутний пороговий струм (найменше значення струму, що викликають відчутні подразнення в організмі); пороговий струм, що не відпускає (найменше значень сили струму, що викликає судомні скорочення м'язів руки, в якій затиснутий провідник) і пороговий фібриляційний струм (найменше значення сили електричного струму, що викликає при проходженні через тіло людини фібриляцію серця). Фібриляцією називаються хаотичні та різночасні скорочення волокон серцевого м'яза, що повністю порушують її роботу як насоса. При протіканні струму шляхом «рука-рука» або «рука-ноги» значення сили струму такі:

Таблиця 4.1

Рід струму	Пороговий відчутний струм, мА	Пороговий невідпускний струм, мА	Пороговий фібриляційний струм, мА.
Змінний струм частотою 50 Гц	0,5 ... 1,5	6...10	80...100
Постійний струм	5,0...7,0	50...80	300

Ці значення струму умовні, оскільки в однієї людини можуть викликати слабкі відчуття, в іншого – можуть бути іншими. Це залежить від стану нервової системи, фізичного розвитку людини. Для жінок порогові значення струму приблизно в 1,5 рази нижчі, ніж для чоловіків.

На ураження сильно впливає опір тіла людини, яке змінюється у дуже великих межах. Найбільший опір має верхній шар шкіри товщиною близько 0,2 мм, що складається з мертвих ороговілих клітин. Питомий електричний опір сухої шкіри становить  $3 \cdot 10^3 \dots 2 \cdot 10^4$  Ом · м, а спинномозкової рідини - 0,5 ... 0,6 Ом · м. Загальний електричний опір тіла людини при сухій, чистій та неушкодженій шкірі, виміряний при напрузі до 15...20 В, знаходиться в межах 3...1000 кОм і більше; опір внутрішніх тканин тіла – 300...500 Ом. При розрахунках електробезпеки опір тіла людини приймають рівним 1 кОм.

*Тривалість протікання струму* через тіло людини впливає на зменшення опору шкіри, ймовірнішим стає ураження серця і накопичуються інші негативні наслідки. Наприклад, для змінного струму частотою 50 Гц гранично допустимий струм при тривалості дії 0,1 с становить 500 мА, а при дії протягом 1 с – 50 мА.

Істотне значення має шлях струму через тіло людини. Наприклад, кількість травм із втратою свідомості під час проходження шляхом «рука – ноги» становлять 87 %; по шляху "нога - нога" - 15%.

Ступінь ураження залежить також від роду та частоти струму. Найбільш небезпечним є змінний струм частотою від 20 до 1000 Гц. Змінний струм небезпечніший за постійний, але це характерно тільки для напруги до 250...300 В; при більших напругах небезпечнішим стає постійний струм. Індивідуальні властивості людини помітно впливають на важкість поразення. Захворювання людини: хвороби шкіри, серцево-судинної системи, легень, нервові хвороби та ін. роблять його більш сприйнятливим до електричного струму. Тому обслуговування електроустановок допускаються особи, які пройшли спеціальний медичний огляд.

## 4.2 Захист від випромінювань

*Іонізуюче випромінювання* – це випромінювання, що викликає іонізацію середовища (заряджених атомів чи молекул-іонів). Іонізуючими властивостями мають космічні промені та радіоактивні речовини на Землі. Штучними джерелами іонізуючих випромінювань є ядерні реактори, прискорювачі заряджених частинок, штучні радіоактивні ізотопи, рентгенівські промені.

Джерела іонізуючих випромінювань застосовуються: для дефектоскопії металів, геологорозвідки, медицини, атомної енергетики та ін.

Іонізуюче випромінювання буває електромагнітним -  $\gamma$ -випромінювання, рентгенівські промені (фотонним) та корпускулярним (потік частинок, маса яких відмінна від нуля:  $\lambda$  -  $\beta$ -частки, протони, нейтрони та ін.).

Кількісна дія  $\gamma$ -випромінювання та рентгенівського випромінювання в сухому повітрі оцінюють за експозиційною дозою. Експозиційна доза  $X$  є відношенням повного заряду іонів одного знаку, що виникають у малому обсязі повітря, до маси повітря в цьому обсязі:

$$X = \frac{dQ}{dm},$$

де  $Q$  - повний заряд іонів одного знаку;

$m$  – маса повітря.

За одиницю експозиційної дози приймають Кл/кг. Застосовується також позасистемна одиниця – рентген;  $1\text{Р} = 2,58 \cdot 10^{-4}$  Кл / кг.

Біологічна дія іонізуючого випромінювання на організм залежить від поглиненої енергії випромінювання.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі розглянуто забезпечення надійності системи електропостачання механічного заводу. Одержано наступні результати:

1. Розглянуто класифікацію відмов у системах електропостачання.
2. Для підключення підприємства прийнято напругу лінії живлення 110 кВ.
3. Повна розрахункова потужність підприємства з боку ВН ГПП становить 8518 кВА.
4. З урахуванням того, що підприємство відноситься до II категорії по надійності електропостачання, здійснено розподіл джерел живлення територією підприємства. Для встановлення прийнято 8 трансформаторів потужністю 1000 кВА та 4 – по 630 кВА. Навантаження цехів поєднано таким чином, щоб ТП були завантажені оптимально. Прийнято до виконання змішану схему внутрішньозаводського електропостачання.
5. Проведена компенсація реактивної потужності на стороні НН і ВН. Необхідна потужність конденсаторних батарей на стороні 0,4 кВ становить 2324 кВАр. Встановлено 13 комплектних конденсаторних установок УКМ-58-04-180-30УЗ з потужністю 180 кВАр та кроком регулювання 30 кВАр. На стороні 10 кВ використано синхронні двигуни.
6. Здійснено вибір перерізу кабелів мереж вище і нижче 1 кВ. Виконана перевірка за умовою нагрівання і за допустимою втратою напруги.
7. Здійснено розрахунок струмів КЗ в мережі вище 1000 В.
8. Проведено вибір трансформаторів ГПП: 2 ТДН-10000/10.
9. Запропоновано схему зовнішнього електропостачання: два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою. Здійснено вибір комутуючої та захисної апаратури: вимикачів та роз'єднувачів, ТС ТН, ОПН, заземлювачів, ТВП, запобіжників.
10. Проведено розрахунок штампувального цеху, а саме: розподіл електроспоживачів по групах живлення, розрахунок електричного навантаження, вибір захисних апаратів і проводів.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. А.В. Журахівський С.В. Казанський Ю.П. Матеєнко О.Р. Пастух. «Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж», підручник, Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017
2. Решетник В.Я. Електричні системи і мережі: Навчальний посібник – Тернопіль: Видавництво ТНТУ, 2010. - 191 с.
3. Рожков П. П. Конспект лекцій з дисципліни «Надійність електричних мереж» для магістрів денної та заочної форм навчання за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (освітні програми «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Електротехнічні системи електроспоживання (освітньо-наукова)») / П. П. Рожков, С. Е. Рожкова ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2017. – 85 с.
4. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. М.: "Высшая школа" 1990. – 366 с. Издание четвертое, переработанное и дополненное.
5. <https://elnik.com.ua/ua/p1372529963-promyshlennyj-svetilnik-insel.html>
6. Системи електропостачання: метод. вказівки до викон. розрахункової роботи з дисципліни для студ. напряму підготов. 6.050601 «Теплоенергетика» за спеціальністю «Енергетичний менеджмент» / Нац. техн. ун-т України «Київський політехнічний інститут» ; уклад. : В.А. Попов, А.О. Журавльов, О.С. Ярмолюк. – К. : Вид-во НТУУ «КПІ», 2016. – 34 с.
7. [https://studopedia.ru/19\\_337177\\_rozrahunok-elektrichnih-navantazhen.html](https://studopedia.ru/19_337177_rozrahunok-elektrichnih-navantazhen.html)
8. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
9. <https://kompessori.com.ua/ua/p4505170-dvigateli-serii-std.html>
10. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України,. - К., 2017.
11. «Выключатели колонковые элегазовые АВВ» - Справочник покупателя. Издание 2, 2004-03.



12. «ABB Измерительные трансформаторы» - Справочник покупателя. Издание 4.1, 2006-02.
13. [https://www.electroshield.ru/upload/iblock/e7d/re\\_vvu\\_p3\\_10\\_electroshield.ru.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/e7d/re_vvu_p3_10_electroshield.ru.pdf)
14. <https://www.iek.ua/products/catalog/detail.php?ID=2484999>
15. <https://zyabkin.com.ua/predohranitel-plavkiy-visokovoltniy-pkt-102-10-50-125-u3-nva-korenevo-9410050201/p238364>
16. БУНЯК, Олег Андронікович; КУРОЧКІН, Д. О. Забезпечення системи гарантованого електропостачання підприємства. *Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “*, 2017, 3: 93-93.
17. Сисак І.М., et al. Вибір трансформаторів підстанцій за навантажувальною здатністю. *Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “*, 2017, 3: 89-89.
18. ВАКУЛЕНКО, Олександр Олексійович; ЄВТУХ, Петро Сильвестрович. Електричні втрати в освітлювальних мережах. In: *VI Міжнародна науково-технічна конференція „Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи “*. ФОП Паляниця ВА, 2018. р. 77-78.
19. Є.В. Бацюра. Забезпечення надійності системи електропостачання промислових об'єктів. Є.В. Бацюра, Р.І. Шинькар, А.Р. Ухін, П.Б. Костецький, С.В. Осадчук, І.М. Сисак // *Матеріали X міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів. Актуальні задачі сучасних технологій – Тернопіль 24-25 листопада 2021.* — Т : ТНТУ, 2021. — Том 2. — С. 9-10. — (Електротехніка та енерго-збереження).
20. БУНЯК, Олег Андронікович; БОРИСЮК, Я. В. Розробка заходів зниження втрат електроенергії трансформаторної підстанції. *Збірник тез доповідей VII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “*, 2018, 3: 6-6.

# ДОДАТКИ

## Додаток А

### Розподіл електроприймачів цеху за пунктами живлення

Початковим етапом розробки системи електропостачання цеху є угруповання ЕП за пунктами живлення. Вибирається схема прокладання мережі з урахуванням ергономіки виробничого приміщення, компонування електроприймачів та їх потужності, а також відповідно до характеру виробничого середовища.

Цех має нормальне середовище, у цеху багато однотипного технологічного устаткування. Електроприймачі та розподільчі пункти запитуються по радіальних лініях, прокладених у коробах та на лотках.

В графічній частині проекту зображено план цеху з розташуванням розподільчих пунктів і електроприймачів, що живляться від них.

Прийнята схема забезпечує необхідну ступінь надійності живлення приймачів і необхідну за технологічними умовами гнучкість і універсальність мережі щодо приєднання нових приймачів.



## Продовження таблиці Б.1

Машина лиття	5	50	0.3	0.60	1.33	0.89	2.5	142.26	355.65
Піч плавильно-роздавальна	4	20	0.8	0.95	0.33	1	-	31.99	31.99
РП4									
Машина лиття	3	50	0.3	0.60	1.33	0.89	2.5	142.26	355.65
Піч плавильно-роздавальна	5	20	0.8	0.95	0.33	1	-	31.99	31.99
Машина лиття	2	3	0.3	0.60	1.33	0.89	2.5	8.54	21.34
РП5									
Галтувальний барабан	2	30	0.24	0.65	1.17	0.89	5	78.79	393.95
Обдирний верстат	1	7	0.17	0.65	1.17	0.89	5	18.38	91.92
Свердлильний верстат	1	30	0.17	0.65	1.17	0.89	5	78.79	393.95
Піч плавильно-роздавальна	1	15	0.8	0.95	0.33	1	-	23.99	23.99
Кантувач	1	16	0.3	0.60	1.33	0.89	5	45.52	227.62
Віброустановка	1	50	0.8	0.60	1.33	0.89	2.5	142.26	355.65
Гідронасос	1	30	0.8	0.85	0.62	0.89	2.5	60.25	150.63
Кран	1	20	0.35	0.50	1.73	0.89	2.5	68.29	170.71
РП6									
Машина лиття	5	15	0.3	0.60	1.33	0.89	2.5	42.68	106.70
Піч плавильно-роздавальна	5	10	0.8	0.95	0.33	1	-	15.99	15.99
РП7									
Прес-автомат	3	13	0.25	0.65	1.17	0.89	5	34.14	170.71
Кран-балка ПВ = 40%	1	80	0.1	0.50	1.73	0.87	2.50	176.72	441.80
Розбиральна машина	3	60	0.12	0.50	1.73	0.89	2.5	204.86	512.14
Прес-автомат	1	11	0.25	0.65	1.17	0.89	5	28.89	144.45
Прес	2	13	0.25	0.65	1.17	0.89	5	34.14	170.71
РП8									
Встановлення шихтівки	2	50	0.75	0.95	0.33	0.89	2.5	89.85	224.62
Вертикально-свердлильний верстат	1	8	0.17	0.65	1.17	0.89	5	21.01	105.05
Токарний верстат	2	10	0.17	0.65	1.17	0.89	5	26.26	131.32
Фрезерний верстат	1	22	0.17	0.65	1.17	0.89	5	57.78	288.90
РП9									
Прес	6	13	0.25	0.65	1.17	0.89	5	34.14	170.71
Заточувальний верстат	2	5	0.17	0.65	1.17	0.89	5	13.13	65.66
РП10									
Прес	1	13	0.25	0.65	1.17	0.89	5	34.14	170.71
Прес калібрувальний	8	16	0.25	0.65	1.17	0.89	5	42.02	210.11
РП11									
Прес-автомат	5	11	0.25	0.65	1.17	0.89	5	28.89	144.45
Прес	7	40	0.25	0.65	1.17	0.89	5	105.05	525.27

Приклад розрахунку розподільчого пункту РП9.

1. Номінальна та сумарна потужність (графи 1 – 4) на підставі вихідних даних:

$$\sum P_{\text{НОМ}} = n \cdot P_{\text{НОМ}} = 6 \cdot 13 + 2 \cdot 5 = 88 \text{ кВт}.$$

2. Коефіцієнти використання та потужності (графи 5 – 7) згідно з довідковими даними.

3. Середньозмінна активна та реактивна потужність (графи 8 та 9):

$$P_{\text{СМ}} = K_{\varepsilon} \cdot \sum P_{\text{НОМ}} = 0,25 \cdot 78 + 0,17 \cdot 10 = 21,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{СМ}} = K_{\varepsilon} \cdot \sum P_{\text{НОМ}} \cdot \text{tg} \varphi = 0,25 \cdot 78 \cdot 1,17 + 0,17 \cdot 10 \cdot 1,17 = 24,8 \text{ кВар}.$$

4. Середньозважений коефіцієнт використання навантаження (разом графи 5):

$$K_{\varepsilon, \text{ср}} = \frac{\sum P_{\text{СМ}}}{\sum P_{\text{НОМ}}} = \frac{21,2}{88} = 0,24.$$

5. Середньозважене значення коефіцієнта реактивної потужності (разом графи 7):

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{СМ}}}{P_{\text{СМ}}} = \frac{24,8}{21,2} = 1,17.$$

6. Ефективна кількість електроприймачів  $n_e$  (графа 10):

$$n_e = \frac{P_{\text{НОМ}\Sigma}^2}{\sum (P_{\text{НОМ}})^2} = \frac{88^2}{13^2 \cdot 6 + 5^2 \cdot 2} = 7,28,$$

приймаємо  $n_e = 7$  шт.

7. За даними пункту 4 та 6 коефіцієнт розрахункового навантаження  $K_p = 1,54$  (графа 11).

8. Максимальна активна потужність силового навантаження (разом графа 12):

$$P_p = K_p \cdot \sum P_{см} = 1,54 \cdot 21,2 = 32,65 \text{ кВт.}$$

9. Максимальна реактивна потужність силового навантаження (графа 13):

$$Q_p = 1,1 \cdot \sum Q_{см} = 1,1 \cdot 24,8 = 27,28 \text{ кВар.}$$

10. Повна максимальна потужність силового навантаження (графа 14):

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{32,65^2 + 27,28^2} = 42,55 \text{ кВА.}$$

11. Розрахунковий струм (графа 15):

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{42,55}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 64,64 \text{ А.}$$

12. Піковий струм (графа 16):

$$I_{пik} = I_{пуск}^{max} + (I_p - K_{\epsilon} \cdot I_{ном}^{max}) = 170,71 + (64,64 - 0,25 \cdot 34,14) = 226,82 \text{ А,}$$

$I_{пуск}$  - струм приймача з найбільшим значенням пускового струму;

$I_p$  - розрахунковий струм пункту;

$I_{ном.мах}$  - номінальний струм приймача з найбільшим пусковим струмом;

$K_i$  - коефіцієнт використання приймача з максимальним пусковим струмом.

Максимальне електричне навантаження штампувального цеху зведено до табл. Б.2.

Таблиця Б.2 – Визначення максимальних навантажень цеху по пунктам живлення

Найменування вузлів живлення та груп ЕП	Кількість ЕП, п	Встановлена потужність		Коефіцієнт використання	cosφ	tgφ	Середнє навантаження за зміну		Ефективна кількість електроприймачів п <sub>е</sub>	Коефіцієнт розрахункового навантаження, Кр	Розрахункове навантаження			I <sub>p</sub> , А	I <sub>пик</sub> , А
		P <sub>ном</sub> , кВт	∑P <sub>ном</sub> , кВт				P <sub>зм</sub> = Kв · P <sub>ном</sub> , кВт	Q <sub>зм</sub> = P <sub>зм</sub> · tgφ, кВАр			P <sub>p</sub> = Кр · P <sub>зм</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> = (1-1,1) · Q <sub>зм</sub> , кВАр	S <sub>p</sub> = √(P <sub>p</sub> <sup>2</sup> +Q <sub>p</sub> <sup>2</sup> ), кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Розподільний пункт РП-1															
Кран-балка ПВ = 40%	2	6.3	12.6	0.10	0.50	1.73	1.26	2.18							
Піч тупікова	3	7	21	0.80	0.95	0.33	16.80	5.54							
Камера для фарбування	2	65	130	0.70	0.85	0.62	91.00	56.42							
Разом по РП-1	7	6.3 - 65	163.6	0.67	0.86	0.59	109.06	64.14	3	1.14	124.33	70.55	142.95	217.19	437.33
Розподільний пункт РП-2															
Прес	1	26	26	0.25	0.65	1.17	6.50	7.61							
Електромолот	2	8	16	0.24	0.65	1.17	3.84	4.49							
Електропіч	2	18 - 21	39	0.80	0.95	0.33	31.20	10.30							
Ковальський горн	1	12	12	0.80	0.95	0.33	9.60	3.17							
Разом по РП-2	6	8 - 26	93	0.55	0.89	0.50	51.14	25.56	5	1.08	55.23	28.12	61.98	94.16	418.52
Розподільний пункт РП-3															
Кран-балка ПВ = 25%	1	1	1	0.06	0.50	1.73	0.06	0.10							



## Продовження таблиці Б.2

Машина лиття	5	50	250	0.30	0.60	1.33	75.00	99.75							
Піч плавильно-роздавальна	4	20	80	0.80	0.95	0.33	64.00	21.12							
Разом по РП-3	10	1 - 50	331	0.42	0.75	0.87	139.06	120.97	7	1.12	155.75	133.07	204.86	311.25	624.22
Розподільний пункт РП-4															
Машина лиття	5	3 - 50	156	0.30	0.60	1.33	46.80	62.24							
Піч плавильно-роздавальна	5	20	100	0.80	0.95	0.33	80.00	26.40							
Разом по РП-4	10	3 - 50	256	0.50	0.82	0.70	126.80	88.64	7	1.10	139.48	97.50	170.18	258.56	571.53
Розподільний пункт РП-5															
Галтувальний барабан	2	30	60	0.24	0.65	1.17	14.40	16.85							
Обдирний верстат	1	7	7	0.17	0.65	1.17	1.19	1.39							
Свердильний верстат	1	30	30	0.17	0.65	1.17	5.10	5.97							
Кантувач	1	16	16	0.30	0.60	1.33	4.80	6.38							
Кран	1	20	20	0.35	0.50	1.73	7.00	12.11							
Вібрустанова	1	50	50	0.80	0.60	1.33	40.00	53.20							
Гідронасос	1	30	30	0.80	0.85	0.62	24.00	14.88							
Піч плавильно-роздавальна	1	15	15	0.80	0.95	0.33	12.00	3.96							
Разом по РП-5	9	7 - 50	228	0.48	0.69	1.06	108.49	114.74	7	1.10	119.34	126.21	173.70	263.91	638.95
Розподільний пункт РП-6															
Машина лиття	5	15	75	0.30	0.60	1.33	22.50	29.93							
Піч плавильно-роздавальна	5	10	50	0.80	0.95	0.33	40.00	13.20							
Разом по РП-6	10	10 - 15	125	0.50	0.82	0.69	62.50	43.13	9	1.07	66.87	47.44	81.99	124.57	218.46
Розподільний пункт РП-7															
Преси	6	11 - 13	76	0.25	0.65	1.17	19.00	22.23							
Кран-балка ПВ = 40%	1	80	80	0.10	0.50	1.73	8.00	13.84							

## Продовження таблиці Б.2

Розбірна машина	3	60	180	0.12	0.50	1.73	21.60	37.37							
Разом по РП-7	10	11 - 60	336	0.14	0.55	1.51	48.60	73.44	6	1.96	95.26	80.78	124.90	210.77	677.32
Розподільний пункт РП-8															
Металорізальні верстати	4	8 - 22	50	0.17	0.65	1.17	8.50	9.95							
Установка шиття	2	50	100	0.75	0.95	0.33	75.00	24.75							
Разом по РП-8	6	8 - 50	150	0.56	0.92	0.42	83.50	34.70	4	1.12	93.52	38.17	101.01	153.47	432.54
Розподільний пункт РП-9															
Прес	6	13	78	0.25	0.65	1.17	19.50	22.82							
Заточувальний верстат	2	5	10	0.17	0.65	1.17	1.70	1.99							
Разом по РП-9	8	5 - 13	88	0.24	0.65	1.17	21.20	24.80	7	1.54	32.65	27.28	42.55	64.64	226.82
Розподільний пункт РП-10															
Преси	9	13 - 16	141	0.25	0.65	1.17	35.25	41.24							
Разом по РП-10	9	13 - 16	141	0.25	0.65	1.17	35.25	41.24	9	1.16	40.89	45.36	61.07	92.79	292.39
Розподільний пункт РП-11															
Преси	12	11 - 40	335	0.25	0.65	1.17	83.75	97.99							
Разом по РП-11	12	11 - 40	335	0.25	0.65	1.17	83.75	97.99	10	1.13	94.64	97.99	136.23	206.98	705.99
Разом силова навантаження	97	1 - 65	2217.2	0.30	0.80	0.76	666.41	503.27	68	1.00	666.41	503.27			
Освітлення	96	0.1	9.6	0.85	0.98	0.20	8.16	1.63	8.16	1.63	8.32				
Разом по цеху	97	2239.38	0.30	0.80	0.75	685.26	507.04	674.57	504.9	841.74	1278.89	1777.90			

## Додаток В

## Вибір захисних апаратів та провідників

Вибір автоматичних вимикачів відбувається відповідно до робочих і пускових (пікових) струмів ЕП (або групи ЕП), які вони захищають.

Розподільні пункти вибираються відповідно до кількості приєднань та розрахункового струму.

Провідники розподільчих пунктів та окремих ЕП вибираються відповідно до робочих струмів та поправочних коефіцієнтів на прокладку та температури.

Режим роботи нейтральної електричної мережі TN-C. Для системи характерне поєднання функціонального та захисного нульових провідників. Класичною TN-C системою є традиційна чотирипровідна схема електропостачання з трьома фазними та одним нульовим дротом. Основна шина заземлення в даному випадку - глухозаземлена нейтраль, з якою додатковими нульовими проводами необхідно з'єднати всі відкриті деталі, корпуси та металеві частини приладів, здатні проводити електричний струм.

*Вибір відхідного автоматичного вимикача трансформатора:*

1. Максимальний робочий струм підстанції:

$$I_{роб.мак} = \frac{\beta \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2127,08 \text{ А.}$$

2. Піковий струм підстанції:

$$I_{пик.ПС} = I_{пуск}^{max} + (I_{р.пс} - K_{\epsilon} \cdot I_{ном}^{max}) = 525,27 + (2127,08 - 0,25 \cdot 105,05) = 2626,09 \text{ А.}$$

Намічаємо до встановлення автомат марки ВА-75-45 з  $I_T = 2500 \text{ А}$ , і  $K_3 = 2$ .

Виконуємо перевірку наміченого автомата:

1. По нагріванню розрахунковим струмом:

$$I_T \geq 1,1 \cdot I_{роб.мак}$$

$$I_T = 2500 \text{ А} \geq 1,1 \cdot 2127,08 = 2339,79 \text{ А.}$$

2. За умовою навантаження піковим струмом:

$$I_{розр.е} = I_m \cdot K_z \geq 1,25 \cdot I_{нік},$$

$$5000 \text{ A} \geq 1,25 \cdot 2626,09 = 3282,613 \text{ A}.$$

Вибраний автомат пройшов перевірку.

*Вибір секційного автоматичного вимикача РПНН ТП:*

1. Максимальний робочий струм підстанції:

$$I_{роб.мак} = \frac{\beta \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2127,08 \text{ A}.$$

2. Розрахунковий струм секційного вимикача:

$$I_{р.св} = 0,7 \cdot I_{роб.мак} = 0,7 \cdot 2127,08 = 1488,96 \text{ A}.$$

3. Піковий струм збірних шин:

$$I_{нік.зш} = I_{пуск}^{max} + (I_{р.св} - K_e \cdot I_{ном}^{max}) = 525,27 + (1488,96 - 0,7 \cdot 105,05) = 1940,695 \text{ A}.$$

Намічаємо до встановлення автомат марки ВА-75-45 з  $I_T = 2500 \text{ A}$ , і  $K_z =$

2.

Виконуємо перевірку наміченого автомата:

1. По нагріванню розрахунковим струмом:

$$I_T \geq 1,1 \cdot I_{р.св},$$

$$I_T = 2500 \text{ A} \geq 1,1 \cdot 1488,96 = 1637,86 \text{ A}.$$

2. За умовою навантаження піковим струмом:

$$I_{розр.е} = K_z \cdot I_m \geq 1,25 \cdot I_{нік.зш},$$

$$5000 \text{ A} \geq 1,25 \cdot 1940,695 = 2425,87 \text{ A}.$$

Вибраний автомат пройшов перевірку.

*Здійснюємо вибір розподільчого пункту РПП:*

1. Розрахунковий струм розподільчого пункту:

$$I_{p,pp} = 217,19 \text{ A.}$$

2. Кількість підключень:

$$n_{en} = 7.$$

Приймаємо до встановлення розподільні пункти серії РП8501 із вступними вимикачами серії ВА57. Результати вибору зведемо до таблиці В.1.

Таблиця В.1 - Розподільчі пункти

Вузол живлення	Розрахунковий струм $I_p$ , А	$n_{підкл}$	Тип шафи	$n_{max}$	$I_{н.РП}$ , А
РП1	217.19	7	РП8501-2088-2-У3	8	360
РП2	94.16	6	РП 8501-2067-2-У3	8	225
РП3	311.25	10	РП 8501-2089-2-У3	10	360
РП4	258.56	10	РП 8501-2093-2-У3	12	567
РП5	263.91	9	РП 8501-2089-2-У3	10	360
РП6	124.57	10	РП 8501-2073-2-У3	10	225
РП7	210.77	10	РП 8501-2073-2-У3	10	225
РП8	153.47	6	РП 8501-2067-2-У3	8	225
РП9	64.64	8	РП 8501-2067-2-У3	8	225
РП10	92.79	9	РП 8501-2073-2-У3	10	225
РП11	206.98	12	РП 8501-2093-2-У3	12	567

Ділянка КТП2 – РП1

Розрахунковий та піковий струм навантаження РП1:

$$I_p = 217,19 \text{ A} \quad I_{пик} = 437,33 \text{ A}$$

Намічаємо до встановлення автомат марки ВА57-35 з параметрами  $I_T = 250 \text{ A}$ ,  $I_{розр.е} = 750 \text{ A}$ .

Виконуємо перевірку наміченого автомата:

1. По нагріванню розрахунковим струмом:

$$I_T \geq 1,1 \cdot I_p,$$

$$I_T = 250 \text{ A} \geq 1,1 \cdot 217,19 = 238,91 \text{ A.}$$

2. Умовою навантаження піковим струмом:

$$I_{розр.е} \geq 1,25 \cdot I_{нік},$$

$$750A \geq 1,25 \cdot 437,33 = 546,66A.$$

Вибраний автомат пройшов перевірку.

Намічаємо вибір кабелю марки АВВГнг-LS - 2 (4 × 70) з  $I_{доп} = 149A$ .

1. Січення за допустимим нагріванням:

$$I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 = 298 \cdot 1 \cdot 0,85 = 253,3A \geq \frac{I_p}{n_{\phi}} = 108,60A,$$

$K_1 = 1$  - коефіцієнт, що враховує вплив температури для нормального виробничого середовища  $t = +25^{\circ}C$ , що довго перебуває в такому стані (більше 1 дня);

$K_2 = 0,85$  - коефіцієнт прокладки 5-6 ліній, прокладених пучками.

2. Узгодження з апаратом захисту:

$$I_{доп} = 298A \geq \frac{K_{зах} \cdot I_{зах}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{1 \cdot 250}{1 \cdot 0,85} = 294,12A,$$

де  $I_{зах}$  - струм уставки спрацьовування захисного апарату;

$K_{зах}$  - кратність тривало допустимого струму для дроту чи кабелю стосовно струму спрацьовування захисного апарату.

Значення  $K_{зах}$  та  $I_{зах}$  визначають залежно від характеру мережі, типу ізоляції проводів та кабелів, умов навколишнього середовища.

3. Втрата напруги:

$$\Delta U_{p\%} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l = 0,2 \cdot 217,19 \cdot 0,073 = 3,17 < 5\%$$

де  $l$  – довжина лінії з урахуванням непрямої прокладки кабелю (обрізка, обхід конструкцій і устаткування...), км; 5% - допустиме значення втрат напруги;

$\Delta U_0$  – втрата напруги у трифазних мережах 380 В, % / (А·км).

Прийнятий кабель проходить за результатами перевірок.

*Ділянка РПП-ЕП №1*

Розрахунковий та піковий струм ЕП:

$$I_p = 22,09 A \quad I_{\text{пуск}} = 55,237 A$$

Намічаємо до встановлення автомат марки ВА51-35 з параметрами  $I_{\text{ном.ав}} = 25 A$ ,  $I_T = 25 A$ ,  $I_{\text{розч.е}} = 125 A$ .

Виконуємо перевірку наміченого автомата:

1. По нагріванню розрахунковим струмом:

$$I_T \geq 1,1 \cdot I_p,$$

$$I_T = 25 A \geq 1,1 \cdot 22,09 = 24,3 A.$$

2. Умовою навантаження піковим струмом:

$$I_{\text{розр.е}} \geq 1,5 \cdot I_{\text{пуск}},$$

$$125 A \geq 1,5 \cdot 55,237 = 82,86 A.$$

Намічаємо вибір кабелю марки АВВГнг-LS - (4×6) з  $I_{\text{доп}} = 34 A$ .

1. Січення за допустимим нагріванням:

$$I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 = 34 \cdot 1 \cdot 0,75 = 25,5 A \geq I_p = 22,09 A,$$

$K_1 = 1$  - коефіцієнт, що враховує вплив температури для нормального виробничого середовища  $t = +25 \text{ }^\circ\text{C}$ , що довго перебуває в такому стані (більше 1 дня);

$K_2 = 0,75$  - коефіцієнт прокладки 7-9 ліній, прокладених пучками.

2. Узгодження з апаратом захисту:

$$I_{\text{доп}} = 34 A \geq \frac{K_{\text{зах}} \cdot I_{\text{зах}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{1 \cdot 25}{1 \cdot 0,75} = 33,33 A,$$

де  $I_{\text{зах}}$  - струм вставки спрацьовування захисного апарату;

$K_{\text{зах}}$  - кратність тривало допустимого струму для дроту чи кабелю стосовно струму спрацьовування захисного апарату.

Значення  $K_{зах}$  та  $I_{зах}$  визначають залежно від характеру мережі, типу ізоляції проводів та кабелів, умов навколишнього середовища.

Результати вибору та перевірки апаратів захисту та провідників зведемо в табл. В.2 – В.4.

Таблиця В.2 – Вибір апаратів захисту

Ділянка	$I_p, A$	$I_{пик}, A$	$1,1 \cdot I_p, A$	$1,25 \cdot I_{пик}, A$	Автомат	
					Тип	$I_T/I_{розч.с}, A$
Відхідний ви- микач ТП	2127.08	2626.09	2339.79	3282.61	ВА-75-45	2500/5000
Секційний ви- микач РПНН ТП	1488.96	1940.70	1637.86	2425.87	ВА-75-45	2500/5000
РП1	217.19	437.33	238.91	546.67	ВА-57-35	250/750
РП2	94.16	418.52	103.58	523.15	ВА-57-35	200/1000
РП3	311.25	624.22	342.37	780.27	ВА-57-39	400/1000
РП4	258.56	571.53	284.42	714.42	ВА-57-39	320/1000
РП5	263.91	638.95	290.30	798.69	ВА-57-39	320/1000
РП6	124.57	218.46	137.03	273.08	ВА-57-35	160/500
РП7	210.77	677.32	231.85	846.65	ВА-57-39	320/1500
РП8	153.47	432.54	168.82	540.68	ВА-57-35	250/750
РП9	64.64	226.82	71.11	283.53	ВА-57-35	80/500
РП10	92.79	292.39	102.06	365.49	ВА-57-35	125/800
РП11	206.98	705.99	227.68	882.48	ВА-57-35	250/1500



Таблиця В.3 - Вибір провідників

Ділянка	Спосіб прокладки	К <sub>п1</sub>	К <sub>п2</sub>	I <sub>p</sub> /(К <sub>п1</sub> ·К <sub>п2</sub> ), А	К <sub>з</sub>	К <sub>з</sub> ·I <sub>з</sub> /(К <sub>п1</sub> ·К <sub>п2</sub> ), А	Кабель		L, км	ΔU <sub>0</sub> , %	ΔU <sub>p</sub> , %
							Марка	Ідоп, А			
РП1	У коробі, на лотках	1	0.85	255.52	1	294.12	АВВГнг-LS - 2(4×70)	149	0.073	0.200	3.17
РП2				110.78		235.29	АВВГнг-LS - (4 × 150)	242	0.103	0.151	2.69
РП3				366.18		470.59	АВВГнг-LS - 2(4×150)	242	0.083	0.151	4.63
РП4				304.19		376.47	АВВГнг-LS - 2(4×120)	212	0.069	0.117	3.40
РП5				310.48		376.47	АВВГнг-LS - 2 (4 × 120)	212	0.040	0.109	1.15
РП6				146.55		188.24	АВВГнг-LS - (4 × 120)	212	0.024	0.117	0.35
РП7				247.96		376.47	АВВГнг-LS - 2(4×120)	212	0.019	0.095	0.38
РП8				180.55		294.12	АВВГнг-LS - 2(4×70)	149	0.039	0.200	1.20
РП9				76.05		94.12	АВВГнг-LS - (4 × 50)	117	0.050	0.210	0.68
РП10				109.16		147.06	АВВГнг-LS - (4 × 70)	149	0.076	0.160	1.19
РП11				243.51		294.12	АВВГнг-LS - 2(4×70)	149	0.139	0.160	4.74

Таблиця В.4 – Вибір провідників електроспоживачів

Приймач	Іном, А	Іпуск, А	1,1·Іном, А	1,5·Іпуск, А	Автомат			Кп1	Кп2	Ір/(Кп1·Кп2), А	Кз	Кз·Із/(Кп1·Кп2), А	Кабель	
					Тип	Ітепл, А	Іе.о, А						Марка	Ідоп А
РП1														
Кран-балка ПВ = 40%	22.09	55.23	24.299	82.845	ВА- 51- 35	25	125	1	0.75	29.45	1	33.33	АВВГнг- LS - (4 × 6)	34
Піч тупікова	11.20	11.20	12.320	16.800	ВА- 51- 35	16	125		0.75	14.93		21.33	АВВГнг- LS - (4 × 4)	26
Камера фарбувальна	122.3	305.75	134.530	458.625	ВА- 51- 35	160	500		0.75	163.07		213.33	АВВГнг- LS - 2(4×50)	117
РП2														
Електропіч	33.59	33.59	36.949	50.385	ВА- 51- 35	40	250	1	0.85	39.52	1	47.06	АВВГнг- LS - (4 × 16)	62
Прес	68.29	341.43	75.119	512.145	ВА- 51- 35	80	630		0.85	80.34		94.12	АВВГнг- LS - (4 × 35)	98
Ковальський горн	19.19	19.19	21.109	28.785	ВА- 51- 35	25	125		0.85	22.58		29.41	АВВГнг- LS - (4 × 6)	34
Електромолот	21.01	105.05	23.111	157.575	ВА- 51- 35	25	200		0.85	24.72		29.41	АВВГнг- LS - (4 × 6)	34
Електропіч	28.79	28.79	31.669	43.185	ВА- 51- 35	40	250		0.85	33.87		47.06	АВВГнг- LS - (4 × 16)	62
РП3														
Кран-балка ПВ = 25%	6.99	17.46	7.689	26.190	ВА- 51- 35	16	125	1	0.70	9.99	1	22.86	АВВГнг- LS - (4 × 4)	26
Машина лиття	142.26	355.65	156.486	533.475	ВА- 51- 35	160	630		0.70	203.23		228.57	АВВГнг- LS - 2(4×50)	117

## Продовження таблиці В.4

Піч плавильно-роздавальна	31.99	31.99	47.985	47.985	ВА-51-35	50	250		0.70	45.70		71.43	АВВГнг-LS - (4 × 25)	80
РП4														
Машина лиття	142.26	355.65	156.486	533.475	ВА-51-35	160	630		0.70	203.23		228.57	АВВГнг-LS - 2(4×50)	117
Піч плавильно-роздавальна	31.99	31.99	35.189	47.985	ВА-51-35	40	250	1	0.70	45.70	1	57.14	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62
Машина лиття	8.54	21.34	9.394	32.010	ВА-51-35	16	125		0.70	12.20		22.86	АВВГнг-LS - (4 × 4)	26
РП5														
Галтувальний барабан	78.79	393.95	86.669	590.925	ВА-51-35	100	750		0.75	105.05		133.33	АВВГнг-LS - (4 × 70)	149
Обдирний верстат	18.38	91.92	20.218	137.880	ВА-51-35	25	150		0.75	24.51		33.33	АВВГнг-LS - (4 × 6)	34
Свердлильний верстат	78.79	393.95	86.669	590.925	ВА-51-35	100	750		0.75	105.05		133.33	АВВГнг-LS - (4 × 70)	149
Піч плавильно-роздавальна	23.99	23.99	29.645	35.985	ВА-51-35	40	250		0.75	31.99		53.33	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62
Кантувач	45.52	227.62	50.072	341.430	ВА-51-35	63	500	1	0.75	60.69	1	84.00	АВВГнг-LS - (4 × 35)	98
Віброустановка	142.26	355.65	156.486	533.475	ВА-51-35	160	630		0.75	189.68		213.33	АВВГнг-LS - 2(4×50)	117
Гідронасос	60.25	150.63	66.275	225.945	ВА-51-35	80	250		0.75	80.33		106.67	АВВГнг-LS - (4 × 50)	117
Кран	68.29	170.71	75.119	256.065	ВА-51-35	80	400		0.75	91.05		106.67	АВВГнг-LS - (4 × 50)	117
РП6														
Машина лиття	42.68	106.70	46.948	160.050	ВА-51-35	50	250	1	0.70	60.97	1	71.43	АВВГнг-LS - (4 × 25)	80
Піч плавильно-роздавальна	15.99	15.99	17.589	23.985	ВА-51-35	25	125		0.70	22.84		35.71	АВВГнг-LS - (4 × 10)	46
РП7														
Прес-автомат	34.14	170.71	37.554	256.065	ВА-51-35	40	400	1	0.70	48.77	1	57.14	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62
Кран-балка ПВ = 40%	176.72	441.80	190.025	662.700	ВА-51-35	200	750		0.70	252.46		285.71	АВВГнг-LS - 2(4×70)	149

## Продовження таблиці В.4

Розбірна машина	204.86	512.14	225.346	768.210	BA-51-35	250	1000		0.70	292.66		357.14	ABBГНГ-LS - 2(4 × 95)	183
Прес-автомат	28.89	144.45	31.779	216.675	BA-51-35	40	250		0.70	41.27		57.14	ABBГНГ-LS - (4 × 16)	62
Прес	34.14	170.71	37.554	256.065	BA-51-35	40	400		0.70	48.77		57.14	ABBГНГ-LS - (4 × 16)	62
РП8														
Установка шиття	89.85	224.62	98.835	336.930	BA-51-35	100	400		0.85	105.71		117.65	ABBГНГ-LS - (4 × 70)	149
Вертикально-свердлильний верстат	21.01	105.05	23.111	157.575	BA-51-35	25	200	1	0.85	24.72	1	29.41	ABBГНГ-LS - (4 × 6)	34
Токарний верстат	26.26	131.32	28.886	196.980	BA-51-35	40	250		0.85	30.89		47.06	ABBГНГ-LS - (4 × 16)	62
Фрезерний верстат	57.78	288.9	63.558	433.350	BA-51-35	80	630		0.85	67.98		94.12	ABBГНГ-LS - (4 × 35)	98
РП9														
Прес	34.14	170.71	37.554	256.065	BA-51-35	40	400	1	0.75	45.52	1	53.33	ABBГНГ-LS - (4 × 16)	62
Заточувальний верстат	13.13	65.66	14.443	98.490	BA-51-35	16	125		0.75	17.51		21.33	ABBГНГ-LS - (4 × 4)	26
РП10														
Прес	34.14	170.71	37.554	256.065	BA-51-35	40	400	1	0.75	45.52	1	53.33	ABBГНГ-LS - (4 × 16)	62
Прес калібрувальний	42.02	210.11	46.222	315.165	BA-51-35	50	500		0.75	56.03		66.67	ABBГНГ-LS - (4 × 25)	80
РП11														
Прес-автомат	28.89	144.45	31.779	216.675	BA-51-35	40	250	1	0.70	41.27	1	57.14	ABBГНГ-LS - (4 × 16)	62
Прес	105.05	525.27	115.555	787.905	BA-51-35	125	1000		0.70	150.07		178.57	ABBГНГ-LS - (4 × 95)	183