

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

## ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

**магістр**

(освітній ступінь)

на тему: **Розробка технічних заходів зниження втрат електроенергії  
в системі електропостачання електроцеху машинобудівного заводу**

Виконав: студент (ка) 6 курсу, групи ЕЕмз-61

напряму підготовки (спеціальності) 141 –

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Кушнір М.В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

Лупенко А.М.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

Вакуленко О.О.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя  
(повне найменування вищого навчального закладу)

Інститут, факультет, відділення \_\_\_\_\_ прикладних інформаційних технологій та  
електроінженерії

Кафедра, циклова комісія \_\_\_\_\_ Електричної інженерії

Освітньо-кваліфікаційний рівень \_\_\_\_\_ магістр

Напрямок підготовки \_\_\_\_\_ 14 – електрична інженерія  
(шифр і назва)

Спеціальність \_\_\_\_\_ 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри, голова циклової**  
**комісії \_\_\_\_\_ ЕІ**

**\_\_\_\_\_ д.т.н. проф. Тарасенко М.Г.**

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2019 року

## **З А В Д А Н Н Я** **НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ**

\_\_\_\_\_ Кушніру Мирославу Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) \_\_\_\_\_ Розробка технічних заходів зниження втрат  
електроенергії в системі електропостачання електроцеху машинобудівного заводу

керівник проекту (роботи) \_\_\_\_\_ Лупенко Анатолій Миколайович, д.т.н., професор,  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від “23” серпня 2019 р. № 4/7-731

Строк подання студентом проекту (роботи) \_\_\_\_\_ 15 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) \_\_\_\_\_ Однолінійна схема електропостачання.  
Паспортні дані електроенергетичного обладнання. Графіки добових (річних)  
навантажень. Дані обліку електричної енергії.

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

Вступ. 1. Аналітична частина. 2. Науково-дослідна частина. 3. Технологічна частина.  
4. Проектно-конструкторська частина. 5. Спеціальна частина. 6. Обґрунтування  
економічної ефективності. 7. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.  
8. Екологія. Загальні висновки до дипломної роботи. Перелік посилань.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)  
Загальні положення, що виносяться на захист; Генплан підприємства; Однолінійна  
схема електропостачання підприємства; Розрахункова схема електричного цеху  
підприємства; Схема встановлення освітлювального обладнання електричного цеху;  
Схема релейного захисту силового трансформатора ГПП; Загальні висновки до  
дипломної роботи.

## 6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Екологія	к.т.н., доцент Зварич Н.М.		
Охорона праці	к.т.н., доцент Гурик О.Я.		
Безпека в надзвичайних ситуаціях	старший викладач Стручок В.С.		
Обґрунтування економічної ефективності	д.е.н., доцент Мельник Л.М.		

7. Дата видачі завдання 26 серпня 2019 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та патентний пошук	01.09.19 - 30.09.19	
2	Науково-дослідна частина	01.09.19 - 01.11.19	
3	Технологічна частина	15.09.19 - 01.11.19	
4	Проектно-конструкторська частина	01.10.19 - 01.11.19	
5	Спеціальна частина	15.09.19 - 01.11.19	
6	Обґрунтування економічної ефективності	01.10.19 - 01.11.19	
7	Заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	01.10.19 - 10.10.19	
8	Заходи з екології	01.10.19 - 10.10.19	
9	Загальні висновки до дипломної роботи	01.12.19 - 10.12.19	
10	Формування пояснювальної записки та плакатів по дипломній роботі	01.11.19 - 10.12.19	
11	Попередній захист дипломної роботи	15.12.19 - 24.12.19	

Студент \_\_\_\_\_

(підпис)

Кушнір М.В.  
(прізвище та ініціали)Керівник проекту (роботи) \_\_\_\_\_

(підпис)

Луценко А.М.  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Дипломна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕмз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор. – 101; рис. – 9; табл. – 24; літературних джерел – 26.

У дипломній роботі вирішено практичну проблему зниження технічних втрат електроенергії в системі електропостачання електричного цеху та підприємства в цілому.

Проведені дослідження щодо зниження втрат електроенергії на підприємстві.

Проведені розрахунки електричних навантажень силових та освітлювальних споживачів електричного цеху та підприємства.

Визначено величини необхідної реактивної потужності з енергосистеми в режимах її максимальних навантажень та здійснена компенсація реактивної потужності.

Проведені розрахунки струмів короткого замикання та здійснено вибір захисного обладнання.

Проведена перевірка кабелів на стороні 10 кВ цехових трансформаторів на термічну стійкість та обґрунтовано зміну площі січення проводів та здійснено вибір вимикачів на сторонах 110 кВ та 10 кВ.

Проведений розрахунок релейного захисту трансформаторів головної понижувальної підстанції з вибором обладнання.

**Ключові слова:** навантаження, релейний захист, компенсація реактивної потужності.

## ANNOTATION

Diploma paper. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Department of electrical engineering, group EEM3-61. – Ternopil.: 2019.

Page – 101; Figure – 9; Table – 24; literature – 26.

In diploma paper solved the practical problem of reducing electric power losses in the electric power supply system of the electric shop and the enterprise as a whole.

Conducted research the reduce electricity losses at the enterprise.

Calculations of electrical loads of power and lighting consumers of the electric shop and the enterprise were carried out.

Determined the value of the required reactive power from the grid in modes of its maximum loads and conducted compensation of reactive power.

The calculations of short-circuit currents have been carried out and the selection of protective equipment has been made.

Carried the calculations the cables on the side of 10 kV of the shop transformers on thermal stability and change of the cross-sectional area of the wires was substantiated and the selection of switches on the 110 kV and 10 kV sides was made.

The calculation of relay protection of transformers of the main lowering substation with the choice of equipment was carried out.

**Keywords:** load, relay protection, reactive power compensation.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	7
<b>1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА</b> .....	9
1.1 Аналіз технічних заходів зниження втрат електричної енергії промислових підприємств .....	9
1.2 Загальна характеристика електричного цеху та системи електропостачання машинобудівного заводу .....	13
1.3 Висновки до першого розділу .....	15
<b>2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА</b> .....	16
2.1 Моделі керування конденсаторними пристроями .....	16
2.2 Обґрунтування вибору місця встановлення КП в електричному цеху підприємства .....	17
2.3 Висновки до другого розділу .....	22
<b>3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	23
3.1 Розрахунок електричних навантажень електричного цеху .....	23
3.2 Розрахунок освітлювального обладнання електричного цеху .....	26
3.3 Розрахунок електричних навантажень по підприємству .....	29
3.4 Розрахунок електричної мережі підприємства .....	34
3.5 Висновки до третього розділу .....	38
<b>4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА</b> .....	40
4.1 Розрахунок струмів короткого замикання .....	40
4.2 Вибір комутаційного та захисного обладнання .....	44
4.3 Розрахунок релейного захисту трансформаторів ГПП .....	54
4.4 Висновки до четвертого розділу .....	60
<b>5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА</b> .....	61
5.1 Аналіз видів компенсації реактивної потужності та використання конденсаторних установок .....	61
5.2 Розрахунок компенсації реактивної потужності та вибір конденсаторних установок .....	62

5.3 Висновки до п'ятого розділу .....	69
<b>6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ .....</b>	<b>70</b>
6.1 Вибір варіантів трансформаторів ГПП .....	70
6.2 Техніко-економічне обґрунтування схеми зовнішнього електропостачання підприємства .....	72
6.3 Розрахунок техніко-економічних показників схем зовнішнього електропостачання за варіантами .....	80
<b>7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....</b>	<b>82</b>
7.1 Заходи з охорони праці та техніки безпеки на ГПП .....	82
7.2 Заходи щодо підвищення стійкості роботи трансформаторної підстанції за умов надзвичайних ситуацій .....	89
<b>8 ЕКОЛОГІЯ .....</b>	<b>93</b>
8.1 Екологічний безпека машинобудівного комплексу .....	93
8.2 Методи забезпечення екологічної безпеки підприємств машинобудівної галузі .....	94
<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ .....</b>	<b>97</b>
<b>ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....</b>	<b>99</b>

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Основним завданням при оптимізації системи електропостачання підприємства є зниження рівня втрат електроенергії [1].

Проведений аналіз показав, що зниження технічних втрат полягає в зміні конфігурації мережі, внаслідок необхідності проведення реконструкції; зміна технічного стану електричного обладнання, внаслідок зношення елементів системи електропостачання, що призводить до суттєвого зниження надійності та додатковим втратам електричної енергії; необхідності заміни перерізів проводів та переведення ліній на більш високу напругу [2].

Значного зниження технічних втрат можливо досягти за рахунок компенсації реактивної потужності. Основні критерії оптимізації при компенсації реактивної потужності такі: економічні – максимальне зниження втрат електроенергії, мінімальний термін окупності, мінімум приведених затрат на передачу та генерацію реактивної потужності; технічні – забезпечення балансу реактивної потужності, покращення рівнів напруги, збільшення пропускної спроможності [3].

Існуючі на сьогоднішній день втрати базуються на балансових втратах і визначаються методом експертних оцінок, так як для цього використовується тільки невелика частина достовірної інформації – споживання енергосистеми в цілому, вироблення енергії електростанціями та потоки енергії за «зовнішніми» перетоками потужності [2].

**Мета і завдання дослідження.** Метою дипломної роботи є розробка технічних заходів зниження втрат електроенергії в системі електропостачання електричного цеху підприємства та машинобудівного заводу в цілому.

Відповідно до вказаної мети розв'язувались наступні завдання:

- провести аналіз діючої системи електропостачання підприємства та дослідження заходів щодо зниження технічних втрат електроенергії;
- провести розрахунки електричних навантажень електричного цеху та підприємства в цілому;



- провести розрахунки щодо вибору зовнішньої та внутрішньої мережі підприємства та вибрати потужності цехових трансформаторних підстанцій;
- провести розрахунки струмів короткого замикання та здійснити вибір комутаційного обладнання та захисту.
- провести перевірку кабелів на стороні 10 кВ цехових трансформаторів на термічну стійкість та обґрунтувати зміну площі січення проводів;
- запропонувати заходи зниження технічних втрат в силових трансформаторах ГПП;
- обґрунтувати схему компенсації реактивної потужності на підприємстві та провести вибір конденсаторних установок для встановлення на ланках 10 кВ та 0,4 кВ.

**Об’єкт дослідження** – системи електропостачання підприємств та режими споживання електроенергії.

**Предмет дослідження** – заходи зниження технічних втрат електроенергії цехів та підприємства в цілому.

**Наукова новизна отриманих результатів.**

– отримало подальший розвиток використання заходів зниження втрат електроенергії в системі електропостачання підприємства на основі аналізу балансових втрат та модернізації електричного обладнання та комутаційної апаратури.

**Практичне значення отриманих результатів.** Проведені заходи зниження технічних втрат в системі електропостачання електричного цеху та встановлення засобів компенсації реактивної потужності на ланках 10 кВ та 0,4 кВ підприємства дозволить знизити балансові втрати та підвищити надійність роботи електричного обладнання.

**Апробація.**

Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на VIII Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (27-28 листопада 2019 року), Тернопіль, Тернопільський національний університет імені Івана Пулюя.

## 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

### 1.1 Аналіз технічних заходів зниження втрат електричної енергії промислових підприємств

Сучасні системи електропостачання підприємств функціонують на основі побудованих електричних мереж 80-90 років. Введення систем обліку електричної енергії для аналізу комерційної складової розподілу та використання енергоресурсів показало значну складову втрат (19,11%) від генерованих потужностей [1].

Аналіз показав [1-8], що більшість втрат (до 65%) припадає на технічні втрати. Ці втрати базуються на втратах: в лініях електропередачі різних ступенів напруги; в трансформаторах головних понижувальних підстанцій; в реакторах, обладнанні власних потреб підстанцій; в системах обліку (трансформаторах струму та напруги); в пристроях компенсування реактивної потужності [2].

Як показують дані енергетичних організацій, перевищення значень втрат обумовлене у низькому технічному стані об'єктів електроенергетичного господарства. Це визвано суттєвим зношенням електричного обладнання внаслідок впливу різних кліматичних факторів та експлуатаційними умовами використання обладнання [2-4].

Всі вказані вище причини припадають на технічну складову елементів мереж при транспортуванні та електричного обладнання як понижувальних підстанцій так і електричних установок підприємств.

Оцінку заходів зниження втрат проведемо з позиції необхідності капітальних затрат.

Первинно, технічні заходи зниження втрат базуються на модернізації (реконструкції) електричних мереж, що передбачає заміну перерізів проводів ліній, встановлення більш високої напруги на ділянки ліній при розподілі електропостачання, встановлення нових понижувальних підстанцій. Ці заходи

вимагають великих капітальних витрат, а також зростання річних затрат на амортизації та поточний ремонт [5]. В цьому випадку ефективність таких заходів необхідно оцінювати за терміном окупності між величинами зниження коштів на втрати електроенергії ( $\Delta C_e$ ) та зростанням витрат на обслуговування та ремонт ( $\Delta C_{a,p}$ ) згідно формули:

$$T_0 = \frac{K}{\Delta C_e - \Delta C_{a,p}}, \quad (1.1)$$

де  $K$  – кошти, затрачені на модернізацію (реконструкцію).

На даний час в енергетиці нормативний термін окупності становить 8,3 року [1]. В цьому випадку проводиться вибір варіанту зменшення втрат за найменшою величиною приведених затрат.

Як показав аналіз [5-6], методики розрахунків технічних втрат і їх зниження базуються на оцінці даних розрахунків втрат в електричній мережі та її елементів. В основному, для визначення економічної доцільності, аналізують такі параметри мережі: потужність, робочі та максимальні сили струмів, максимальні та мінімальні рівні напруги.

Необхідність заміни трансформаторів оцінюють величиною умовно-постійних втрат у співвідношенні до втрат від навантаження [3], що повинно знаходитись в межах 0,4 – 2,5.

При використанні заходів, що базуються на встановленні пристроїв компенсації, використовують значення встановленої потужності КБ до максимального реактивного навантаження, що повинно для різних елементів мережі бути в діапазоні 0,4–0,7 [7,8], в залежності від необхідного коефіцієнта потужності.

Напрямки економії електроенергії при аналізі технічних втрат реалізуються заходами, які умовно поділяють на конструктивні та експлуатаційні.

Конструктивні заходи стосуються параметрів електричної мережі: зміні схем електропостачання; заміна двох трансформаторів на один більшої

потужності; вибір проводів з більшим перетином, встановлення БК біля споживачів для розвантаження мережі; зміна рівнів напруги різних ступенів:  $380\text{ В}$  на  $660\text{ В}$ ,  $6\text{ кВ}$  на  $10\text{ кВ}$ ,  $10\text{ кВ}$  на  $20\text{ кВ}$  [7].

Експлуатаційні заходи не вимагають додаткових капіталовкладень, але повинні проводитись першочергово: глибоке секціонування розподільних мереж, але, для забезпечення зниження додаткових втрат, які викликані нерівномірністю навантаження та різницею напруг у секціях, необхідно забезпечувати рівномірність навантаження за секціями. Для цього, застосовують перемикання секційними вимикачами (короткочасно) забезпечуючи паралельну роботу секцій [8]. Також, на практиці, часто використовують автоматичне перемикання секцій з більш завантаженої на менш завантаженої.

В лініях зниження втрат можна досягти використанням всіх ланок схем при забезпеченні електропостачання підприємства на всіх рівнях напруги, тобто, скорочення кількості резервних ланок. Також суттєве зниження втрат в силових трансформаторах можна досягти використанням паралельного ввімкнення трансформаторів на цехових приєднаннях (при технічних можливостях) при злагодженій роботі захистів за струмами короткого замикання.

Важливим заходом економії втрат є відімкнення трансформатора в резерв при суттєвому зниженні навантаження та підключення при зростанні навантаження. Цей спосіб дозволяє покращити показники якості за спадом та несиметрією напруги [1, 3].

На промислових підприємствах, в системах електропостачання яких використовуються попарно зв'язані через перемички та секційні вимикачі трансформаторні підстанції, необхідно при експлуатації застосовувати економічний режим роботи. Цей режим вимагає оптимальне одночасну роботу такої кількості трансформаторів, при якій втрати електричної енергії є мінімальними [4, 5]. При застосуванні цього заходу визначають величину

навантаження при якому доцільно використовувати один трансформатор (величина граничної потужності) за співвідношенням [1]:

$$S_{сп} = S_{ном} \sqrt{\frac{2 \cdot P_0}{P_{кз}}}, \quad (1.2)$$

де  $P_0$  та  $P_{кз}$  – втрати холостого ходу та короткого замикання, відповідно;  
 $S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора.

В лініях електропередачі заміна проводів є економічно доцільною, коли витрати коштів є нижчими за втрати електричної енергії. При застосуванні заходів зниження втрат за рахунок зміни площі перерізу проводу, необхідно враховувати економічно доцільний інтервал потужності. Економічну доцільність визначають виключно за значенням опору проводу який підлягає заміні та проводу на який замінюють. Проведемо аналіз умов, за яких доцільно проводити заміну проводів з більшою площею січення [1]:

- відповідність допустимим значенням механічної напруги та стріли провисання проводів;
- відповідність розрахунковим значенням навантаження на опорі при встановленні нових проводів.

При проведенні заміни проводів, як правило, необхідно враховувати ступень зношення проводів високовольтних та низьковольтних ланок та строк використання [1].

З проведеного аналізу заходів зниження технічних втрат, можна зробити такі висновки:

- при проведенні модернізації, реконструкції електричних мереж, діючої системи електропостачання підприємства за різними ступенями напруги необхідно проводити техніко-економічні обґрунтування введенням відповідного економічного параметру для дослідження зниження втрат.
- при впровадженні технічних заходів необхідно враховувати стан технологічного обладнання в залежності від інтенсивності експлуатації, коефіцієнтів використання кожної групи обладнання;

– при заміні кабелів (проводів) необхідно проводити розрахунки на термічну стійкість з врахуванням номінальних та максимальних навантажень за струмами;

– при аналізі стану головних понижувальних підстанцій варто проводити оцінку використання ступеней напруги на високій стороні для проведення електропостачання підприємства за економічними критеріями, наприклад, питомими витратами;

– при встановленні пристроїв компенсації реактивної потужності необхідно проводити аналіз техніко-економічних показників щодо місця встановлення батареї конденсаторів, способів регулювання та запасу реактивної потужності на шинах головної понижувальної підстанції.

## **1.2 Загальна характеристика електричного цеху та системи електропостачання машинобудівного заводу**

До основних технологічних процесів машинобудівного заводу відноситься: механічне оброблення деталей, штампування та складання готових виробів.

Основне електротехнічне обладнання підприємства відноситься до II та III категорій за надійністю електропостачання. А також частина обладнання до I категорії за надійністю. Більшість електроспоживачів – асинхронні електродвигуни до різних технічних пристроїв.

Для виконання технологічних процесів використовуються 2 високовольтні синхронні двигуни та 2 дугові сталеплавильні печі.

Проведений аналіз електричних схем підприємства та електричного цеху зокрема, дозволив встановити перевищення втрат електричної енергії.

Основні показники машинобудівного заводу:

– загальна встановлена потужність електричних приймачів напругою до 1 кВ: 25400 кВт.

– загальна встановлена потужність електричних приймачів напругою вище 1 кВ: 8900 кВт.

– категорія основних споживачів за надійністю електропостачання:

Споживачі 1 категорії: ливарний цех, киснева станція, пожежне депо.

Споживачі 2 категорії: ЦЗЛ, механічний цех 1, механічний цех 2, електричний цех, РМЦ, управління заводом, ковальський цех, механічний цех 3, енергетичний цех, механічний цех 4, обрубувальний цех, компресорна 1, термічний цех, складальний цех 1, складальний цех 2, компресорна 2.

Споживачі 3 категорії: їдальня, навчальні майстерні, склад обладнання.

– загальна розрахункова потужність на шинах головної понижувальної підстанції: 17420 кВт.

– напруга зовнішнього електропостачання: 110 кВ.

– Потужність короткого замикання в точці приєднання до енергосистеми для проведення розрахунків становить 3000 МВ·А. Електропостачання до головних понижувальних підстанцій (ГПП) проводиться повітряними лініями ВЛ–110 проводом АС 70/11.

– відстань від підприємства до ГПП становить: 3 км.

– на ГПП встановлені два силових трансформатора типу: 2×ТДН – 16000/110.

– напруга внутрішнього електропостачання підприємства: 10 кВ.

– на ГПП встановлені комірки розподільних пристроїв типу К – 104М.

– цехові трансформаторні підстанції виконані комплектними типу ТМЗ, потужністю: 400, 800, 1000 кВ·А як одно трансформаторні так і двотрансформаторні.

– на підприємстві використовуються кабельні лінії типу ААП2лз перерізами: 16, 25, 50, 70, 95, 120 мм<sup>2</sup>.

Електричний цех виконаний за надійністю за II категорією. Електропостачання цеху здійснюється двома кабельними лініями двотрансформаторної підстанції на потужність 400 кВ·А.

### **1.3 Висновки до першого розділу**

Проведений аналіз діючої системи електропостачання електричного цеху заводу та підприємства в цілому та заходів зниження технічних втрат.

Встановлено, що при впровадженні технічних заходів необхідно враховувати стан технологічного обладнання в залежності від інтенсивності експлуатації, коефіцієнтів використання кожної групи обладнання.

Показано, що при заміні кабелів (проводів) необхідно провести розрахунки на термічну стійкість з врахуванням номінальних та максимальних навантажень за струмами; при аналізі стану ГПП необхідно провести оцінку використання ступенів напруги для проведення електропостачання підприємства за економічними критеріями; при встановленні пристроїв компенсації реактивної потужності необхідно провести аналіз на основі техніко-економічних показників.



## 2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

### 2.1 Моделі керування конденсаторними пристроями

При впровадженні заходів зниження втрат на основі встановлення конденсаторних пристроїв необхідно вирішення завдання дотримання мінімуму затрат для підприємства при підтримуванні заданих параметрів електропостачальної організації [7, 8].

Розглянемо моделі, які дозволяють розв'язати цю задачу (табл. 2.1) [7].

Таблиця 2.1 – Моделі керування конденсаторними пристроями (КП)

№ з/п	Коротка характеристика методу	Аналітична модель керування
1	Забезпечення мінімуму втрат одиночного споживача	$Q_i^2 R_i \rightarrow \min$
2	Забезпечення максимуму зниження втрат (радіальні мережі)	$\frac{(2Q_i \cdot Q_{ci} - Q_{ci}^2) R_i}{U^2} \rightarrow \max$
3	Забезпечення максимуму зниження втрат (радіальні мережі зі спільним опором)	$\frac{2Q_{ci} \cdot R \sum_{i=1}^m Q_i - Q_{ci}^2 \cdot R}{U^2} + \frac{(2Q_i \cdot Q_{ci} - Q_{ci}^2) \cdot R_i}{U^2} \rightarrow \max$
4	Забезпечення максимуму зниження втрат (магістральні мережі)	$\frac{(2Q_i \cdot Q_{ci} - Q_{ci}^2) \cdot R_{ii}}{U^2} + \frac{1}{U^2} \cdot 2Q_{ci} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Q_j \cdot R_{ji} \rightarrow \max$

де  $Q_i$  – реактивне навантаження  $i$ -ого вузла;

$Q_{ci}$  – потужність КП, встановленої в  $i$ -у вузлі;

$R_i$  – активний опір лінії  $i$ -го вузла;

$R$  – активний опір лінії живлення;

$m$  – кількість вузлів в мережі;

$U_n$  – номінальна напруга мережі.

В таблиці представлені аналітичні моделі КП для забезпечення заданої вхідної реактивної потужності за мінімальними втратами [7].

В першому варіанті, модель враховує можливість вибору оптимального варіанту вмикання КП за критерієм мінімуму втрат.

В другому варіанті, модель дозволяє прогнозувати зниження втрат за умови місця встановлення КП та потужності, що у порівнянні з першим варіантом забезпечує додаткове зниження втрат.

Третій та четвертий варіанти побудовані з врахуванням виконання декомпозиції мережі, що значно спрощує керування КП у порівнянні з існуючими методами.

## **2.2 Обґрунтування вибору місця встановлення КП в електричному цеху підприємства**

Враховуючи існуючу радіальну схему електропостачання споживачів електричного цеху підприємства, розглядаємо 3-ій варіант моделі керування (табл. 2.1).

Дані для проведення обґрунтування вибору місця встановлення КП розраховані в третьому розділі, та представлені в табл. 3.1., табл. 3.3, табл.3.5. Електричні приймачі електричного цеху отримують енергії від ТПЗ – двотрансформаторної підстанції потужністю 400 кВА та забезпечують потрібний рівень надійності електропостачання.

Для техніко-економічного порівняння розглядаємо три варіанти [7, 11, 13]:

Варіант 1. Компенсація реактивного навантаження відсутня.

Варіант 2. Встановлення КП на стороні НН (0,4 кВ);

Варіант 3. Встановлення КП на стороні ВН (10кВ).

Всі варіанти порівнюємо за дисконтованими затратами.

### Варіант 1. Компенсація реактивного навантаження відсутня.

Визначаємо дисконтовані затрати за формулою:

$$Z_{ДС1} = \frac{B_{втр} + \Pi_Q}{E}, \quad (2.1)$$

де  $B_{ДС}$  – вартість річних втрат електроенергії в трансформаторі, *грн*;

$\Pi_Q$  – річна плата за споживання та генерацію реактивної електроенергії, *грн*;

$E$  – норма дисконту (приймаємо 0,2).

$$B_{втр} = \Delta W_{Тр} \cdot \Pi_{ек}, \quad (2.2)$$

де  $\Delta W_{Тр}$  – річні втрати електроенергії в трансформаторі, *кВт·год*;

$\Pi_{ек}$  – тариф на активну електроенергію за балансовою приналежністю, *грн / кВт·год* ( $\Pi_{ек} = 1,6813$  *грн*).

Визначаємо річні втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{Тр} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.3)$$

де  $n$  – кількість трансформаторів на підстанції;

$\Delta P_x$  – втрати холостого ходу трансформатора, *кВт*;

$\Delta P_{\kappa}$  – втрати короткого замикання трансформатора, *кВт*;

$S_p$  – повне розрахункове навантаження цеху, *кВА*;

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

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{7100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 6093 \text{ год.}$$

Отримуємо:

$$\Delta W_{Тр} = \frac{1}{2} \cdot 0,6 \cdot \left( \frac{534}{400} \right)^2 \cdot 6093 = 3257,7 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$B_{втр.Тр} = 1,6813 \cdot 3257,7 = 5,48 \text{ тис.грн.}$$

Плату за перетоки реактивної електроенергії розраховуємо за формулою:

$$\Pi_Q = \Pi_1 + \Pi_2, \quad (2.4)$$

де  $P_1$  – основна плата за споживання і генерацію реактивної енергії, *грн* ;  
 $P_2$  – надбавка за недостатнє оснащення засобами КП, *грн* .

$$P_1 = W_{Q_{сп}} \cdot D \cdot T, \quad (2.5)$$

де  $W_{Q_{сп}}$  – споживання реактивної енергії в точці обліку за розрахунковий період, *кВАр · год* ; з табл. 5.1.  $W_{Q_{сп}} = 90,735 \text{ кВАр} \cdot \text{год}$  .

$D$  – економічний еквівалент реактивної потужності; приймаємо:  
 $D = 0,018 \text{ кВт} / \text{кВАр}$  ;

$T$  – середня закупівельна ціна електроенергії  $T = 1,5391 \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год}$  ;

$$P_2 = P_1 \cdot C_{\text{баз}} (K_{\phi} - 1), \quad (2.6)$$

де  $K_{\phi}$  – коефіцієнт, що вибирається в залежності від фактичного коефіцієнта потужності споживача  $\text{tg} \phi$  ( $\text{tg} \phi = 0,52$ ), отже  $K_{\phi} = 1,062$  [12].

Отже:

$$P_1 = 1105696,71 \cdot 0,018 \cdot 1,5391 = 30,632 \text{ тис.грн} ;$$

$$P_2 = 30,632 \cdot 1 \cdot (1,062 - 1) = 1,93 \text{ тис.грн} ;$$

$$P_Q = 30,632 + 1,93 = 32,562 \text{ тис.грн} .$$

Тоді дисконтовані затрати становлять:

$$Z_{\text{ДС1}} = \frac{5,48 + 32,562}{0,2} = 190,21 \text{ тис.грн} .$$

## Варіант 2. Встановлення КП на стороні НН (0.4 кВ).

Дисконтовані затрати в цьому варіанті знаходимо за формулою:

$$Z_{\text{ДС2}} = \frac{B_{\text{екс}} + B_{\text{втр}}}{E} + K_{\text{КБ}}, \quad (2.7)$$

де  $B_{\text{екс}}$  – вартість втрат на експлуатацію, *грн* .;  $B_{\text{втр.КБ}}$  – вартість втрат активної потужності в КБ, *грн* .;  $K_{\text{КБ}}$  – капіталовкладення, *грн* .

Капітальні вкладення на встановлення НБК визначаємо за формулою:

$$K_{\text{НБК}} = K_0 \cdot Q_K, \quad (2.8)$$

де  $K_0$  – питомі капіталовкладення на встановлення 1  $\kappa\text{ВАр}$  потужності КП на напрузі 0,4  $\kappa\text{В}$ :  $K_0 = 54 \text{ грн} / \kappa\text{ВАр}$  [14];

$$Q_K = Q_p + Q_{Tp} = 180,75 + 47,68 = 228,43 \text{ кВАр}. \text{ (з табл. 5.1)}$$

$$K_{\text{НБК}} = 54 \cdot 228,43 = 12,335 \text{ тис.грн.}$$

Витрати на експлуатацію становлять:

$$B_{\text{екс}} = \frac{\alpha_{\text{екс}} \%}{100} \cdot K_{\text{НБК}} = \frac{5,3}{100} \cdot 6,168 = 0,654 \text{ тис.грн.}$$

де  $\alpha_{\text{екс}}, \%$  – норма амортизації, грн; ( $\alpha_{\text{екс}} = 5,3\%$ )

Вартість втрат активної потужності в НБК:

$$B_{\text{втр.БК}} = Q_K \cdot p_0 \cdot T_{\text{нб}} \cdot \text{Ц}_{\text{ек}}, \quad (2.9)$$

де  $Q_K$  – реактивна потужність, яку компенсуємо,  $\kappa\text{ВАр}$ ;

$p_0$  – питомі діелектричні втрати,  $\kappa\text{Вт} / \kappa\text{ВАр}$ ,  $p_0 = 0,25 \cdot 10^{-3} \text{ кВт} / \kappa\text{ВАр}$ ;

$T_{\text{нб}}$  – час споживання максимального навантаження, год;

$\text{Ц}_{\text{ек}}$  – тариф на активну електроенергію,  $\kappa\text{ВАр}$  грн.

$$B_{\text{втр.БК}} = 50 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} \cdot 6090 \cdot 1,6813 = 0,128 \text{ тис.грн.}$$

А дисконтовані затрати будуть

$$Z_{\text{ДС2}} = \frac{0,654 + 0,128}{0,2} + 13,485 = 17,395 \text{ грн.}$$

### Варіант 3. – встановлення КП на стороні ВН (сторона 10 $\kappa\text{В}$ ).

Дисконтовані затрати в цьому варіанті обчислюються за формулою:

$$Z_{\text{ДС3}} = \frac{B_{\text{втр.БК}} + B_{\text{екс}} + B_{\text{втр.Тр}} + B_{\text{екс.ВИМ}}}{E} + K_{\text{ВБК}} + K_{\text{ВИМ}}. \quad (2.10)$$

Вартість втрат потужності ВБК визначаємо за формулою 2.9, де  $p_0 = 0,07 \cdot 10^{-3} \text{ кВт} / \kappa\text{ВАр}$ :

$$B_{\text{втр.БК}} = 50 \cdot 0,07 \cdot 10^{-3} \cdot 6090 \cdot 1,6813 = 0,035 \text{ тис.грн.}$$

Капітальні вкладення ( $K_{\text{БК}}$ ) на встановлення ВБК визначаємо за формулою 2.8.

Питомі капіталовкладення на встановлення 1  $kVar$  потужності КП, на напрузі 10  $kV$ :  $K_0 = 20,4 \text{ грн} / kVar$  [14];

$$K_{БК} = 20,4 \cdot 228,43 = 4,66 \text{ тис.грн.}$$

Вартість витрат на експлуатацію ВКБ:

$$B_{екс} = \frac{\alpha_{екс} \%}{100} \cdot K_{БК} = \frac{4,3}{100} \cdot 4,66 = 0,2 \text{ тис.грн.}, \quad (2.11)$$

де  $\alpha_{екс}, \%$  – норма амортизації,  $грн$ ; ( $\alpha_{екс} = 4,3\%$ ).

Вартість високовольтних вимикачів 8550  $грн$ . А вартість витрат на їх експлуатацію розраховуємо за формулою (2.11).

$$B_{екс.ВМ} = \frac{4,3}{100} \cdot 8850 = 0,38 \text{ тис.грн.}$$

Вартість втрат в трансформаторах порахована в першому варіанті.

Отже, дисконтовані затрати будуть рівні:

$$Z_{дс} = \frac{0,035 + 0,2 + 5,48 + 0,38}{0,2} + 4,66 + 8,85 = 43,985 \text{ грн.}$$

Результати розрахунків наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків порівняльних варіантів

Варіант Компенсації	Компенсація відсутня	Встановлення КП на стороні НН	Встановлення КП на стороні ВН
Дисконтовані затрати, <i>тис.грн</i>	190,21	17,395	43,985

Як видно з таблиці 2.2 найбільш економічним є варіант встановлення КП для компенсації реактивної потужності електричного цеху на стороні НН (0,4  $kV$ ).

Вибір схеми, розміщення, увімкнення КБ на ланках 0,4  $kV$  та 10  $kV$  для компенсації реактивної потужності проведено в розділі 5 пояснювальної записки.

### 2.3 Висновки до другого розділу

На основі аналізу аналітичних моделей керування конденсаторними пристроями проведено обґрунтування місця встановлення КБ для компенсації реактивної потужності електричного цеху підприємства.

Розрахунки за дисконтними витратами показали, що найбільш економічним є варіант встановлення КП для компенсації реактивної потужності електричного цеху на стороні НН (0,4 кВ).

### 3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

Завданням до дипломної роботи встановлено розробка заходів щодо зниження технічних втрат силового та освітлювального обладнання енергетичного цеху підприємства та заходи щодо зниження технічних втрат за рахунок компенсації реактивної потужності підприємства. Це вимагає проведення розрахунків по всьому підприємству за розрахунковими даними для встановлення навантаження трансформаторів головної понижувальної підстанції.

#### 3.1 Розрахунок електричних навантажень електричного цеху

Розрахунок електричних навантажень силових електричних приймачів електричного цеху проводимо методом розрахункових коефіцієнтів [15]. а освітлювальних електричних приймачів – методом коефіцієнту використання [16, 17].

Особливістю даного методу є те, що замість максимальних завантажень  $P_m$  та  $Q_m$  визначаються безпосередньо розрахункові значення [17]:

$$P_p = P_{np} \cdot K_{pa} ; \quad Q_p = Q_{np} \cdot K_{pp} ,$$

де  $K_{pa}$ ,  $K_{pp}$  – розрахункові коефіцієнти активної та реактивної потужності.

Вихідними даними для розрахунку електричних навантажень електричного цеху є потужність, кількість і склад електроприймачів та їх розміщення за відділеннями.

Номінальну розрахункову потужність для трифазного електричного обладнання розраховуємо за формулою [17]:

$$P_{ном} = n \cdot p_{ном} , \tag{3.1}$$

де  $p_{ном}$  – номінальна потужність одного електроприймача,  $кВт$ ;

$n$  – число електроприймачів.



Визначаємо середнє активне навантаження за найбільш завантажену зміну за формулою [17]:

$$P_{зм} = K_{ра} \cdot P_{ном} , \quad (3.2)$$

а середнє реактивне навантаження за найбільш завантажену зміну:

$$Q_{зм} = K_{ра} \cdot P_{ном} \cdot tg\varphi , \quad (3.3)$$

де  $tg\varphi$  – коефіцієнт реактивної потужності.

Дані щодо значень коефіцієнтів використання  $K_{ра}$  та коефіцієнтів потужності  $\cos\varphi$  вибираємо з паспортів на обладнання [18]. При відсутності даних ці значення приймаємо згідно тих споживачів які схожі за режимами роботи.

Якщо розрахунковий коефіцієнт  $K_{ра} < 0,2$ , то ефективне число електроприймачів визначаємо за формулою:

$$n_e = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{номi})^2}{\sum_{i=1}^n P_{номi}^2} , \quad (3.4)$$

де  $P_{номi}$  – номінальна потужність  $i$ -го споживача,  $кВт$ .

Якщо  $K_{ра} > 0,2$ , то ефективне число електроприймачів визначаємо за формулою:

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{номi}}{P_{номmax}} , \quad (3.5)$$

де  $P_{номmax}$  – потужність найбільш енергоємнісного електроприймача у вузлі,  $кВт$ .

Якщо відношення  $P_{номmax} / P_{номmin} \leq 3$ .  $n_e > n$ , то тоді приймаємо:  $n_e = n$ .

Розрахункові потужності  $P_p$  та  $Q_p$  визначаємо за формулами:

$$P_p = K_{ра} \cdot \sum k_{иа} \cdot P_{ном} , \quad (3.6)$$

$$Q_p = K_{рр} \cdot \sum k_{иа} \cdot P_{ном} \cdot tg\varphi , \quad (3.7)$$

де розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності визначаємо за формулою:

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_e}}. \quad (3.8)$$

Повну розрахункову потужність визначаємо за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3.9)$$

Розрахунковий струм визначаємо за формулою:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, (A), \quad (3.10)$$

де  $U_{ном}$  – номінальна напруга мережі,  $B$ .

Визначення середнього значення коефіцієнтів використання проводимо за формулою:

$$k_e = \frac{\sum_1^n P_{mi}}{\sum_1^n P_{номi}}. \quad (3.11)$$

Отримані розрахункові значення використовуємо для вибору силових знижувальних трансформаторів для електричного цеху, комутаційного обладнання та ліній електропостачання [17].

Результати проведених розрахунків для електричного цеху представлені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків для електричного цеху підприємства

Електроприймач	$N, шт$	Встановлена потужність $кВт$		$K_e$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Проміжне нав. в $мах$ нав. зміну		$n_e$
		оди-ниці	загаль-на				$P_{np}$	$Q_{np}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Станок обплітальний	22	0,6	13,2	0,78	0,86	0,59	9,8	5,8	18
Станок намотувальний	36	2,4	86,4	0,62	0,82	0,7	74,5	52,2	22
Автомат обплітальний	10	3,0	30,0	0,72	0,82	0,7	21,2	14,9	8
Електрокалорифер	10	2,8	28,0	0,54	0,93	0,4	18,4	7,4	7
Установка сатураторна	2	2,8	5,6	0,78	0,75	0,88	3,2	2,8	2
Ванна для луження	14	10,0	140,0	0,41	0,93	0,4	97,4	39,0	8
Вентилятор	4	3,0	12,0	0,52	0,86	0,59	6,8	4,0	3

– Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Станок намотувальний	6	3,0	18,0	0,78	0,82	0,7	10,5	7,4	5
Установка досліджувальна	4	7,5	30,0	0,23	0,82	0,7	18,2	12,7	2
Станок фрезерний	5	2,2	12,0	0,41	0,78	0,8	9,4	7,5	5
Станок токарний	10	2,2	22,0	0,68	0,78	0,8	18,2	14,5	7
Всього	123		<b>397,3</b>				287,6	168,2	87

### 3.2 Розрахунок освітлювального обладнання електричного цеху

Проведемо розрахунок освітлювального обладнання електричного цеху з вибором оптимальних світильників та комутаційного обладнання для зниження втрат електричної енергії. Розглянемо порядок розрахунку на прикладі відділення намотування [16].

Визначаємо індекс приміщення за формулою:

$$i = \frac{S}{H_p \cdot (a + b)} = \frac{18 \cdot 10}{9 \cdot (18 + 10)} = 0,71, \quad (3.12)$$

де  $H_p$  – робоча поверхня, м;  $a$  – довжина, м;  $b$  – ширина, м.

Приймаємо коефіцієнти відбиття поверхонь: стелі:  $\rho_{ст} = 50\%$ ; стін:  $\rho_{стн} = 30\%$ ; розрахункової поверхні:  $\rho_{рп} = 10\%$ .

Визначаємо коефіцієнт використання [16]  $\eta_e = 0,73$ .

Визначаємо світловий потік:

$$\Phi_p = \frac{E_H \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta_e \cdot \eta_{ce}}, \quad (3.13)$$

де  $E_H$  – нормативна освітленість, при освітлені лампами ДРЛ приймаємо:

$$E_H = 300 \text{ лм};$$

$K_3$  – коефіцієнт запасу, приймаємо:  $K_3 = 1,3$ ;

$Z$  – коефіцієнт нерівномірності, приймаємо:  $Z = 1,15$ ;

– число світильників. Звідси:

$$\Phi_p = \frac{300 \cdot 1,3 \cdot 180 \cdot 1,15}{10 \cdot 0,71 \cdot 0,8} = 11370 \text{ лм.}$$

Приймаємо десять світильників типу *РСП05–250–032* з лампами *ДРЛ–250* ( $\Phi_e = 12000$  лм).

Проводимо перевірку умови:

$$-0,1 \leq \frac{\Phi_p - \Phi_e}{\Phi_e} \leq +0,2. \quad (3.14)$$

$$\Delta\Phi = \frac{11370 - 12000}{12000} = -0,05.$$

Визначаємо значення питомої потужності:

$$\Delta P = \frac{N \cdot P_l}{S}, \quad (3.15)$$

де  $P_l$  – потужність лампи, Вт.

$$\Delta P = \frac{10 \cdot 250}{180} = 13,9 \text{ Вт} / \text{м}^2.$$

Для вибору сичення кабелю і типу автоматичного вимикача кожної групи робочого освітлення визначаємо розрахунковий струм за формулою [16, ]:

$$I_p = \frac{\sum P_p \cdot K_{en}}{3 \cdot \cos \varphi \cdot U_\phi}, \quad (3.16)$$

де  $K_{en}$  – коефіцієнт, що враховує втрати потужності, приймаємо:  $K_{en} = 1,2$ ;

$U_\phi$  – фазна напруга, В; для групи (1-1):

$$I_p = \frac{1940 \cdot 1,2}{3 \cdot 0,9 \cdot 220} = 3,92 \text{ А}.$$

Вибираємо кабель *ВВГ(3×2,5)*, який прокладаємо в жолобах та автоматичний вимикач *S233RC20*.

Результати розрахунку освітлення інших відділень проводимо аналогічно та заносимо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку освітлювального обладнання електричного цеху

№ групи	Джерела світла, кількість	Розрахункові величини			Кабелі			Захисне обладнання	
		$P_p, Вт$	$\cos \varphi$	$I_p, A$	марка, січення	Варіант вкладання	$I_{доп}, A$	тип	$I_{вст}, A$
1-1	ЛПО 2×40 (18), НПО 1×100 (5)	1940	0,9 / 1	3,92	ВВГ(3×2,5)	в коробі	28	S233	6
1-2	РСПО5 – 250 – 032(12)	3000	0,9	6,06	ВВГ(3×2,5)	в коробі	28	S233	16
1-3	РСПО5 – 250 – 032(11)	2750	0,9	5,56	ВВГ(3×2,5)	в коробі	28	S233	6
1-4	РСПО5 – 250 – 032(11)	2750	0,9	5,56	ВВГ(3×2,5)	в коробі	28	S233	6
1-5	РСПО5 – 250 – 032(3), НББ – 60(1)	810	0,9 / 1	1,64	ВВГ(3×2,5)	в коробі	28	S233	6
2-1	РСПО5 – 250 – 032(11)	2750	0,9	5,56	ВВГ(3×2,5)	в коробі	28	S231	6
2-2	РСПО5 – 250 – 032(9)	2250	0,9	4,55	ВВГ(3×2,5)	в коробі	28	S233	6
2-3	РСПО5 – 250 – 032(11) НББ – 60(1)	2810	0,9 / 1	5,68	ВВГ(3×2,5)	в коробі	28	S233	6

Визначаємо січення ввідного кабелю та тип ввідного автомата на робоче освітлення:

$$I_p = \frac{\sum P_p \cdot K_{zn}}{3 \cdot \cos \varphi \cdot U_\phi} = \frac{11250 \cdot 0,9}{3 \cdot 0,9 \cdot 220} = 17,04 \text{ A}, \quad (3.17)$$

де  $K_{zn}$  – коефіцієнт запиту, приймаємо:  $K_{zn} = 0,9$ .

Приймаємо для встановлення кабель ВВГ(4×2,5) та автомат ВА47 – 100 ( $I_{ном} = 50 \text{ A}$ ).

Група 2 – аварійне освітлення, тип щитка освітлення: ОЩВ – 6, живлення отримується від ТП6.

Визначаємо січення ввідного кабелю та тип ввідного автомата на аварійне освітлення:

$$I_p = \frac{\sum P_p \cdot K_{zn}}{\cos \varphi \cdot U_\phi} = \frac{7810 \cdot 0,9}{0,9 \cdot 220} = 35,5 \text{ A}.$$

Приймаємо на ввід кабель ВВГ(4×2,5) та автомат ВА47 – 100 ( $I_{ном} = 50 \text{ A}$ ).

### 3.3 Розрахунок електричних навантажень по підприємству

Вихідними даними для розрахунку беремо сумарну усталену потужність цехів підприємства та значення ефективних чисел електроприймачів цехів.

Розрахунки проводимо окремо для високовольтного та низьковольтного обладнання. Коефіцієнти використання та потужності вибираємо у відповідності до групи цеху і характером навантаження.

Приймаємо значення розрахункових коефіцієнтів за активною та реактивною потужностями рівними.

Розрахункову активне освітлювальне навантаження визначаємо за формулою [16]:

$$P_{росв} = k_{зн} \cdot P_{нт.осв} \cdot F_{ц}, \quad (3.18)$$

де  $k_{зн}$  – коефіцієнт запиту на освітлювальне обладнання; 0,85 для цехів основного виробництва, 0,9 для цехів додаткових;

$P_{нт.осв}$  – питома розрахункова потужність освітлення, приймаємо 0,015  $кВт/м^2$  для цехів із високою освітленістю; 0,01  $кВт/м^2$  для цехів із середньою освітленістю; 0,005  $кВт/м^2$  для цехів із низькою освітленістю.

$F_{ц}$  – площа цеху,  $м^2$ .

Приймаємо рівність:  $P_{р.осв} = Q_{р.осв}$ .

Розрахункову повну потужність цеху з врахуванням освітлювального навантаження визначаємо за формулою [17]:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{р.осв})^2 + (Q_p + Q_{р.осв})^2}. \quad (3.19)$$

Результати розрахунків на підприємстві зводимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунків навантаження на підприємстві.

№ п/п	Найменування електроприймачів	$P_{осв},$ кВт	$\sum P_{ном},$ кВт	$K_B$	$\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$	Розрахункові навантаження		
						$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВт	$S_p,$ кВА
1	ЦЗЛ	22,8	33,0	0,42	0,86/0,59	55,8	55,7	78,8
2	Механічний цех 1	101,7	854,4	0,65	0,82/0,7	956,1	771,0	1228,2
3	Механічний цех 2	58,0	1349,0	0,65	0,82/0,7	1407,0	1043,0	1751,3
4	Електричний цех	27,3	397,3	0,65	0,82/0,7	424,6	324,5	534,5
5	Ремонтний цех	27,3	162,0	0,7	0,86/0,59	189,3	139,0	234,8
6	Адміністративний корпус	38,0	30,0	0,68	0,93/0,4	68,0	65,2	94,2
7	Ливарний цех	111,0	879,0	0,22	0,93/0,4	2628,4	1162,3	2874,0
8	Ковальський цех	75,3	872,1	0,35	0,82/0,7	947,1	738,3	1201,0
9	Механічний цех 3	109,0	1065,0	0,65	0,82/0,7	1174,6	931,2	1499,0
10	Станція кисню	5,4	132,0	0,22	0,9/0,48	1374,0	664,9	1526,4
11	Столова	38,0	112,0	0,65	0,93/0,4	150,0	98,0	179,2
12	Енергетичний цех	25,8	385,0	0,38	0,86/0,59	411,2	268,4	491,0
13	Механічний цех 4	31,5	201,5	0,65	0,82/0,7	233,0	194,6	303,6
14	Рубальний цех	62,9	456,0	0,65	0,86/0,59	518,9	369,0	636,7
15	Компресорна 1	11,6	160,0	0,8	0,78/0,8	171,6	148,9	227,2
16	Термічний цех	65,0	2287,0	0,65	0,9/0,48	2351,8	1193,9	2637,5
17	Складальний цех 1	66,7	544,5	0,65	0,82/0,7	611,2	494,5	786,2
18	Учбові майстерні	30,4	94,5	0,3	0,93/0,4	124,9	80,4	148,5
19	Складальний цех 2	61,0	494,2	0,65	0,82/0,7	555,2	449,6	714,4
20	Склад обладнання	11,0	10,8	0,11	0,93/0,4	21,8	19,7	29,4
21	Компресорна 2	20,0	178,0	0,75	0,86/0,59	5318,6	3158,0	6186,5
22	Пожежне депо	7,3	16,5	0,4	0,93/0,4	23,8	16,8	29,2
<b>Всього</b>						<b>18480,6</b>	<b>12387</b>	<b>23390</b>

### Розрахунок картограми електричних навантажень [17].

Картограма навантажень являє собою розміщені на генеральному плані кола, центри яких співпадають з центрами навантажень цехів, а площі кіл пропорційні розрахунковим активних навантажень. Кожне коло ділиться на сектори, площі яких пропорційні активним навантаженням електроприймачів напругою до 1 кВ, електроприймачів напругою 10 кВ та електричного освітлення. При цьому радіус кола та кути секторів визначаємо із залежностей:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}; \quad (3.20)$$

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{pni}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{ei} = 360 \cdot \frac{P_{pei}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{P_{poi}}{P_{pi}}.$$

де  $m$  – масштаб площ картограми навантаження, кВт / м<sup>2</sup>.

Центр електричних навантажень підприємства є символічним центром споживання електричної енергії (активної потужності) підприємства, з

врахуванням, що  $t = 0,28 \text{ кВт} / \text{мм}^2$ , координати якого знаходяться за виразами:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}}; \quad y_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (3.21)$$

де  $x_i, y_i$  – координати центру  $i$ -го цеху на плані підприємства  $m$ .

Центр навантаження:  $x_0 = 316,7 \text{ м}$ ;  $y_0 = 219,4 \text{ м}$ . Розміщення ГПП вибираємо з координатами:  $x_0 = 316,7 \text{ м}$ ;  $y_0 = 219,4 \text{ м}$ .

Результати розрахунків зведені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Картограма електричних навантажень

Назва цехів	$P_{pi}$ , кВт	$P_{p.ni}$ , кВт	$P_{p.vi}$ , кВт	$P_{p.oi}$ , кВт	$X_i$ , м	$Y_i$ , м	$R_i$ , мм	$\alpha_{ni}$	$\alpha_{vi}$	$\alpha_{oi}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦЗЛ	55,8	33,0	0	22,8	30	10	8	213	0	147
Механічний цех 1	956,1	854,4	0	101,7	47	101	33	322	0	38
Механічний цех 2	1407,0	1349,0	0	58,1	60	244	40	345	0	15
Електричний цех	424,6	397,3	0	27,3	60	327	22	337	0	23
Ремонтний цех	189,3	162,0	0	27,3	60	385	15	308	0	52
Адміністративний корпус	68,0	30,0	0	38,0	126	10	9	159	0	201
Ливарний цех	2628,4	879,2	1638	111,2	192	97	55	120	224	15
Ковальський цех	947,4	872,1	0	75,3	170	197	33	331	0	29
Механічний цех 3	1174,6	1065,6	0	109,0	205	312	37	327	0	33
Станція кисню	137,4	132,0	0	5,4	147	379	13	346	0	14
Столова	150,0	112,0	0	38,0	231	10	13	269	0	91
Енергетичний цех	411,2	385,4	0	25,8	222	388	22	337	0	23
Механічний цех 4	233,0	201,5	0	31,6	255	187	16	311	0	49
Рубальний цех	518,9	456,0	0	62,9	337	80	24	316	0	44
Компресорна 1	171,6	160,0	0	11,7	344	398	14	336	0	24
Термічний цех	2351,8	2287,2	0	64,6	351	193	52	350	0	10
Складальний цех 1	611,2	544,5	0	66,7	405	300	26	321	0	39
Учбові майстерні	124,9	94,5	0	30,4	455	86	12	272	0	88
Складальний цех 2	555,2	494,2	0	61,0	461	198	25	320	0	40
Склад обладнання	21,8	10,8	0	11,0	545	187	5	178	0	182
Компресорна 2	5318,6	178,6	5120	20,1	549	275	78	12	347	1
Пожежне депо	23,8	16,5	0	7,3	562	80	5	249	0	111
ВСЬОГО	18480,6	10715,5	6758	1007	316,7	219,4				



### **Вибір числа, потужності і типу трансформаторів цехових ТП підприємства [20].**

Потужність трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій залежить: від величини навантаження трансформаторів підстанції, їх категорії по надійності електропостачання, від розмірів площі на якій вони розміщені. При одному і тому ж рівномірно розподіленому навантаженні зі збільшенням площі цеху зменшується одинична потужність трансформаторів, тому що це зменшує довжину ліній живлення цехової мережі і втрат електроенергії в них.

Визначаємо щільність електричного навантаження за формулою:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_u}, \quad (3.22)$$

де  $S_p$  – розрахункове електричне навантаження цеху,  $кВА$ .

Кількість трансформаторів визначаємо за формулою:

$$N_m = \frac{P_p}{k_{з.доп} \cdot S_{нт}}, \quad (3.23)$$

де  $P_p$  – розрахункова активне навантаження цеху низьковольтними споживачами,  $кВт$ ;

$k_{з.доп}$  – допустимий коефіцієнт завантаження трансформаторів в нормальному режимі. Приймаємо: 0,6 – 0,7 для ТП, що живлять споживачі I категорії; 0,7 – 0,8 для ТП, що живлять споживачі 2 категорії; 0,9 – 0,95 для ТП, що живлять споживачі III категорії по надійності електропостачання.

$S_{нт}$  – обрана номінальна потужність трансформаторів цехових ТП,  $кВт$ .

Приймаємо найближче ціле число трансформаторів.

Однотрансформаторні підстанції приймаємо для живлення споживачів III категорії. Двотрансформаторні підстанції використовуємо для живлення споживачів I та II категорій.

Найбільшу реактивну потужність, яку трансформатори можуть пропустити з мережі 10  $кВ$  в мережу з напругою 0,4  $кВ$  визначаємо за формулою:

$$Q_{1pi} = \sqrt{(N_i \cdot k_{з.доод} \cdot S_{нми})^2 - P_{pi}^2} . \quad (3.24)$$

Величину  $Q_{1pi}$  приймаємо як розрахункову, тому в загальному випадку реактивне навантаження трансформаторів  $Q_{1i}$  їй не дорівнює:

$$Q_{1i} = \begin{cases} Q_{1pi}, Q_{1pi} < Q_{pi}, \\ Q_{pi}, Q_{1pi} \geq Q_{pi}. \end{cases} \quad (3.25)$$

При  $Q_{1pi} \leq Q_{pi}$  трансформатори підстанцій не можуть пропустити всю реактивну потужність, частина її повинна бути скомпенсована з використанням конденсаторних установок на стороні низької напруги.

Потужність низьковольтних конденсаторних установок, які повинні бути на ТП в обов'язковому порядку визначаємо за формулою:

$$Q_{1pi} \leq Q_{pi}. \quad (3.26)$$

Визначаємо значення коефіцієнта завантаження трансформаторів в номінальному та після аварійному режимах за формулою:

$$k_{з.ном} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{1i}^2}}{N_{mi} \cdot S_{нми}}; \quad (3.27)$$

$$k_{зп.авр} = \frac{S_{pi}}{(N_{mi} - 1) \cdot S_{нми}}. \quad (3.28)$$

Всі внутрішні цехові ТП є вбудованими, розташовуються близько до центру електричних навантажень, тому що це найбільш економічно, з точки зору зниження витрат кабельної та провідникової продукції. Для даного підприємства використовуються трансформатори типу *ТМЗ* потужністю 400, 800, 1000 *кВт*. У цехах передбачаємо комплектні трансформаторні підстанції. Вибір типу залежить від умов встановлення, охолодження, стану навколишнього середовища. Економічно вигідним також є об'єднання навантажень та встановлення ТП не в кожному цеху. Електропостачання цехів може здійснюватися від сусідньої ТП, встановивши лише низьковольтні розподільні пункти. Дане рішення залежить від величини навантаження, відстані до сусідньої ТП, вартості електроенергії.. Встановлення

низьковольтних розподільних пунктів в цеху економічно вигідно, якщо виконується співвідношення [19]:

$$S_p \cdot l \leq 15000, \quad (3.29)$$

де  $S_p$  – повне розрахункове навантаження цеху  $\text{кВА}$ ;  $l$  – відстань від РПН до сусідньої РП.

Втрати активної та реактивної потужностей в цехових знижувальних трансформаторах визначаємо за формулами:

$$\Delta P_T = N \cdot (P_{xx} + k_{zn}^2 \cdot P_{кз}); \quad (3.30)$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \left( \frac{i_{xx}}{100} S_{nm} + k_{zn}^2 \cdot \frac{u_k}{100} S_{nm} \right). \quad (3.31)$$

Значення вибираємо з паспортних даних трансформатора.

Розміщення цехових ТП та РНП представлено на генеральному плані підприємства.

### 3.4 Розрахунок електричної мережі підприємства

**Вибір схеми зовнішнього та внутрішнього електропостачання ГПП [21].**

Трансформатори ГПП повинні забезпечувати надійне електропостачання в нормальному і після аварійному режимах.

Оскільки на підприємстві є споживачі I та II категорій за надійністю електропостачання, приймаємо до установки на підстанції два трансформатори однакової потужності з вбудованим регулюванням напруги під навантаженням.

Для розрахунку навантаження на стороні низької напруги ГПП з врахуванням:  $k_{ом} = 1$  – для освітлювального навантаження та високовольтних електроприймачів і  $k_{ом} = 0,9$  – для низьковольтних електроприймачів і трансформаторів використовуємо формулу:

$$P_{pn} = 0,9 \cdot (P_{p.n} + \Delta P_m) + 1 \cdot (P_{росв.н} + P_{росв.мер} + P_{рв}). \quad (3.32)$$

Звідси:  $P_{pn} = 0,9 \cdot (10715,5 + 213,6) + 1 \cdot (1007 + 652,3 + 6758) = 17578 \text{ кВт}$ .

Величину напруги живлення ГПП підприємства визначається наявністю конкретних джерел живлення, рівнями напруги на них, відстанню від ГПП до цих джерел та ін. [19].

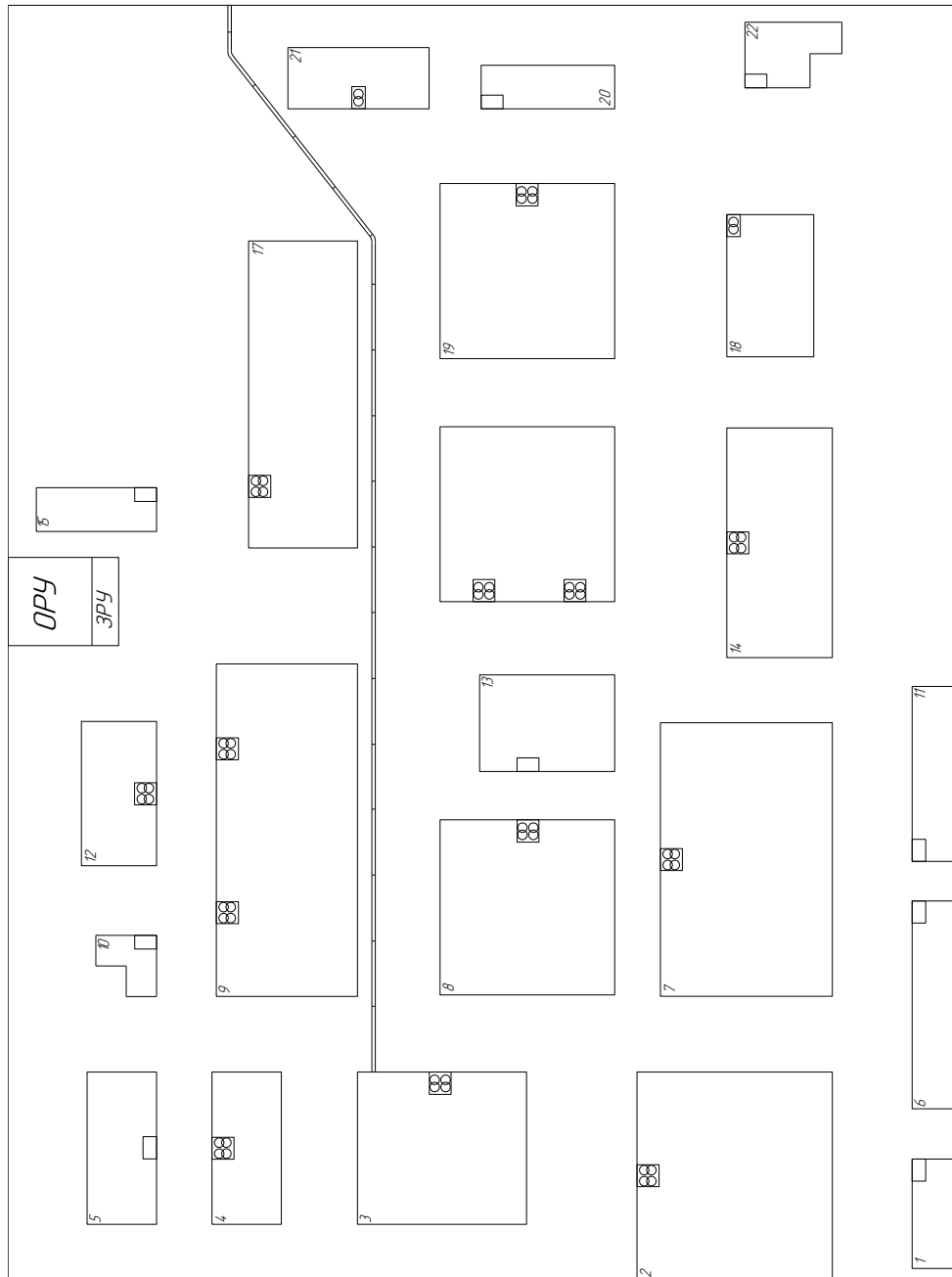


Рисунок 3.1 – Генеральний план підприємства з розміщенням трансформаторних підстанцій.

З усіх можливих варіантів зовнішнього електропостачання необхідно вибрати оптимальний за техніко-економічними показниками. Для цього, необхідно визначити величину раціонального напруги, яку можливо оцінити за наближеною формулою Стілла [18]:

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{L_i + 0,016 \cdot \frac{P_{рн}}{2}}, \quad (3.33)$$

де  $L_i$  – довжина лінії електропостачання ГПП. Звідси:

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{3 + 0,016 \cdot \frac{17578}{2}} = 52,01 \text{ кВ}.$$

Для вибору трансформатора ГПП приймаємо два варіанта: з напругою на високій стороні 35 кВ та 110 кВ.

На основі проведених техніко-економічних розрахунків із вибором комутаційного обладнання (розділ: «Обґрунтування економічної ефективності») прийнято трансформатор *ТМЗ1600–110 кВ/10 кВ* на напругу на високій стороні ГПП 110 кВ.

Розподіл електроенергії на підприємстві виконується за радіальних і магістральних схем. Магістральні схеми напругою 10 кВ для електропостачання цехових ТП повинні застосовуватися при послідовному, лінійному розташуванні підстанцій для групи технологічно пов'язаних агрегатів.

До однієї магістралі підключені: *ТП1* та *ТП4*; *ТП12*, *ТП15* та *ТП14*, *ТП8* та *ТП3*; *ТП9* та *ТП13*; *ТП7*, *ТП6* та *ТП2*; *ТП11* та *ТП10*.

Радіальні схеми застосовуємо при навантаженнях, розташованих в різних напрямках від джерела. За радіальною схемою підключений *ТП5*. З'єднання схем здійснюємо за допомогою кабельних ліній.

Схема електричних мереж внутрішнього електропостачання та генеральний план підприємства з нанесенням кабельних ліній, цехових ТП, НРП та високовольтних приймачів представлені в графічній частині.

Перетин кабелів напругою 10 кВ визначаємо для зменшення втрат, за економічною щільністю струму та перевіряємо за допустимим значенням струму кабелю в нормальному режимі роботи зі врахуванням умов за втратами напруги в після аварійний режимі та термічною стійкістю до струмів короткого замикання. Перетин кабелів на напрузі 0,4 кВ вибираємо за допустимим струмом кабелю [23].

Визначаємо розрахунковий струм в кабельній лінії в нормальному режимі за формулою:

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (3.34)$$

де  $S_{p.k}$  – потужність яка повинна передаватися по кабельній лінії в нормальному режимі, кВ · А.

Визначаємо перетин кабельної лінії, визначається за економічною щільністю струму:

$$F_e = \frac{I_{pk}}{j_e}, \quad (3.35)$$

де  $j_e$  – економічна щільність струму, що залежить від типу кабелю та часу максимального навантаження [21]. Приймаємо:  $j_e = 1,4$ .

За результатами розрахунку вибираємо кабель, що має найближче значення до економічно доцільного.

Визначаємо значення допустимого струму кабелю з урахуванням умов його встановлення з рівняння:

$$I_{\delta}^1 = k_n \cdot k_t \cdot I_{\delta} > \frac{I_{pk}}{N_k}, \quad (3.36)$$

де  $k_n$  – поправочний коефіцієнт на число паралельно кабелів, що прокладаються [21];

$k_t$  – поправочний коефіцієнт на температуру середовища, в якій прокладається кабель [21];

$N_k$  – число паралельно кабелів.

Визначаємо допустиме перевантаження кабелю в після аварійний режимі з врахуванням умов за формулою [21]:

$$I_{ав}^1 = k_{ав} \cdot I_{\partial}^1 > \frac{I_{ав}}{N_{\kappa}}, \quad (3.37)$$

де  $k_{ав}$  – коефіцієнт перевантаження [21].

Визначаємо втрати напруги в кабельній лінії за формулою [19]:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_o \cdot l + Q_p \cdot x_o \cdot l}{N_{\kappa} \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\partial} = 5\%, \quad (3.38)$$

де,  $P_p$ ,  $Q_p$  – розрахункове активне та реактивне навантаження, відповідно;

$x_o$ ,  $r_o$  – питомий індуктивний та активний опір кабелю, Ом/км.

Результати розрахунків зведені в табл. 3.5

Таблиця 3.5 – Вибір перерізів кабельних ліній напругою 10 кВ.

Ділянка	$S_{т.ном}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$S_{р.л.}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$I_p, \text{А}$	$S, \text{мм}^2$
ГПП – ТП1, ТП4	2×800	663	38,28	2(3×50)
ГПП – ТП12, ТП14, ТП15	2×800	593	34,23	2(3×50)
ГПП – ТП8, ТП3	2×800	424	24,44	2(3×50)
ГПП – ТП5	2×800	330	19,06	2(3×50)
ГПП – ТП9, ТП15	2×400	320	18,49	2(3×50)
ГПП – ТП, ТП6, ТП7	2×1000	750	43,32	2(3×70)
ГПП – ТП11	2×800	640	36,96	2(3×50)
СД	2СД – 1600	1600	92,38	2(3×70)
ДСП	2ДСП – 630	471	27,18	2(3×50)

### 3.5 Висновки до третього розділу

Проведений розрахунок електричних навантажень електричного цеху та підприємства в цілому.

Проведені розрахунки силового та освітлювального обладнання електричного цеху та вибір проводів на ланках 0,4 кВ.

На основі розрахунків електричних навантажень підприємства визначено центр електричних навантажень. Проведені розрахунки щодо вибору

зовнішньої та внутрішньої мережі підприємства дозволили вибрати потужності цехових трансформаторних підстанцій.

Проведені розрахунки щодо вибору площі перерізу кабелів ланок 10 кВ.



## 4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

### 4.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Для вибору електричного обладнання системи електропостачання підприємства проводимо розрахунок короткого замикання (КЗ) в таких точках [22]:

$K1$  та  $K2$  – в схемі зовнішнього електропостачання;

$K3$  – в розподільчому пристрої напругою  $10 \text{ кВ}$  ГПП;

$K4$  – в електричній мережі напругою  $0,4 \text{ кВ}$  в електричному цеху.

На електроустановках напругою вище  $1000 \text{ В}$  враховуємо індуктивні опори всіх елементів системи електропостачання. На електроустановках напругою нижче  $1000 \text{ В}$  враховуємо як індуктивні, так і активні опори деяких елементів системи [22].

Потужність короткого замикання в місці приєднання лінії, яка живить головну знижувальну підстанцію значно більше потужності, яка споживається підприємством. Тому, приймаємо періодичну складову струму КЗ від енергосистеми незмінною в часі [22].

При короткому замиканні найбільш важким режимом системи електропостачання є стан, при якому один з трансформаторів ГПП відключений для проведення профілактичних заходів або ремонту та включені секційні вимикачі РП  $10 \text{ кВ}$  ГПП. Схема заміщення для визначення струмів короткого за-замикання наведена на рис. 4.1.

Для точок  $K1$  і  $K2$  розрахунок струмів короткого замикання проведений в розділі «Обґрунтування економічної ефективності»:

Точка  $K1$ :  $I_{к1} = 15,06 \text{ кА}$ ,  $I_{y1} = 36,64 \text{ кА}$ .

Точка  $K2$ :  $I_{к2} = 11,57 \text{ кА}$ ;  $I_{y2} = 29,94 \text{ кА}$ .

Розрахуємо струми в точці  $K3$  при вхідних даних:

$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$ ,  $U_{\sigma} = U_{cp} = 10 \text{ кВ}$ .

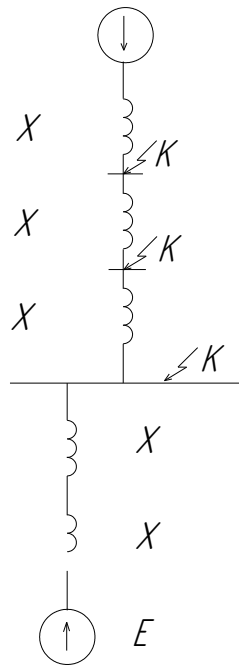


Рисунок 4.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ.

Визначаємо величину базисного струму:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 54,99 \text{ кА.}$$

Визначаємо опір трансформатора ГПП:

$$x_{3*} = x_m = \frac{u_k \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{нт}} = \frac{10 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,56 \text{ у.о.}$$

Визначаємо опір кабельних ліній:

$$x_{4*} = x_l = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}} = \frac{0,086 \cdot 0,332 \cdot 1000}{10^2} = 0,26 \text{ у.о.}$$

Визначаємо опір високовольтних синхронних двигунів:

$$x_{5*} = x_{cd} = \frac{x_d'' \cdot S_{\bar{o}} \cdot \cos \varphi}{P_{н.сд}} = \frac{0,134 \cdot 1000 \cdot 0,8}{1,6} = 67 \text{ у.о.}$$

де  $x_d'' = 0,134$  [22] – для СТД – 1600.

Величину еквівалентного опору визначаємо за формулою:

$$x_{e.cd} = \frac{(x_{cd} + x_l)}{N} = \frac{(67 + 0,26)}{2} = 33,63 \text{ у.о.}$$

де  $N$  – число двигунів даного виду, підключених на розглянуту секцію (в даному випадку  $N = 2$ ).

Знаходимо періодичну складову струму КЗ від енергосистеми:

$$I_{nc} = \frac{E_c}{x_c} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{12,74} \cdot 54,99 = 4,32 \text{ кА}, \quad (4.1)$$

де  $E_c$  – значення ЕРС у відносних одиницях.

Визначаємо періодичну складову струму КЗ від синхронних двигунів:

$$I_{n.cd} = \frac{E_{CD}}{x_{\sigma.cd}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,07}{33,63} \cdot 54,99 = 1,75 \text{ у.о.}$$

де  $E_{CD} = 1,07$  – значення ЕРС синхронного двигуна у відносних одиницях.

Визначаємо значення струму в точці КЗ:

$$I_{K3} = I_{n0} = I_{nt} = I_{nc} + I_{n.cd} = 4,32 + 1,75 = 6,07 \text{ кА.}$$

Визначаємо ступінь потужності короткого замикання:

$$S_{k.ct} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 6,07 = 110,4 \text{ МВА.}$$

Розрахуємо струм в точці К4. Складаємо схему заміщення (рис. 4.2).

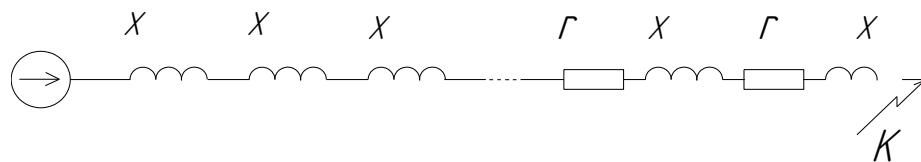


Рисунок 4.2 – Схема заміщення для розрахунку струму КЗ в точці К4.

При визначенні струму короткого замикання в точці К4 в якості джерела розглядаємо тільки енергосистему. Знайдемо опір системи:

$$x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{k.ct}} = \frac{1000}{110,4} = 9,06 \text{ у.о.}$$

Знаходимо індуктивний опір трансформатора:

$$X_m = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{нт}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{400} = 162,5 \text{ у.о.}$$

Знаходимо активний опір трансформатора:

$$R_m = \Delta P_\kappa \cdot \frac{S_\sigma}{S_{\text{нм}}^2} = 5,5 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000}{400^2} = 34,38 \text{ у.о.}$$

Визначаємо активний опір лінії:

$$r_l = r_{l(\text{ГПП-ТП8})} + r_{l(\text{ТП8-ТП3})} = \frac{1,94 \cdot 0,105 \cdot 1000}{10^2} + \frac{1,94 \cdot 0,2 \cdot 1000}{10^2} = 5,37 \text{ у.о.}$$

Визначаємо реактивний опір лінії:

$$x_l = x_{l(\text{ГПП-ТП8})} + x_{l(\text{ТП8-ТП3})} = \frac{0,113 \cdot 0,105 \cdot 1000}{10^2} + \frac{0,113 \cdot 0,2 \cdot 1000}{10^2} = 0,31 \text{ у.о.}$$

Значення еквівалентного опору в точці  $K4$ :

$$z_e = \sqrt{r_e^2 + x_e^2}, \quad (4.1)$$

де  $r_e$  – значення еквівалентного активного опору, що становить:

$$r_e = r_m + r_l = 34,38 + 5,37 = 39,75 \text{ у.о.}$$

$x_e$  – значення еквівалентного реактивного опору, що становить:

$$x_e = x_c + x_m + x_l = 9,06 + 162,5 + 0,31 = 171,87 \text{ у.о.}$$

Отже, значення еквівалентного опору в точці  $K4$  становить:

$$z_e = \sqrt{39,75^2 + 171,87^2} = 176,4 \text{ у.о.}$$

Значення струму в точці  $K4$  визначаємо за формулою:

$$I_{K4} = \frac{E_\kappa}{z_e} \cdot I_\sigma, \quad (4.2)$$

де  $E_\kappa = 1 \text{ у.о.}$ ;  $I_\sigma$  – значення базисного струму:  $I_\sigma = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,4 \text{ кА.}$

Згідно формули (4.2) отримуємо:

$$I_{K4} = \frac{1}{176,4} \cdot 1443,4 = 8,18 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці  $K4$  становить:

$$I_{yK4} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 8,18 = 18,5 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання в усіх визначених характерних точках ( $K1 - K4$ ) представлено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахунок струмів короткого замикання

Точка розрахунку	Напруга, <i>кВ</i>	Значення струмів, <i>кА</i>			Потужності КЗ ступені
		$I_{n0}$	$I_m$	$I_{y0}$	
Точка <i>K1</i>	110	15,06	15,06	36,64	3000
Точка <i>K2</i>	110	11,57	11,57	29,44	2304
Точка <i>K3</i>	10,5	6,07	6,07	13,7	110,4
Точка <i>K4</i>	0,4	8,18	8,18	18,5	5,67

## 4.2 Вибір комутаційного та захисного обладнання

### Вибір трансформатора власних потреб ГПП.

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи зв'язку, телемеханіки, система охолодження трансформаторів, аварійне освітлення, система пожежогасіння, освітлення підстанції, обігрів шаф комплектних розподільних пристроїв [20].

Встановлюємо 2 трансформатора власних потреб з потужністю [20]:

$$S_{m.ВП} = S_{шт} \cdot 0,5\% = 0,005 \cdot 16000 = 80 \text{ кВА}.$$

Приймається до встановлення *ТМ – 100 / 10*, який приєднується до шин *10 кВ* через запобіжники, так як  $S_{m.ВП} < 200 \text{ кВА}$ .

Визначаємо струм запобіжника:

$$I_n = \frac{S_{m.ВП}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,77 \text{ А}.$$

Встановлюємо запобіжник типу *ВПКТ – 101 – 10 – 10 – 31,5 УЗ*.

### Вибір типу РП на стороні низької напруги ГПП, вимикачів, трансформаторів струму та напруги.

Розподільний пристрій на *10 кВ* приймаємо комплектним, з шаф серії *К – 104М*. Комірка *К – 104М* комплектується наступним обладнанням [20]:

- вимикачі серії *VF – 12*;
- роз'єднувач штепсельний *PBP – 10*;
- трансформатори струму *ТЛК – 10*, *ТЛШ – 10*;

- трансформатори напруги *ЗНОЛ.06–10*, *НОЛ.09–10*, *НАМИ–10*;
- трансформатор струму нульової послідовності *ТЗЛМ*;
- запобіжники для захисту трансформаторів вимірювальних типу *ПКТ*;

Визначаємо номінальний струм трансформатора ГПП:

$$I_{ном} = \frac{K_{з.н} \cdot S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 615,8 \text{ A.}$$

де  $K_{з.н}$  – коефіцієнт завантаження трансформатора ГПП в номінальному режимі роботи.

Визначаємо максимальний (після аварійний) струм трансформатора ГПП:

$$I_{м} = \frac{K_{з.ав} \cdot S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1231,7 \text{ A.}$$

де  $K_{з.ав}$  – коефіцієнт завантаження трансформатора ГПП в після аварійному режимі роботи.

Вибір вимикачів на вводі в КРП представлено в табл. 4.2.

Таблица 4.2 – Вибір вимикачів на вводі КРП

Дані розрахунку		Умови вибору	Каталожні дані
			<i>VF–12.12.16</i>
$U, \text{кВ}$	10	$U_{уст} \leq U_{ном}$	12
$I_{р.вж.}, \text{А}$	1231,7	$I_{мах} < I_{ном}$	1250
$I_{н.о} = I_{н.т}, \text{кА}$	11,31	$I_{но} < I_{дин}$	16
$I_{уд}, \text{кА}$	25,6	$I_{уд} < i_{дин}$	40
$I_{ат}, \text{кА}$	4,36	$I_{а,т} < I_{а ном}$	4,53
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	14,1	$B_k < I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	768

Визначаємо час від початку короткого замикання до відключення вимикача [22]:

$$\tau = t_{з\min} + t_{в.в} = 0,065 + 0,05 = 0,115 \text{ с.}$$

де  $t_{з\min}$  – мінімальний час спрацювання релейного захисту, [22], с;

$t_{в.в}$  – власний час спрацьовування вимикача (каталог), с.

Визначаємо аперіодичну складову номінального струму:

$$I_{ан} = \sqrt{2} \cdot I_{відкл.} \cdot \beta \sqrt{2} \cdot 16 \cdot 0,20 = 4,53 \text{ кА}.$$

де  $I_{відкл.}$  – номінальний струм відключення, кА (каталог);

$\beta$  – процентний вміст аперіодичної складової в струмі коротко-го замикання.

В якості секційного вимикача та вимикачів відхідних ліній приймаємо аналогічні вимикачі.

### Вибір трансформатора струму на відхідних лініях [20].

В комірках КРП типу  $K-104M$  встановлюються трансформатори струму типу  $TJK-10$ . Розглянемо докладно вибір трансформаторів струму на ввіді в КРП, трансформатор струму в ланцюзі секційного вимикача того ж типу, а трансформатори струму на інших приєднання розраховуються аналогічно, їх типи представлені в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Дані вибору трансформаторів струму

Дані розрахунку		Умови вибору	Каталожні дані
			$TJK-1-10-1500-0,5/10P U3$
$U, \text{кВ}$	10	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10
$I_{р.вж.}, \text{А}$	1231,7	$I_{мах} < I_{ном}$	1500
$I_{н,о} = I_{н,т}, \text{кА}$	25,6	$I_{но} < I_{дин}$	81
$I_{уд}, \text{кА}$	14,1	$I_{уд} < i_{дин}$	2976,8

Для перевірки обраного трансформатора струму за вторинним навантаженням складаємо схему включення трансформаторів струму та приладів вимірювання (рис. 4.3).

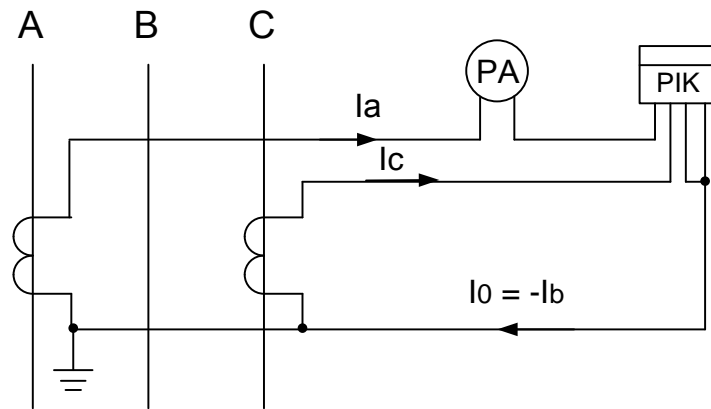


Рисунок 4.3 – Схема ввімкнення трансформатора струму та приладів.

За схемою ввімкнення трансформатора струму визначаємо навантаження за фазами (табл. 4.4) на основі каталожних даних приладів, для вибору найбільш завантаженого трансформатора струму.

Таблиця 4.4 – Вибір трансформатора струму за навантаженням вторинних кіл

Прилади	Тип приладу	Кількість приладів	Фазне навантаження, ВА		
			A	B	C
Амперметр	Э – 335	1	0,5	-	-
Лічильник активної та реактивної енергії	ЦЭ 2727	1	2,5	-	2,5
Всього			3	-	2,5

За даними табл. 4.4 видно, що найбільш завантаженою є фаза A, потужність приладів на фазі становить  $S_{прил} = 3 \text{ ВА}$ . Розрахунок проводимо за найбільш завантаженою фазою.

Визначаємо опір приладів за формулою:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.}$$

де  $I_2 = 5$  – струм на вторинній обмотці трансформатора струму, А.



Номинальний опір вторинної обмотки з класом точності 0,5 згідно з [20] становить:  $z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$ .

Визначаємо допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{прил} - r_{к} = 0,4 - 0,12 - 0,05 = 0,23 \text{ Ом}.$$

Для підстанції з напругою 110 кВ в якості з'єднувальних проводів приймаємо мідні з питомим опором:  $r = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ .

У ланцюгах 10 кВ довжину з'єднувальних проводів від трансформатора струму до приладів приймаємо:  $l = 5 \text{ м}$ . Так як трансформатори струму ввімкнені за схемою неповної зірки, то довжину проводу необхідно збільшити в  $\sqrt{3}$  раз:

$$l_{розр} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м}.$$

Визначаємо площу січення з'єднувальних проводів з виразом:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{r_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 8,66}{0,23} = 0,658 \text{ мм}^2.$$

В якості з'єднувальних проводів приймаємо кабель *КРВГ* з жилами перетином  $2,5 \text{ мм}^2$  за умовою механічної міцності.

Для забезпечення сигналізації однофазних замикань на землю в електричних мережах 10 кВ на підприємстві на початку кабельних ліній встановлюємо трансформатори струму нульової послідовності типу *ВТЗЛМ УЗ*.

Навантаження трансформатора струму на секційному вимикачі представлена в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Навантаження трансформатора струму на секційному вимикачі

Прилад	Тип	Кількість	Споживана потужність, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	1	0,5	–	–

Розрахунок проводимо аналогічно попередньому:

$$R_{np} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом}.$$

$$R_{p,np} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33 \text{ Ом}.$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 8,66}{0,33} = 0,46 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо контрольований кабель *КРВГ* з жилами перетином  $2,5 \text{ мм}^2$ .

### **Вибір трансформатора напруги [20].**

Трансформатор напруги встановлюємо один на кожну секцію збірних шин. До вторинної обмотки трансформатора напруги вмикаємо котушку напруги вимірювальних приладів всіх приєднань даної секції та збірних шин.

Трансформатори напруги вибираємо за такими умовами:

– за напругою:  $U_{ном} = U_{уст}$

– за конструкцією та схемою з'єднання обмоток;

– за класом точності.

На напрузі  $10 \text{ кВ}$  в комірках типу *К-104М* для встановлення приймаємо три однофазних трансформатора напруги типу *ЗНОЛ.09-10.02 УЗ*. Каталожні дані трансформаторів напруги наведені в [20].

Схема включення трансформаторів напруги – «зірка з землею – зірка з землею – розімкнений трикутник» (рис. 4.4).

Для трансформатора напруги *ЗНОЛ.09-10.02 УЗ* номінальна потужність вторинних ланок становить:  $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$ . Так як ми встановлюємо 3 однофазних трансформатора, то необхідно потужність вторинних ланок збільшити в 3 рази:  $S_{2ном} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}$ .

Щоб трансформатор напруги працював із заданим класом точності, необхідно, щоби виконувалась умова:

$$S_{нав} \leq S_{2ном}, \quad (4.3)$$

де  $S_{нав}$  – потужність всіх вимірювальних приладів та реле, які приєднані до трансформатора напруги,  $\text{ВА}$ ;

$S_{2ном}$  – номінальна потужність вторинної обмотки, *ВА*.

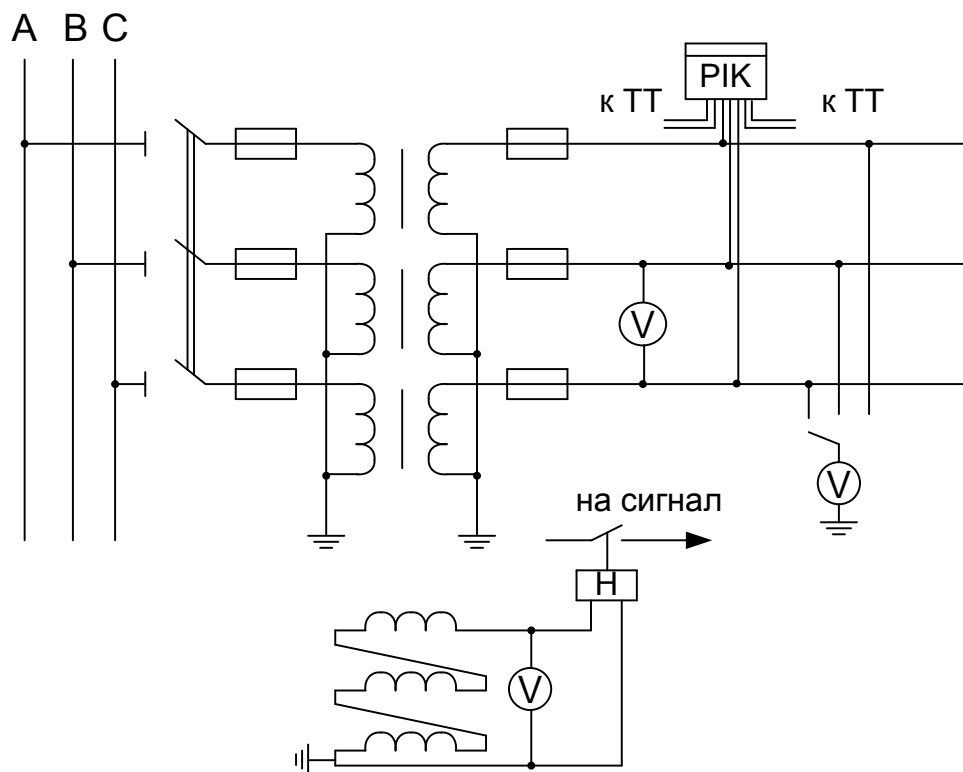


Рисунок 4.4 – Схема підключення трансформатора напруги.

Проведемо перевірку за допустимим навантаженням вторинних ланок трансформатора напруги та отримані величини зводимо в табл. 4.6.

Потужність, споживану приладами визначаємо за формулою:

$$S_{нав} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{84^2 + 189,86^2} = 207,61 \text{ ВА.}$$

Таким чином,  $S_{нав} < S_{2ном}$  отже, трансформатори напруги будуть працювати з класом точності 0,5.

Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо контрольований кабель *КРВГ* з жилами перетином  $2,5 \text{ мм}^2$  за умовою механічної міцності.

Трансформатор напруги приєднується до збірних шин через запобіжник типу *ПКТ101–10–2–12,5 УЗ* та роз'єднувач.

Таблиця 4.6 – Результати розрахунку вторинного навантаження трансформатора напруги

Прилади		Тип	Число приладів	Число обмоток	Потужність однієї обмотки, $ВА$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Повна споживана потужність	
								$P, Вт$	$Q, ВАр$
Вольтметр (збірні шини)		Э-335	3	1	2,0	1,0	0	6,0	-
Лічильник активної та реактивної енергії	Ввід 10 кВ від трансформатора	ЦЭ 2727	1	2	3,0 Вт	0,38	0,925	6,0	14,6
Лічильник активної та реактивної енергії	Лінії 10 кВ	ЦЭ 2727	12	2	3,0 Вт	0,38	0,925	72	175,26
Всього								84	189,86

### Вибір струмопроводів та вимикачів на стороні 10кВ [23].

В якості струмопровідних частин, що з'єднують силові трансформатори та розподільні пристрої, використовуємо закритий комплектний струмопровід типу: ТЗК-10-1600-51 [23] з каталожними даними:  $U_n = 10 \text{ кВ}$ ,  $I_n = 1600 \text{ А}$ ,  $I_o = 51 \text{ кА}$ .

Вибір вимикачів на стороні 10 кВ схеми внутрішнього електропостачання, а також відповідні трансформатори струму наведені в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Вибір вимикачів на напрузі 10 кВ

Кабельні лінії	$U_n, \text{ кВ}$	$I_p, \text{ А}$	$I_{вжс}, \text{ А}$	$I_{но}, \text{ кА}$	$I_y, \text{ кА}$	Тип вимикача	Тип ТА
ГПП – ТП4	10	38,28	76,55	11,31	25,60	VF-12;08;16	ТЛК-10-100-0,5/10P
ГПП – ТП5	10	19,06	38,12	11,31	25,60	VF-12;08;16	ТЛК-10-100-0,5/10P
ГПП – ТП7	10	43,32	86,63	11,31	25,60	VF-12;08;16	ТЛК-10-100-0,5/10P
ГПП – ТП8	10	24,44	48,88	11,31	25,60	VF-12;08;16	ТЛК-10-100-0,5/10P
ГПП – ТП9	10	18,49	36,99	11,31	25,60	VF-12;08;16	ТЛК-10-100-0,5/10P
ГПП – ТП11	10	36,96	73,91	11,31	25,60	VF-12;08;16	ТЛК-10-100-0,5/10P
ГПП – ТП12	10	34,23	68,47	11,31	25,60	VF-12;08;16	ТЛК-10-100-0,5/10P
ГПП – СД	10	92,38	184,75	11,31	25,60	VF-12;08;16	ТЛК-10-100-0,5/10P
ГПП – ДСП	10	27,18	54,35	11,31	25,60	VF-12;08;16	ТЛК-10-100-0,5/10P

Проведемо перевірку кабелів напругою 10 кВ внутрішньої системи електропостачання на термічну стійкість до струмів коротких замикань:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (4.4)$$

де  $C = 100$  – коефіцієнт, значення якого залежить від металу струмопровідних частин кабелю;  $B_k = 11,31^2 \cdot (0,06 + 0,055) = 14,7 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

$$\text{Звідси: } F_{\min} = \frac{\sqrt{14,7 \cdot 10^6}}{100} = 38,3 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо  $F_{\min} = 50 \text{ мм}^2$ . Якщо площа перетину кабелю, обрана за умовами нормального та важких режимів роботи є менше площі термічно стійкого перетину ( $F_{\min} = 50 \text{ мм}^2$ ), то перетин такого кабелю збільшуємо до найближчого меншого стандартного перерізу. Всі кабелі, для яких проводиться збільшення перетину заносимо в табл. 4.8.

Перевіряємо кабелі, що живлять синхронні двигуни:

$$B_k = 11,31^2 \cdot (0,06 + 0,12) = 23,04 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблиця 4.8 – Перевірка кабелів на термічну стійкість

Початок і кінець кабельні лінії	Попередня площа січення проводу, мм <sup>2</sup>	Площа термічно стійкого січення кабелю, мм <sup>2</sup>	Тип і площа січення нового кабелю	$R_{\text{л}}, \text{ Ом}$
ГПП – ТП4	25	50	ААП2л 2×(3×50)	0,211
ТП4 – ТП1	16	50	ААП2л 2×(3×50)	0,124
ГПП – ТП5	16	50	ААП2л 2×(3×50)	0,158
ГПП – ТП7	25	50	ААП2л 2×(3×50)	0,052
ТП7 – ТП6	16	50	ААП2л 2×(3×50)	0,084
ТП6 – ТП2	16	50	ААП2л 2×(3×50)	0,144
ГПП – ТП8	16	50	ААП2л 2×(3×50)	0,065
ТП8 – ТП3	16	50	ААП2л 2×(3×50)	0,124
ГПП – ТП9	16	50	ААП2л 2×(3×50)	0,206
ТП9 – ТП13	16	50	ААП2л (3×50)	0,107
ГПП – ТП11	25	50	ААП2л 2×(3×50)	0,126
ТП11 – ТП10	16	50	ААП2л 2×(3×50)	0,068

– Продовження таблиці 4.8

<i>ТП1 – ТП2</i>	16	50	<i>ААП2л 2×(3×50)</i>	0,037
<i>ТП2 – ТП5</i>	16	50	<i>ААП2л 2×(3×50)</i>	0,146
<i>ТП5 – ТП4</i>	16	50	<i>ААП2л 2×(3×50)</i>	0,069
<i>ТП1 – ДСП</i>	16	50	<i>ААП2л (3×50)</i>	0,206

**Вибір комутаційної обладнання на стороні вищої і нижньої напруги цехових трансформаторних підстанцій [23].**

На цехових ТП використовуємо комплектні трансформаторні підстанції *КТП – 400*, *КТП – 800* та *КТП – 1000*, які комплектуються вимикачами навантаження типу *ВНПҮ – 10/100 – 16* з пружинним приводом і вбудованими запобіжниками типу *ПКТ*. Результати вибору зводимо в табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Результати вибору вимикачів на КТП

№ ТП	$U_n$ , кВ	$I_p$ , А	$I_y$ , А	$I_k$ , кА	Тип вимикача навантаження	Тип запобіжника
<i>ТП 1,4</i>	10	38,28	76,55	11,31	<i>ВНПҮ – 10/100 – 16зУ3</i>	<i>ПКТ10 – 100 – 31,5У3</i>
<i>ТП 2,6,7</i>	10	43,32	86,63	11,31	<i>ВНПҮ – 10/100 – 16зУ3</i>	<i>ПКТ10 – 100 – 31,5У3</i>
<i>ТП 3, 8</i>	10	24,44	48,88	11,31	<i>ВНПҮ – 10/100 – 16зУ3</i>	<i>ПКТ10 – 100 – 31,5У3</i>
<i>ТП 5</i>	10	19,06	38,12	11,31	<i>ВНПҮ – 10/100 – 16зУ3</i>	<i>ПКТ10 – 100 – 31,5У3</i>
<i>ТП 9, 13</i>	10	18,49	36,99	11,31	<i>ВНПҮ – 10/100 – 16зУ3</i>	<i>ПКТ10 – 100 – 31,5У3</i>
<i>ТП 10, 11</i>	10	36,96	73,91	11,31	<i>ВНПҮ – 10/100 – 16зУ3</i>	<i>ПКТ10 – 100 – 31,5У3</i>
<i>ТП 12, 14, 15</i>	10	34,23	68,47	11,31	<i>ВНПҮ – 10/100 – 16зУ3</i>	<i>ПКТ10 – 100 – 31,5У3</i>

Вибір обладнання НРП (0,4 кВ) проводимо за струмами навантаження в нормальному та важкому режимах. Результати вибору зводимо в таблицю 4.10.

Таблиця 4.10 – Результати вибору вимикачів на РП

№ ТП, РПН	Місце встановлення вимикача	$I_y$ , А	$I_{вж}$ , А	Тип вимикача
<i>РПН1</i>	Ввідний	75,39	150,78	<i>АВМ4С; <math>I_{ном} = 400</math> А; <math>I_o = 20</math> кА</i>
<i>РПН2</i>	Ввідний	130,44	260,88	<i>АВМ4С; <math>I_{ном} = 400</math> А; <math>I_o = 20</math> кА</i>
<i>РПН3</i>	Ввідний	74,66	149,32	<i>АВМ4С; <math>I_{ном} = 400</math> А; <math>I_o = 20</math> кА</i>
<i>РПН4</i>	Ввідний	199,34	398,67	<i>АВМ4С; <math>I_{ном} = 400</math> А; <math>I_o = 20</math> кА</i>
<i>РПН5</i>	Ввідний	106,83	213,66	<i>АВМ4С; <math>I_{ном} = 400</math> А; <math>I_o = 20</math> кА</i>

– Продовження таблиці 4.10

<i>РПН6</i>	Ввідний	97,92	195,83	<i>АВМ4С</i> ; $I_{ном} = 400 \text{ А}$ ; $I_o = 20 \text{ кА}$
<i>РПН7</i>	Ввідний	132,24	264,48	<i>АВМ4С</i> ; $I_{ном} = 400 \text{ А}$ ; $I_o = 20 \text{ кА}$
<i>РПН8</i>	Ввідний	31,11	62,23	<i>АВМ4С</i> ; $I_{ном} = 400 \text{ А}$ ; $I_o = 20 \text{ кА}$
<i>РПН9</i>	Ввідний	60,48	120,96	<i>АВМ4С</i> ; $I_{ном} = 400 \text{ А}$ ; $I_o = 20 \text{ кА}$

### 4.3 Розрахунок релейного захисту трансформаторів ГПП

На ГПП встановлено два трансформатори *ТДН* –16000/110/10. Вибираємо такі види захистів: поздовжній диференціальний захист; максимальний струмовий захист з витримкою за часом від надструмів; максимальний струмовий однофазний захист від перевантаження; газовий захист. На ГПП постійний оперативний струм [22].

#### Диференціальний захист [22].

Визначаємо значення максимального струму трифазного КЗ, приведенного до сторони ВН трансформатора:

$$I_{к\max}^{(3)} = \frac{I_{кз} \cdot U_{cp.2}}{U_{cp.1}} = \frac{11,31 \cdot 10,5}{115} = 1032 \text{ А.}$$

де  $I_{кз}$  – струм короткого замикання в точці *КЗ* на шинах 10 кВ ГПП;

$U_{cp.1}$ ,  $U_{cp.2}$  – середня напруга ВН та НН трансформатора.

Визначаємо значення мінімального струму двофазного КЗ на шинах 10 кВ ГПП, наведений до сторони ВН трансформатора:

$$I_{к\min}^{(2)} = \frac{I_{к\max}^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{2} = \frac{1032 \cdot \sqrt{3}}{2} = 894 \text{ А.}$$

Визначаємо первинний та вторинний номінальні струми силового трансформатора:

$$I_{ном}^{ВН} = \frac{S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33 \text{ А.}$$

$$I_{ном}^{НН} = \frac{S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 879,77 \text{ А.}$$

Визначаємо максимальні робочі струми для вибору трансформатора струму:

– на стороні високої напруги:

$$I_{\max \text{ роб}}^{BH} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{BH} = 1,4 \cdot 80,33 = 112,46 \text{ A};$$

– на стороні низької напруги:

$$I_{\max \text{ роб}}^{HH} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}^{HH} = 1,4 \cdot 1155 = 1231,68 \text{ A}.$$

На стороні ВН приймаємо до встановлення трансформатор струму (ТС) *ТФЗМ110–У1–200–0,5* з параметрами:  $I_{1н} = 200 \text{ A}$ ;  $I_{2н} = 5 \text{ A}$ .

Визначаємо коефіцієнт трансформації ТС:

$$k_I^{BH} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}} = \frac{200}{5} = 40.$$

На стороні НН приймаємо до встановлення трансформатор струму (ТС) *ТОЛ–10–1500–0,5* з параметрами:  $I_{1н} = 1500 \text{ A}$ ;  $I_{2н} = 5 \text{ A}$ .

Коефіцієнт трансформації ТС становить:

$$k_I^{HH} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Схема з'єднання трансформатора У/Д, відповідно, для компенсації зсуву фаз необхідно на високій стороні виконати схему «трикутник» ( $k_{cx}^{BH} = \sqrt{3}$ ), а на низькій стороні – «зірка» ( $k_{cx}^{HH} = 1$ ). Захист виконуємо на базі диференційного реле *РСТ–15*.

Визначаємо значення вторинних струмів при номінальних режимах роботи:

$$I_2^{BH} = \frac{k_{cx}^{BH}}{k_I^{BH}} \cdot I_{\text{ном}}^{BH} = \frac{\sqrt{3}}{40} \cdot 80,33 = 3,48 \text{ A};$$

$$I_2^{HH} = \frac{1}{300} \cdot 879,77 = 2,93 \text{ A}.$$

Визначаємо значення струмів небалансів, які викликані похибками трансформаторів. Струм небалансу  $I'_{\text{нб}}$ :



$$I'_{нб} = k_{одн} \cdot k_a \cdot \varepsilon \cdot I_{кmax}^{(3)} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1032 = 103,2 \text{ A},$$

де  $k_{одн}$  – коефіцієнт однотипності ТС;

$k_a$  – коефіцієнт аперіодичної складової диференційного реле (ДР);

$\varepsilon$  – допустима похибка ТС.

Визначаємо струм небалансу  $I''_{нб}$ :

$$I''_{нб} = (\Delta u_\alpha + \Delta u_\beta) \cdot I_{кmax}^{(3)} = (0,16 + 0) \cdot 1032 = 165,12 \text{ A},$$

де  $\Delta u_\alpha = 0,16$  – межі регулювання напруги на ВН;

$\Delta u_\beta$  – межі регулювання напруги на СН.

Попереднє значення за струмом спрацювання захисту з врахуванням настроювання від струмів небалансу становить:

$$I_{сз} = k_{нс} \cdot (I'_{нб} + I''_{нб}) = 1,2 \cdot (103,2 + 165,12) = 321,98 \text{ A},$$

де  $k_{нс} = 1,2$  – коефіцієнт настроювання від струмів небалансу.

Значення струму спрацювання захисту становить:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot (I'_{нб} + I''_{нб}) = 1,2 \cdot (103,2 + 165,12) = 321,98 \text{ A},$$

де  $k_{нс} = 1,2$  – коефіцієнт настроювання від кидка струму намагнічування.

З двох значень вибираємо найбільше:  $I_{сз} = 321,98 \text{ A}$ .

Знаходимо попереднє значення чутливості:

$$k_\chi = \frac{I_{\kappa\min}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{894}{321,98} = 2,78 > 2. \quad (4.5)$$

Отримане значення задовольняє умовам. Виконуємо розрахунок для реле РСТ – 15.

Визначаємо струм спрацювання на основній стороні:

$$I_{ср}^{осн} = \frac{k_{сх}^{ВН}}{k_I^{ВН}} \cdot I_{сз} = \frac{\sqrt{3}}{40} \cdot 321,98 = 13,94 \text{ A}.$$

Визначаємо струм спрацювання ДР на неосновній стороні:

$$I_{ср}^{неосн} = \frac{k_{сх}^{НН}}{k_I^{НН}} \cdot I_{сз} \cdot k_m, \quad (4.6)$$

де  $k_m$  – коефіцієнт трансформації трансформатора:

$$k_m = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{115}{10,5} = 11;$$

$$I_{cp}^{неосн} = \frac{1}{300} \cdot 321,98 \cdot 11 = 11,8 A.$$

Приймає число основної обмотки  $w_{осн} = 12$ .

Визначаємо розрахункове значення МРС основної обмотки:

$$F_{роз}^{осн} = w_{осн} \cdot I_{cp}^{осн} = 12 \cdot 13,94 = 167,28 A \cdot витків.$$

Приймаємо значення МРС:  $F_{роз}^{осн} = 180 A \cdot витків$ .

$$\text{Досліджуємо виконання умови: } w_{неосн}^{роз} = \frac{F_{роз}^{осн}}{I_{cp}^{неосн}} = \frac{180}{11,8} = 15,25.$$

Приймаємо:  $w_{неосн}^{прин} = 15$ .

Складова струму небалансу  $w_{неосн}^{роз}$  враховуючи різницю розрахункового та дійсного числа витків:

$$I_{нб}''' = \frac{|w_{неосн}^{роз} - w_{неосн}^{прин}|}{w_{неосн}^{прин}} \cdot I_{ктах}^{(3)} = \frac{|15,25 - 15|}{15} \cdot 1032 = 17,2 A.$$

Визначаємо спрацювання захисту враховуючи всі отримані значення небалансів:

$$I_{сз} = k_{нс} \cdot (I_{нб}' + I_{нб}'' + I_{нб}''') = 1,2 \cdot (103,2 + 165,12 + 17,2) = 342,62 A.$$

Уточнюємо значення коефіцієнта чутливості за (4.5):

$$k_{ч} = \frac{894}{342,62} = 2,61 > 2. \text{ Захист за чутливістю забезпечений.}$$

Струм спрацювання реле на основній стороні становить:

$$I_{cp}^{осн} = \frac{\sqrt{3}}{40} \cdot 342,62 = 14,84 A.$$

Струм спрацювання реле на основній стороні становить:

$$I_{cp}^{неосн} = \frac{1}{300} \cdot 342,62 \cdot 11 = 12,56 A.$$

### Максимальний струмовий захист [22].

Резервним захистом від багатофазних КЗ в обмотках трансформатора та на вводах й захистом від надструмів, є МТЗ з незалежної від значення струму витримкою за часом. Захист виконуємо на реле  $PCT-13-24$  з коефіцієнтом повернення  $k_g = 0,9$ .

Максимальний робочий струм згідно з розрахунком:  $I_{\max \text{ роб}}^{BH} = 112,46 \text{ A}$ .

Коефіцієнт трансформації становить:  $k_I^{BH} = \frac{200}{5} = 40$ .

Визначаємо струм спрацьовування захисту, враховуючи налагодження від максимального робочого струму при можливому перевантаженні трансформаторів:

$$I_{cз} = \frac{k_{nc} \cdot I_{\max \text{ роб}}^{BH}}{k_g} = \frac{1,2 \cdot 112,46}{0,9} = 149,95 \text{ A}.$$

Визначаємо значення коефіцієнта чутливості на основній стороні:

$$k_q = \frac{I_{к3 \min}^{(2)}}{I_{cз}} = \frac{894}{149,95} = 5,96 > 1,5.$$

Визначаємо значення коефіцієнта чутливості в зоні резервування:

$$k_q = \frac{I_{к4 \min}^{(2)}}{I_{cз}} = \frac{657,1}{149,95} = 4,38 > 1,2.$$

Струм спрацьовування реле становить:

$$I_{cp} = \frac{\sqrt{3}}{40} \cdot 149,95 = 6,49 \text{ A}.$$

Використовуємо захист із встановленням реле типу  $PCT-13-24$  зі вставкою  $5-20 \text{ A}$ . Для захисту використовуємо трансформатори струму  $T\Phi ЗМ110-U1-200-0,5$ , які з'єднані за схемою повного трикутника. Тоді коефіцієнт схеми становить:  $k_{cx} = \sqrt{3}$ .

Визначаємо суму вставок:

$$\Sigma \Theta = \frac{I_{cp}}{I_{\min}} - 1 = \frac{6,49}{5} - 1 = 0,298.$$

Приймаємо суму вставок:  $\Sigma\Theta = 0,1 + 0,2 = 0,3$ .

Визначаємо значення вставки реле:

$$I_{уст} = (1 + \Sigma\Theta) \cdot I_{min} = (1 + 0,3) \cdot 5 = 6,5 \text{ A}.$$

Час спрацювання захисту приймаємо з умови настроювання від *MTЗ* на секційному вимикачі:

$$t_{сз(СВ)} = t_{сз(ІІІІ-ІІІ)} + \Delta t = 1 \text{ c},$$

$$t_{сз(Q1)} = t_{сз(СВ)} + \Delta t = 1,5 \text{ c}.$$

Вибираємо реле часу типу *PВ-01* з вставками  $0,25 - 3,5 \text{ c}$ .

### **Максимальний струмовий захист від перевантаження [22].**

В якості захисту від перевантаження застосовуємо максимальний струмовий захист з одним реле струму *PCT-13-19*, який встановлюємо на трансформатор струму фази *A* з боку НН силового трансформатора.

Визначаємо струм спрацювання захисту за формулою:

$$I_{сз} = \frac{k_{нс}}{k_{г}} I_{махроб}^{ВН} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 112,46 = 131,2 \text{ A}.$$

Визначаємо струм спрацювання реле:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{сз}}{n_1} = \frac{131,2}{40} = 3,28 \text{ A}.$$

Приймаємо для встановлення реле *PCT 13-19*, де струм спрацювання в межах  $I_{ср} = (1,5 \div 6) \text{ A}$ .

Визначаємо суму вставок:

$$\Sigma\Theta = \frac{I_{ср}}{I_{min}} - 1 = \frac{3,28}{1,5} - 1 = 1,19.$$

Приймаємо суму вставок:  $\Sigma\Theta = 0,4 + 0,8 = 1,2$ .

Визначаємо струм вставки реле:

$$I_{уст} = (1 + \Sigma\Theta) \cdot I_{min} = (1 + 1,2) \cdot 1,5 = 3,3 \text{ A}.$$

Робота захисту спрацьовує з дією на сигнал та витримкою за часом  $t_{сз} = 2 \text{ c}$ . Встановлюємо реле часу типу *PВ-01* ( $t_{вч} = 1 - 100 \text{ c}$ ).

### **Газовий захист [22].**

Газовий захист є основним захистом трансформаторів від виткових замикань. Причина: розкладання оливи та виділенням газу.

Газовий захист має два реагуючих елемента з роздільним входом. При слабкому газоутворенні та зниженому рівні оливи спрацьовує верхній елемент з дією на сигнал. При миттєвому газоутворенні масла в бакові відбувається рух оливи в бік розширювача. В результаті переміщення оливи з певною швидкістю, спрацьовує нижній елемент, який діє на відключення без витримки за часом. Цей же елемент спрацьовує й при подальшому зниженні рівня оливи. В якості пристрою реагування вибираємо реле типу *РМТ – 80*.

Вставка швидкісного нижнього елемента вибираємо в залежності від потужності та системи охолодження силового трансформатора. Для трансформатора потужністю 16 МВА та системи охолодження *Д*, приймаємо вставку 0,6 м/с.

### **4.4 Висновки до четвертого розділу**

На основі розрахунків струмів короткого замикання проведено вибір комутаційного обладнання та захисту.

Проведений вибір трансформатора власних потреб головної понижувальної підстанції та типи розподільних пунктів на стороні низької напруги головної понижувальної підстанції, трансформаторів струму та напруги.

Проведена перевірка кабелів на стороні 10 кВ цехових трансформаторів на термічну стійкість та обґрунтована зміна площі січення проводів. Здійснено вибір вимикачів на сторонах 110 кВ та 10 кВ.

Проведений розрахунок релейного захисту трансформаторів головної понижувальної підстанції з вибором обладнання.

## 5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

### 5.1 Аналіз видів компенсації реактивної потужності та використання конденсаторних установок

Як було відмічено в першому розділі, на значення втрат електричної енергії можна впливати зміною реактивного опору поздовжніх елементів мережі або її розвантаженням по реактивній потужності [8].

Основним джерелом реактивної потужності на підприємстві є синхронні двигуни та дугові плавильні печі. Щоб знизити ці втрати, необхідно біля споживачів встановлювати додаткові джерела реактивної потужності, основними серед яких є конденсатори установки [8].

Існують такі види компенсації реактивної потужності [7]:

**Одинична компенсація** – краща там, де:

- потрібна компенсація потужних (*понад 20 кВт*) споживачів;
- потужність, яка споживається постійно протягом тривалого часу.

**Групова компенсація** – застосовується для випадку компенсації декількох індуктивних навантажень, які розташовані поруч і вмикаються одночасно, підімкнених до одного розподільного пристрою і які компенсуються однією конденсаторною батареєю.

**Централізована компенсація.** Для підприємств, які потребують змінної реактивної потужності постійно ввімкнені батареї конденсаторів не прийнятні, оскільки при цьому може виникнути режим недокомпенсації або перекомпенсації. У цьому випадку конденсаторна установка оснащується спеціалізованим контролером і комутаційно-захисною апаратурою. При відхиленні значення  $\cos\varphi$  від заданого значення контролер підключає або відключає ступені конденсаторів. Перевага централізованої компенсації полягає в наступному: ввімкнена потужність конденсаторів відповідає спожитій в конкретний момент часу реактивній потужності без перекомпенсації або недокомпенсації.

Режим роботи конденсаторних установок повинен виключати можливість роботи підприємств із випереджальним коефіцієнтом потужності. У зв'язку із цим найдоцільнішим є застосування автоматичного регулювання потужності конденсаторних установок за напругою, за часом доби і за іншими параметрами [7].

Покажемо основні групи підприємств, для яких це питання є найважливішим [10]:

– **група I** – це підприємства, електропостачання яких виконується від мережі 6 (10) *кВ* із розгалуженою внутрішньою системою електропостачання, великою кількістю трансформаторів і мають навантаження тільки 0,4 *кВ* ;

– **група II** – це підприємства, електропостачання яких виконується від мережі 6 – 110 *кВ* з навантаження як 6 (10) *кВ* ,, так і 0,4 *кВ* .

Проведемо вибір засобів компенсації реактивної енергії на підприємстві на основі порівняльного аналізу техніко-економічних показників, враховуючи, що за технологічним процесами підприємство відноситься до II групи.

## **5.2 Розрахунок компенсації реактивної потужності та вибір конденсаторних установок**

На підприємстві розглядаємо варіанти встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності на ланках 10 *кВ* – для синхронних двигунів та ДСП та 0,4 *кВ* – для двигунного навантаження окремих цехів [9].

Розподільний пристрій 10 *кВ* ГПП обладнаний двома секціями шин (СШ). До секцій СШ підключені кабельні лінії, що живлять трансформатори цехових підстанцій, синхронні високовольтні двигуни та дугові сталеплавильні печі. Приведемо в табл. 5.1 вихідні дані для проведення розрахунку компенсації реактивної потужності [8].

Таблиця 5.1 – Вихідні дані для розрахунку

Трансформаторна підстанція	$S_{mi}, \text{кВА}$	$Q_{li}, \text{кВАр}$	$\Delta Q_{mi}, \text{кВАр}$	$R_{mi}, \text{Ом}$	$R_{li}, \text{Ом}$
РПН1	800	391,94	34,53	1,19	0,124
РПН2	1000	380,87	49,20	1,10	0,144
РПН3	400	90,375	23,84	3,44	0,124
РПН4	1000	239,79	37,24	1,10	0,211
РПН5	800	247,51	34,53	1,19	0,158
РПН6	400	127,15	23,84	3,44	0,084
РПН7	400	127,15	23,84	3,44	0,052
РПН8	800	463,63	27,96	1,19	0,065
РПН9	400	187,3	27,96	3,44	0,206
РПН10	800	204,08	33,30	1,19	0,068
РПН11	800	204,08	33,30	1,19	0,126
РПН12	800	428,46	30,52	1,19	0,037
РПН13	400	253,83	21,26	3,44	0,107
РПН14	400	159,22	21,28	3,44	0,069
РПН15	400	114,54	14,14	3,44	0,146
Всього		3619,9	436,75		

В таблиці 5.1:  $S_{mi}$  – номінальна потужність трансформатора  $i$ -го ТП;  $Q_{li}$ ,  $\Delta Q_{mi}$ , – реактивне навантаження на один трансформатор  $i$ -го ТП та втрати реактивної потужності в ньому;  $R_{mi}$  – активний опір трансформатора  $i$ -го ТП, приведене до напруги 10 кВ;  $R_{li}$  – активний опір  $i$ -ї кабельної лінії.

Схема заміщення системи електропостачання підприємства для проведення розрахунків компенсації реактивної потужності представлена на рис. 5.1.

Дані про синхронні двигуни наведені в таблиці 5.2, де  $D_{1i}$ ,  $D_{2i}$  – параметри, що характеризують втрати активної потужності в синхронних двигунах.

Таблиця 5.2 – Характеристика синхронних двигунів

Позначення на схемі	Тип двигуна	$U_{ном}, \text{кВ}$	$P_{сд.лі}, \text{кВт}$	$Q_{сд.лі}, \text{кВАр}$	$N_i, \text{шт}$	$n_i, \text{об/хв}$	$D_{1i}, \text{кВт}$	$D_{2i}, \text{кВт}$
СД 1,2	СТД	10	1600	-705	2	3000	4,25	6,27



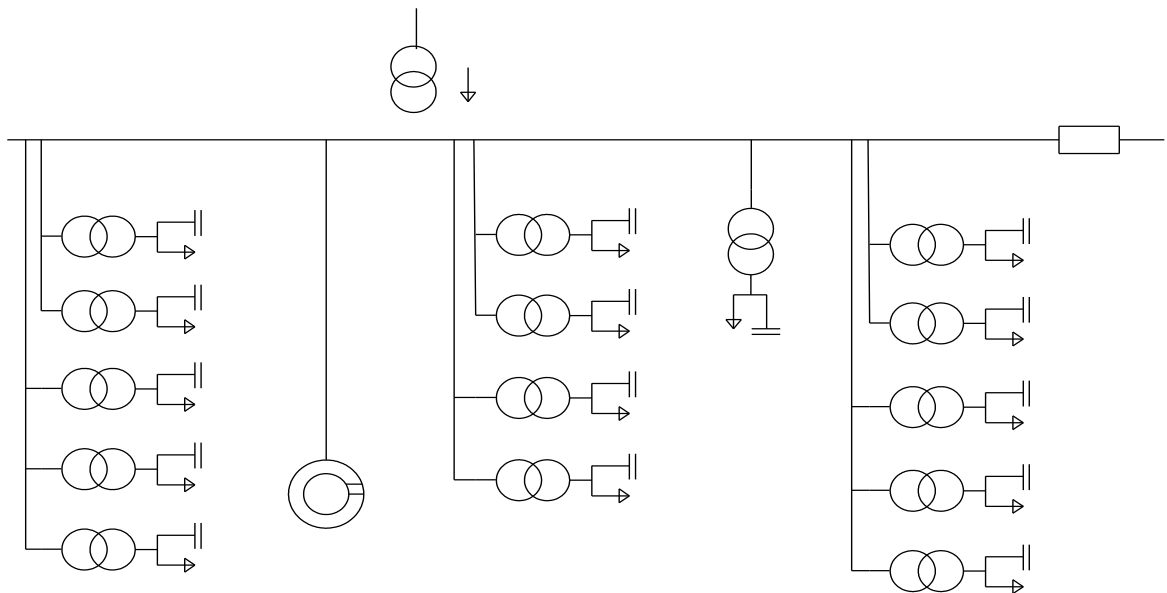


Рисунок 5.1 – Схема заміщення системи електропостачання підприємства для проведення розрахунків компенсації реактивної потужності

Визначаємо значення присутньої реактивної потужності синхронних двигунів за формулою [11]:

$$Q_{сд.мі} = \alpha_{мі} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{сд.н}^2 + Q_{сд.н}^2}, \quad (5.1)$$

де  $\alpha_{мі}$  – коефіцієнт допустимого перевантаження синхронного двигуна по реактивній потужності, що залежить від завантаження  $\beta_{СДі}$  за активною потужністю та номінального значення  $\cos \varphi$ . Приймаємо, що для всіх СД:  $\beta_{СДі} = 0,8$ , тоді  $\alpha_{мі} = 0,55$  [11].

Визначаємо питому вартість втрат активної потужності від протікання реактивної потужності (значення всіх вхідних коефіцієнтів відомі з техніко-економічного порівняння в розділі «Обґрунтування економічної ефективності»):

$$C_o = \delta \cdot (\alpha \cdot K_m + \beta \cdot \tau);$$

$$C_o = 1,03 \cdot (2379,7 \cdot 0,79 + 2198,8 \cdot 1,144) = 4527,23 \text{ грн / кВт.}$$

Визначаємо генерації реактивної потужності окремими групами навантаження:

– для низьковольтних батарей конденсаторів 0,4 кВ:

$$Z_{2.кнi} = E \cdot K_{бкн} + C_o \cdot \Delta P_{бкн};$$

$$Z_{1зкн} = 0,223 \cdot 642000 + 4527,23 \cdot 4 = 161275 \text{ грн} / \text{МВАр}.$$

– для високовольтних батарей конденсаторів 10 кВ:

$$Z_{2.квi} = E \cdot K_{бкв} + C_o \cdot \Delta P_{бкв}$$

$$Z_{1зкв} = Z_{10} = 0,223 \cdot 321000 + 4527,23 \cdot 4 = 82901 \text{ грн} / \text{МВАр}.$$

– для синхронних двигунів:

$$Z_{1з.сдi} = C_o \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{сд.ни}}; \quad Z_{2з.сдi} = C_o \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{сд.ни}^2}, \quad (5.2)$$

де  $E$  – коефіцієнт відрахувань;

$K_{бкн}, K_{бкв}$  – капітальні витрати батарей конденсаторів;

$\Delta P_{бкн}, \Delta P_{бкв}$  – питомі втрати активної потужності в конденсаторах комплектних компенсуючи пристроях.

Визначаємо еквівалентні активні опори СД за формулою:

$$R_{e.сд} = \frac{R_{л.сд}}{N_i} + \frac{Z_{2з.сд}}{a \cdot C_o}. \quad (5.3)$$

Визначаємо реактивну потужність, яка генерується синхронними двигунами за формулою:

$$Q_{сдi} = \frac{Z_{10} - Z_{1з.сдi}}{2 \cdot a \cdot C_o \cdot R_{e.сдi}} \text{ де } a = \frac{1000}{U_n^2} = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}. \quad (5.4)$$

Результати розрахунків зведені в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Результати розрахунків синхронних двигунів

Позначення СД на схемі	$Q_{сд.ми}, \text{МВАр}$	$Z_{1з.сдi}, \text{грн} / \text{МВАр}$	$Z_{2з.сдi}, \text{грн} / \text{МВАр}^2$	$R_{e.сдi}, \text{Ом}$	$Q_{сд.ми}, \text{МВАр}$
СД 1,2	1,92	27291,82	28555,65	0,68	0,90

Знаходимо еквівалентні опори трансформаторних підстанцій для визначення оптимальної реактивної потужності, що генерується низьковольтними конденсаторними батареями.

1. Для ТП 5, що живиться за радіальною схемою:

$$R_{ei} = R_{ли} + R_{mi}. \quad (5.5)$$

2. Для ТП4–ТП1, ТП8–ТП13, ТП9–ТП13, ТП11–ТП10, ТП7–ТП6–ТП2, ТП2–ТП–15–ТП14, що живляться за магістральною схемою, визначаємо еквівалентні опори таким чином (на прикладі ТП4 та ТП1. Схема заміщення подана на рис. 5.2):

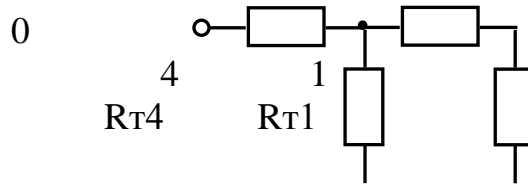


Рисунок 5.2 – Схема заміщення ліній ТП4 та ТП1.

Вводимо позначення:

$$R_{0-4} = R_{л4} = 0,211 \text{ Ом},$$

$$R_4 = R_{m4} = 1,1 \text{ Ом},$$

$$R_{4-1} = R_{л1} = 0,124 \text{ Ом},$$

$$R_1 = R_{m1} = 1,19 \text{ Ом}.$$

Визначаємо електричну провідність в точці 4:

$$\frac{1}{R_m} = \frac{1}{R_4} + \frac{1}{R_{4-1} + R_1} = \frac{1}{1,1} + \frac{1}{0,124 + 1,19} = \frac{1}{0,6} \text{ Ом}^{-1}.$$

З врахуванням отриманого значення еквівалентного опору приєднань ТП4 та ТП1 отримаємо:

$$R_{e4} = \left(1 + \frac{R_{0-4}}{R_m}\right) \cdot R_4 = \left(1 + \frac{0,211}{0,6}\right) \cdot 1,1 = 1,49 \text{ Ом}.$$

$$R_{e1} = \left(1 + \frac{R_{0-4}}{R_m}\right) \cdot (R_{4-1} + R_1) = \left(1 + \frac{0,211}{0,6}\right) \cdot (0,124 + 1,19) = 1,78 \text{ Ом}.$$

Визначаємо оптимальні значення реактивної потужності низьковольтних конденсаторних батарей, які підключені до шин трансформаторних підстанцій з врахуванням, що до ГПП підключені високовольтні конденсаторні батареї (Прийmemo коефіцієнт Лагранжа  $\lambda = 3_{10}$ ) за формулою:

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{mi} + \frac{3_{10} - 3_{12.кн}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{ei}} = Q_{li} + \Delta Q_{mi} + \frac{Z}{R_{ei}}, \quad (5.6)$$

$$\text{де } Z = \frac{3_{10} - 3_{12.кн}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{82901 - 161275}{2 \cdot 10 \cdot 4527,23} = -0,87 \text{ МВАр} \cdot \text{Ом}.$$

Отримані значення еквівалентних опорів та потужності джерел  $Q_{ci}$  низьковольтних БК зводимо в табл. 5.4., приймаючи тільки позитивні значення.

Таблиця 5.4 – Результати розрахунків та вибору БК на підприємстві

Місце встановлення БК	$R_{ei}, \text{ Ом}$	$Q_{ci}, \text{ МВАр}$		$Q_{ki}, \text{ кВАр}$	$Q_{ki} + Q_{ci}, \text{ кВАр}$	Тип встановленої БК	$Q_{cmi}, \text{ кВАр}$
		Розрахункове	Прийняте				
ТП1	1,780	-0,060	0	23,45	23,45	-	-
ТП2	1,450	-0,167	0	154,03	154,03	УКЛН-0,38-150-50-У3	150
ТП3	3,824	-0,112	0	291,44	291,44	УКЛН-0,38-300-150 У3	300
ТП4	1,490	-0,304	0	243,20	243,20	УКБН-0,38-200-50У3 УК2-0,38-50 У3	250
ТП5	1,346	-0,361	0	151,71	151,71	УКЛН-0,38-150-50-У3	150
ТП6	4,010	-0,065	0	99,90	99,90	УК4-0,38-100 У3	100
ТП7	3,670	-0,085	0	99,90	99,90	УК4-0,38-100 У3	100
ТП8	1,227	-0,214	0	0	0	-	-
ТП9	3,846	-0,010	0	15,16	15,16	-	-
ТП10	1,517	-0,333	0	0	0	-	-
ТП11	1,435	-0,366	0	0	0	-	-
ТП12	1,250	-0,233	0	0	0	-	-
ТП13	3,965	0,057	0,057	0	56,79	УК2-0,38-50 У3	50
ТП14	3,997	-0,036	0	200,73	200,73	УКБН-0,38-200-50У3	200
ТП15	3,918	-0,092	0	0,00	0,00	-	-
ГПП	0	1,742	1,742	-	-	УКЛ-10,5-1800 У1	1800
Всього	-	-	-	1279,526	1336,315	-	3100

Визначення потужності високовольтних БК виконуємо за умовою балансу реактивних потужностей на СШ 10 кВ ГПП.

Визначаємо повну розрахункову потужність, що споживається підприємством за формулою:

$$Q_p = 2 \cdot \sum_1^{15} (Q_{li} + \Delta Q_{mi}) + \Delta Q_{m.znn} + Q_{peg}; \quad (5.7)$$

$$Q_p = 2 \cdot (3619,9 + 436,75 + \frac{1806,4}{2} + \frac{928,3}{2}) = 10,85 \text{ МВАр}.$$

Визначаємо економічно доцільну схему компенсації реактивної потужності, як мінімальну з двох варіантів:

$$\text{Перший варіант: } Q'_{EC} = \alpha \cdot P_{pn} = 0,31 \cdot 17,58 = 5,45 \text{ МВАр.}$$

$$\text{Другий варіант: } Q''_{\text{эс}} = Q_p - \frac{0,7}{K_{np}} \cdot Q_{CD} = 10,85 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 2 \cdot 1,92 = 7,68 \text{ МВАр.}$$

Отже, економічно доцільна реактивна потужність, яка споживається підприємством  $Q_{\text{эс}} = Q'_{\text{эс}} = 5,45 \text{ МВАр}$ , тобто, потужність, що приходиться на одну секцію СШ ГПП –  $Q_{\text{эс1}} = Q_{\text{эс}} / 2 = 2,73 \text{ МВАр}$ .

Визначаємо значення коефіцієнта реактивної потужності, яка задається підприємством енергосистемою:

$$\text{tg } \varphi_e = \frac{Q_{\text{эс}}}{P_{pn}} = \frac{5,5}{17,58} = 0,31.$$

Визначаємо потужність високовольтних БК, які підключаються до секції шин 10 кВ:

$$Q_0 = \sum_1^{15} Q_{li} + \sum_1^{15} \Delta Q_{mi} + \frac{\Delta Q_{mznn}}{2} + \frac{Q_{pвг}}{2} - \sum_1^2 Q_{cdi} - \sum_1^{15} Q_{cimp};$$

$$EQ_0 = \frac{3619,9}{1000} + \frac{436,75}{1000} + \frac{1806,4}{2 \cdot 1000} + \frac{928,3}{2 \cdot 1000} - 0,9 - 2,73 - 0,057 = 1,742 \text{ МВАр.}$$

Встановлюємо на секцію шин високовольтну конденсаторну установку УКЛ – 10,5 – 1800 У1. Проведемо перевірку балансу реактивних потужностей. Баланс реактивних потужностей на збірних шинах 10 кВ ГПП перевіряється як рівність генерованих  $Q_g$  та спожитих  $Q_p$  реактивних потужностей:

$$Q_{p1} = \sum_1^n (Q_{li} + \Delta Q_{mi}) + \frac{\Delta Q_{m.znn}}{2} + \frac{Q_{pвг}}{2}. \quad (5.8)$$

$$Q_{\text{э1}} = \sum_1^n Q_{ci} + \sum_1^n Q_{cdi} + Q_{\text{эс1}} + Q_0. \quad (5.9)$$

$$Q_{p1} = \frac{3619,9}{1000} + \frac{436,75}{1000} + \frac{1806,4}{2 \cdot 1000} + \frac{928,3}{2 \cdot 1000} = 5,42 \text{ МВАр.}$$

$$Q_{\text{э1}} = 0,057 + 0,9 + 2,725 + 1,8 = 5,43 \text{ МВАр.}$$

Визначаємо похибку:

$$\Delta = \frac{Q_{p1} - Q_{z1}}{Q_{p1}} = \frac{5,42 - 5,43}{5,42} = -0,02 \% .$$

Визначаємо розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності на ввіді ГПП:

$$tg \varphi_p = \frac{2 \cdot (Q_{p1} + \sum_1^n Q_{ki} - \sum Q_{cmi} - Q_{c\dot{o}i})}{P_{pn}} ;$$

$$tg \varphi_p = \frac{2 \cdot (5,42 + 1,279 - 3,1 - 0,9)}{17,58} = 0,308 .$$

Запас реактивної потужності на шинах ГПП буде становити:

$$Q_{рез} = \frac{\sum (Q_{c\dot{o}.mi} - Q_{c\dot{o}i})}{Q_{p1}} \cdot 100\% = \frac{1,92 - 0,9}{5,42} \cdot 100 = 18,85 \% .$$

### 5.3 Висновки до п'ятого розділу

На основі аналізу видів компенсації реактивної потужності та варіантів використання конденсаторних установок проведені розрахунки компенсації реактивної потужності на підприємстві.

На основі техніко-економічного обґрунтування вибрано схему компенсації та проведений вибір конденсаторних установок для встановлення на ланках 10 кВ (синхронні двигуни, дугові плавильні печі) та 0,4 кВ цехових трансформаторних підстанцій.

Розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності на ввіді головної понижувальної підстанції становить 0,308 при заданому значенню підприємству енергосистемою 0,31. Запас реактивної потужності на шинах головної понижувальної підстанції становить 18,85% .

## 6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

### 6.1 Вибір варіантів трансформаторів ГПП

Згідно розрахунків (розділ 3) для вибору схеми зовнішнього електропостачання та трансформатора ГПП приймаємо два варіанта: з напругою на високій стороні 35 кВ та 110 кВ.

Для вибору силових трансформаторів ГПП необхідно визначити приблизну повну потужність за формулою [20]:

$$S_{pni} = \sqrt{P_{pni}^2 + Q_{eci}^2}, \quad (6.1)$$

де  $Q_{eci}$  – економічно обгрунтована потужність на стороні високої напруги ГПП, що споживається від енергосистеми, 35 кВ:

$$Q_{ec} = P_{pn} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6.2)$$

де  $Q_{eci}$  – коефіцієнт реактивної потужності – 35 кВ – 0,27, 110 кВ – 0,31.

Визначаємо втрати реактивної потужності в трансформаторах ГПП, кВАр:

$$\Delta Q_{mgn} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{pn}^2 + Q_{ec}^2}. \quad (6.3)$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю:

Напруга, кВ	$\operatorname{tg} \varphi$	$Q_{ec}$ , кВАр	$\Delta Q_{mgn}$ , кВАр	$S_{pn}$ , кВА
35 кВ	0,27	4746	1275	18207
110 кВ	0,31	5449	1288	18403

Визначаємо потужність трансформаторів ГПП за формулою [20]:

$$S_m \geq \frac{S_{pn}}{N_m \cdot k_{3.доп}}, \quad (6.4)$$

де  $N_T = 2$  – число трансформаторів ГПП;

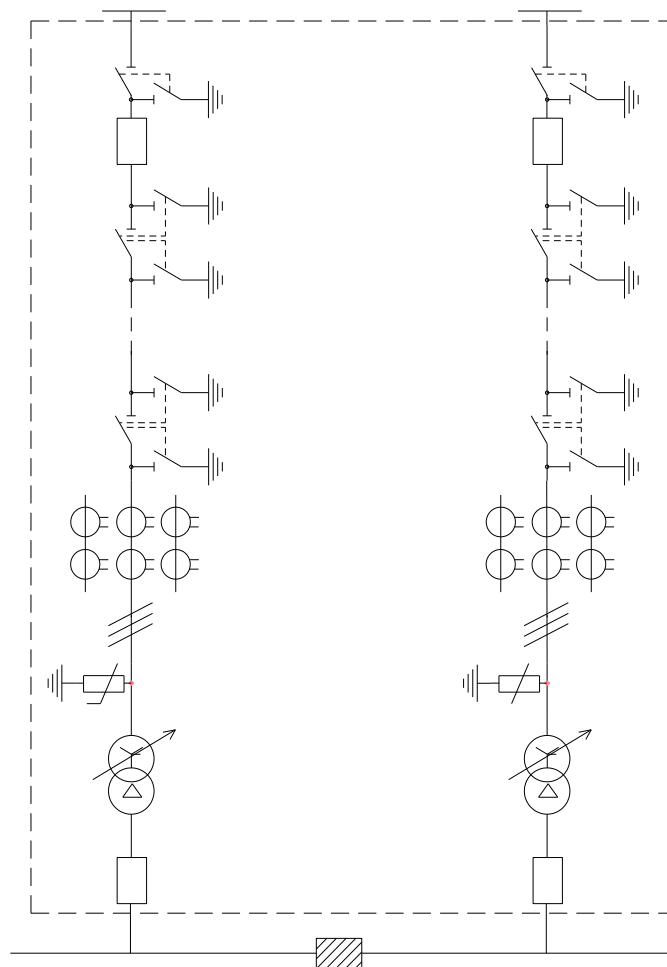
$K_{3.доп} = 0,7$  – коефіцієнт завантаження трансформаторів в нормальному режимі та визначається з умови резервування.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 6.1

Таблиця 6.1 – Вибір трансформаторів на ГПП

Параметри	Напруга мережі, $\text{kV}$	
	35	110
Розрахункове активне навантаження підприємства $P_p$ , $\text{kW}$	17578	17578
$\text{tg}\varphi$	0,27	0,31
Потужність трансформаторів ГПП $S_m$ , $\text{kVA}$	13005	13145
Тип трансформатора ГПП	ТДНС	ТДН
Номінальна потужність трансформатора, $\text{kVA}$	16000	16000
Втрати холостого ходу $P_{xx}$ , $\text{kW}$	17	18
Втрати короткого замикання $P_{кз}$ , $\text{kW}$	85	85
Напруга короткого замикання $U_{кз}$ , %	10	10,5
Струм холостого ходу $I_{xx}$ , %	0,7	0,5
Коефіцієнт завантаження в номінальному режимі $K_{з.ном}$	0,57	0,58
Коефіцієнт завантаження в післяаварійному режимі $K_{з.авар}$	1,14	1,15

Схеми зовнішнього електропостачання на  $35 \text{ kV}$  та  $110 \text{ kV}$  представлені на рис. 6.1 та 6.2.

Рисунок 6.1 – Схема зовнішнього електропостачання напругою  $35 \text{ kV}$ .



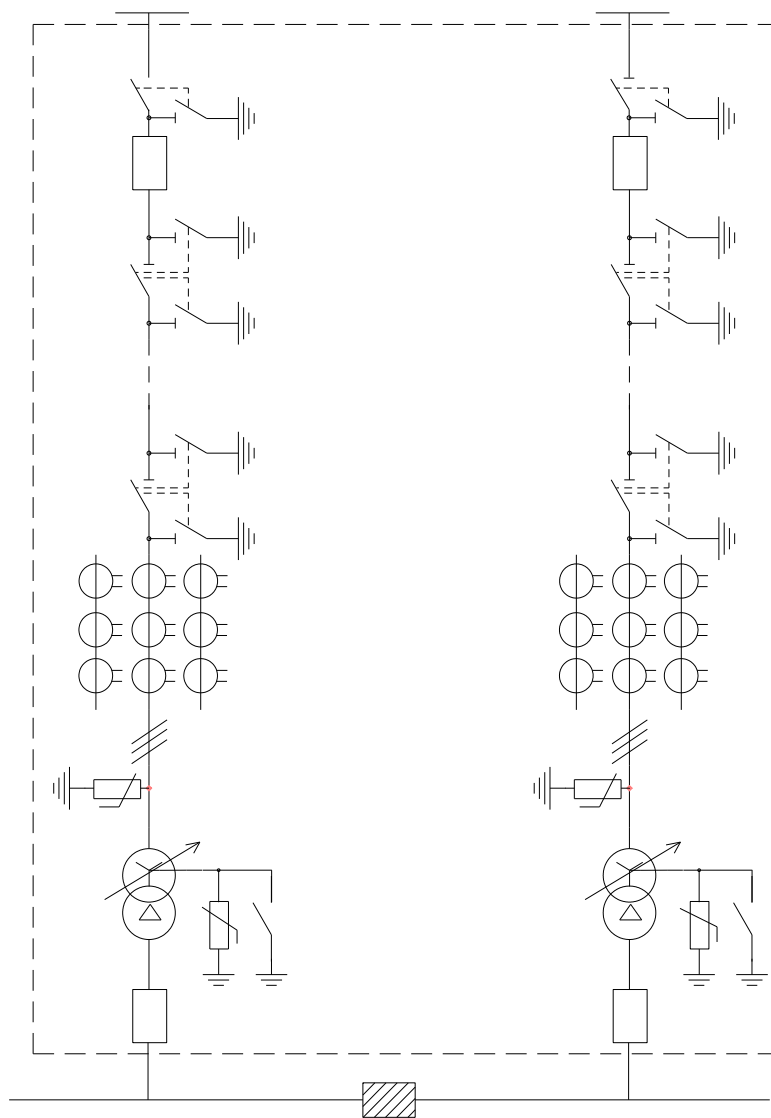


Рисунок 6.2 – Схема зовнішнього електропостачання напругою 110 кВ.

## 6.2 Техніко-економічне обґрунтування схеми зовнішнього електропостачання підприємства

### Визначення втрат в трансформаторі.

Втрати активної та реактивної потужності в силових трансформаторах визначаються за формулами (1.30) та (1.31).

Визначаємо втрати електричної енергії в трансформаторах [19]:

$$\Delta A_m = N \cdot (P_{xx} \cdot T_z + K_{zn}^2 \cdot P_{кз} \cdot \tau), \quad (6.5)$$

де  $\tau$  – річне число годин максимальних втрат:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_m}{10^4})^2 \cdot T_z, \quad (6.6)$$

де  $T_z$  – річне число годин роботи підприємства;

$T_m$  – річне число годин використання півгодинного максимуму активної потужності, приймаємо:  $T_m = 3770$  годин.

Результати розрахунку зводимо в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Визначення втрат в трансформаторах

Напруга, кВ	35	110
Трансформатор	ТДНС-16000/35	ТДН-16000/110
$S_{\text{нм}}, \text{кВА}$	16000	16000
$n, \text{штук}$	2	2
$k_{\text{зн}}$	0,7	0,70
$\Delta P_{\text{xx}}, \text{кВт}$	17	18
$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	85	85
$I_{\text{xx}}, \%$	0,7	0,5
$U_{\text{кз}}, \%$	10,5	10,5
$\Delta P_m, \text{кВт}$	117,3	119,3
$\Delta Q_m, \text{кВАр}$	1792	1806,4
$T_z, \text{год}$	8760	8760
$\tau, \text{год}$	2199	2199
$T_m, \text{год}$	3770	3770
$\Delta A_m, \text{кВт} \cdot \text{год}$	480997	498517

**Розрахунок лінії електропостачання від районної підстанції енергосистеми до ГПП підприємства [20].**

Визначаємо навантаження на початку лінії за формулою:

$$S_{\text{пл}} = \sqrt{(P_{\text{пл}} + \Delta P_m)^2 + Q_{\text{ес}}^2}. \quad (6.7)$$

Визначаємо розрахунковий струм ланки лінії за формулою:

$$I_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_n}. \quad (6.8)$$

Значення струму в після аварійному режимі, за умови живлення всього навантаження однією ланкою становить:

$$I_n = 2 \cdot I_{pl}. \quad (6.9)$$

Визначаємо перетин проводів за економічною густиною струму  $j_e = 1,1 A / \text{мм}^2$ :

$$F_e = \frac{I_{pl}}{j_e}. \quad (6.10)$$

Визначаємо значення допустимих струмів та питомі опори вибраних проводів за довідковими даними [23] та проводимо перевірку проводу на нагрівання в після аварійному режимі:  $I_\delta > I_n$ .

Визначаємо втрати активної енергії в жилах лінії за рік за формулою:

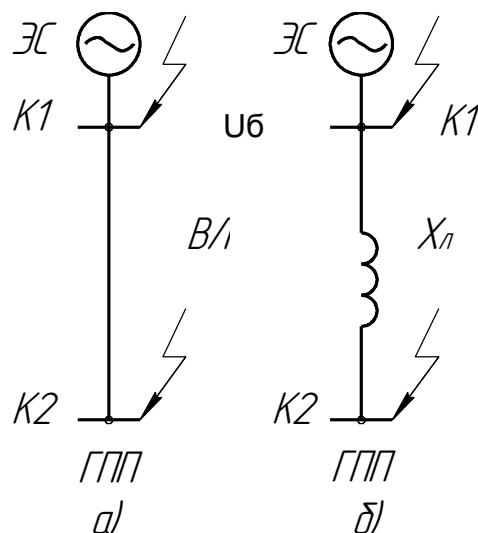
$$\Delta A_l = N \cdot (3 \cdot I_{pl}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau). \quad (6.11)$$

Результати розрахунків зводимо в табл. 6.3

Напруга, кВ	35	110
$S_{pl}$ , кВА	18320	18517
$I_{pl}$ , А	151	49
$I_n$ , А	302	97
$j_e$ , А / мм <sup>2</sup>	1,1	1,1
$F_e$ , мм <sup>2</sup>	137,37	44,18
Марка проводу	АС – 120 / 27	АС – 70 / 11
$I_\delta$ , А	375	265
$r_0$ , Ом / км	0,253	0,429
$x_0$ , Ом / км	0,391	0,444
$L$ , км	3	3
$\Delta A_l$ , кВт·год	228627	40094

### Розрахунок струмів короткого замикання на ввіді в ГПП [22].

Для проведення розрахунків подамо вихідну схему (а) та схему заміщення (б) для режиму короткого замикання двох порівнювальних варіантів дослідження:



При заданій потужності короткого замикання на шинах підстанції: 3000 МВА, приймаємо базисну потужність та базисну напругу: для 35 кВ –  $U_{\sigma} = 37$  кВ, для 110 кВ –  $U_{\sigma} = 115$  кВ.

Визначаємо опір системи у відносних одиницях за формулою:

$$x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_c}. \quad (6.12)$$

Визначаємо опір повітряної лінії за формулою:

$$x_l = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}. \quad (6.13)$$

Значення струму короткого замикання в точці 3000 МВА (періодичну складову приймаємо постійною) визначаємо за формулою:

$$I_{k1} = I_{nt} = I_{no} \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot x_{k1}}. \quad (6.14)$$

Визначаємо ударний струм КЗ за формулою:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{k1}. \quad (6.15)$$

де  $K_y = 1,72$  – значення ударного струму для точки  $K1$  [22].

Аперіодична складова в цьому випадку становить:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{k1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}. \quad (6.16)$$

де  $T_a$  – постійна часу затухання аперіодичної складової, приймаємо:  $T_a = 0,05$  с для точки  $K1$ .

Визначаємо потужність КЗ ступені:

$$S_{к.см} = \sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_{к1}. \quad (6.17)$$

Визначаємо значення струму КЗ в точці К2:

$$x_{к2} = x_c + x_l. \quad (6.18)$$

Розрахунки в точці К2 визначаємо аналогічно та результати заводимо в табл. 6.4.

Таблиця 6.4 – Розрахунок струмів короткого замикання

Напруга, кВ	35	110
$S_{\delta}, MVA$	1000	1000
$S_c, MVA$	660	3000
$U_{\delta}, кВ$	37	115
$I_{к1}, кА$	10,3	15,06
$i_{y\delta}, кА$	25,05	36,64
$I_{at}, кА$	2,41	3,52
$S_{к.см}, MVA$	660	3000
$x_{к2}, y.o.$	2,37	0,43
$I_{к2}, кА$	6,58	11,57
$i_{y\delta}, кА$	16,75	29,44
$I_{at}, кА$	1,54	2,7
$S_{к.см}, MVA$	421,59	2303,87

**Вибір комутаційного обладнання на відхідній лінії підстанції та на введенні ГПП [23].**

Вибір вимикачів проводимо за такими параметрами:

1. За номінальною напругою:  $U_c \leq U_n$ .
2. За максимальним робочим струмом:  $I_{\max} \leq I_{ном}$ ,

де  $I_{\max}$  – значення максимального робочого струму, А;  $I_{ном}$  – номінальний струм вимикача, А;

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{гпп}}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (6.19)$$

3. За здатністю на проведення відключення. Перевіряємо можливість відключення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{n,\tau} \leq I_{\text{відк.н}}, \quad (6.20)$$

де  $I_{n,\tau}$  – періодична складова струму КЗ,  $\kappa A$ ;

$I_{\text{відк.н}}$  – номінальний струм відключення,  $\kappa A$ .

Здійснюємо перевірку можливості відключення аперіодичної складової за струмом КЗ із залежності:

$$I_{a,\tau} \leq I_{a,n}, \quad (6.21)$$

де  $I_{a,\tau}$  – аперіодична складова струму КЗ,  $\kappa A$ ;

$I_{a,n}$  – основна компонента аперіодичної складової струму КЗ,  $\kappa A$ .

Визначаємо номінальне допустиме значення аперіодичної складової при часові  $\tau$  відключення струму за формулою:

$$I_{a,n} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{відкл.н}}. \quad (6.22)$$

де  $\beta_n$  – Допустиме відносне значення аперіодичної складової для заданого вимикача, Приймаємо: ( $\beta_n = 0,4$ ).

4. Проводимо повірку на електродинамічну стійкість за формулою:

$$I_{n,o} \leq I_{\text{пр.нс}} = I_{\text{дин}}. \quad (6.23)$$

де  $I_{n,o}$  – значення струму короткого замикання, ( $\kappa A$ );

$I_{\text{пр.нс}}$  – діюче значення наскрізного струму, ( $\kappa A$ ).

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.нс}} = I_{\text{дин}}. \quad (6.24)$$

де  $i_{\text{уд}}$  – ударне значення струму КЗ, ( $\kappa A$ ).

5. Проводимо перевірку на термічну стійкість за залежністю:

$$B_k \leq I_{\text{терм.н}}^2 \cdot t_{\text{терм.н}}, \quad (6.25)$$

$B_k$  – значення теплового імпульсу квадратичного струму КЗ, ( $\kappa A^2$ );

$I_{\text{терм.н}}$  – значення граничного струму термічної стійкості, ( $\kappa A$ );

$t_{\text{терм.н}}$  – допустимий час спрацювання, ( $c$ ).

Розрахунок теплового імпульсу квадратичного струму КЗ визначаємо за формулою:

$$B_k = I_{n,o}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a). \quad (6.26)$$

Вибір роз'єднувачів проводимо за такими параметрами:

1. За номінальною напругою:  $U_c \leq U_n$ .
2. за максимальним робочим струмом:  $I_{max} \leq I_{ном}$ .
3. За електродинамічною стійкістю:  $i_{уд} \leq i_{пр.нс}$ .
4. За термічною стійкістю:  $B_K \leq I_{терм.н}^2 \cdot t_{терм.н}$ .

На основі методики розрахунку здійснюємо вибір комутаційного обладнання за двома варіантами.

### Вибір комутаційного обладнання на ланці 35 кВ [22].

Вибір комутаційної обладнання на початку ліній, що відходять від підстанції енергосистеми: встановлюємо вимикач ВГБЕ – 35 – 630 із розрахунковими даними:

Розрахункові дані	ВГБЕ – 35 – 630
	Паспортні дані
$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 349,53 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$
$I_{n0} = I_{п.т} = 10,3 \text{ кА}$	$I_{відкл.н} = 12,5 \text{ кА}$
$i_{a,t} = 2,41 \text{ кА}$	$i_{a,н} = 20,33 \text{ кА}$
$i_{уд} = 25,05 \text{ кА}$	$i_{пр.нс} = 138 \text{ кА}$
$B_K = 14,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм.н}^2 \cdot t_{терм.н} = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приймаємо роз'єднувачі зовнішньої встановлення з заземлюючими ножами РНДз – 35 – 1000 – У1 зі розрахунковими даними:

Розрахункові дані	РНДз – 35 – 1000 – У1
	Паспортні дані
$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 349,53 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 25,05 \text{ кА}$	$i_{пр.нс} = 63 \text{ кА}$
$B_K = 14,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм.н}^2 \cdot t_{терм.н} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для захисту трансформаторів від перенапруги в мережі електропостачання встановлюємо обмежувачі перенапруги типу *ОПН – У – 35 / 40,5*.

### Вибір комутаційного обладнання на ланці 110 кВ [22].

Вибір комутаційного обладнання на початку ліній, що відходять від підстанції енергосистеми: вимикач *ВГБ – 110А*, *РДЗ – 2 – 110 – 1000Н.УХЛ1*.

Паспортні та розрахункові дані зводимо в таблиці:

Розрахункові дані	<i>ВГБ – 110А</i>
	Паспортні дані
$U_c = 35 \text{ кВ}$ $U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$ $U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 349,53 \text{ А}$ $I_{MAX} = 112,46 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$ $I_H = 2000 \text{ А}$
$I_{n0} = I_{П,t} = 10,3 \text{ кА}$ $I_{п0} = I_{П,\tau} = 15,06 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл.н}} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{\text{отк.н}} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,t} = 2,41 \text{ кА}$ $i_{a,\tau} = 3,52 \text{ кА}$	$i_{a,n} = 20,33 \text{ кА}$ $i_{a,H} = 65,05 \text{ кА}$
$i_{уд} = 25,05 \text{ кА}$ $i_{уд} = 36,64 \text{ кА}$	$i_{пр.нс} = 138 \text{ кА}$ $i_{пр.СКВ} = 138 \text{ кА}$
$B_K = 14,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_K = 31,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм.н}}^2 \cdot t_{\text{терм.н}} = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{\text{терм.н}}^2 \cdot t_{\text{терм.н}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Розрахункові дані	<i>РДЗ – 2 – 110 – 1000Н.УХЛ1</i>
	Паспортні дані
$U_c = 35 \text{ кВ}$ $U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$ $U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 349,53 \text{ А}$ $I_{MAX} = 112,46 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$ $I_H = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 25,05 \text{ кА}$ $i_{уд} = 36,64 \text{ кА}$	$i_{пр.нс} = 63 \text{ кА}$ $i_{пр.СКВ} = 63 \text{ кА}$
$B_K = 14,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_K = 31,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм.н}}^2 \cdot t_{\text{терм.н}} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{\text{терм.н}}^2 \cdot t_{\text{терм.н}} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для захисту трансформаторів від перенапруги в мережі живлення встановлюємо обмежувачі перенапруги типу *ОПН – У – 110 / 73*, крім того на нейтралі силового трансформатора встановлюємо *ОПН – У – 110 / 56* та заземлювач типу *ЗОН – 110М – ІУ1* ( $I_n = 400 \text{ А}$ ,  $I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 119,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ ).



### 6.3 Розрахунок техніко-економічних показників схем зовнішнього електропостачання за варіантами

При порівнянні варіантів враховується: комутаційне обладнання відхідних ліній від підстанції енергосистеми, повітряні лінії, ввідне комутаційне обладнання та силові трансформатори ГПП.

Розраховуємо річні приведені витрати за формулою:

$$Z = \sum_1^n E_i \cdot K_i + C_e, \quad (6.27)$$

де  $E_i = E_n + E_{ai} + E_{mpi}$ ,

де  $E_i$  – загальні щорічні відрахування від капітальних вкладень, це сума нормативного коефіцієнта  $E_n = 0,12$ , відрахувань на амортизацію та текучий ремонт, відрахування на амортизацію та поточний ремонт [19];

$K_i$  – сума капітальних витрат  $i$ -ї групи однакових електричних приймачів, тис. грн.

Вартість елементів схеми електропостачання приймаємо за каталогами (2018 р.);

$C_e$  – вартість річних втрат електроенергії, тис. грн.

При проектуванні мереж електропостачання промислових підприємств враховується вартість втрат електроенергії по двох ставковому тарифу:

$$C_e = (\Delta A_m + \Delta A_n) \cdot C_o, \quad (6.29)$$

де  $C_o = \delta \cdot \left( \frac{\alpha \cdot K_m}{\tau} + \beta \right)$ .

де  $C_o$  – питома вартість втрат електроенергії, грн / кВт · год;

$\alpha$  – основна ставка тарифу, грн / кВт · міс., береться з вихідних даних;

$\beta$  – вартість 1 кВт · год електроенергії (додаткова ставка тарифу), грн / кВт · год; вибираємо з вихідних даних;

$K_m = \Delta P_e / \Delta P_m = 0,79$  – відношення втрат активної потужності підприємства  $\Delta P_e$  в момент найбільшої активної навантаження енергосистеми до максимальних втрат  $\Delta P_m$  активної потужності підприємства.

$\delta$  – поправочний коефіцієнт: приймаємо  $\delta = 1,03$   $\delta = 1,03$ .

Всі техніко-економічні розрахунки проводимо за [19] та зводимо в табл.

6.5. Отримуємо:

Варіант	Капітальні витрати, тис. грн.	Приведені витрати, тис. грн.	Втрати електричної енергії, кВт·год	Вартість втрат, тис. грн.	Приведені витрати, тис. грн.
35 кВ	6 240	1 119	709 625	1 842	2 961
110 кВ	12 538	2 345	538 612	1 109	3 454

$$\text{Для } 35 \text{ кВ: } C_o = 1,03 \cdot \left( \frac{2455 \cdot 0,79}{2199} + 1,638 \right) = 2,6 \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год.}$$

$$\text{Для } 110 \text{ кВ: } C_o = 1,03 \cdot \left( \frac{2380 \cdot 0,79}{2199} + 1,144 \right) = 2,06 \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год.}$$

Таблиця 6.5 – Порівняння економічних показників за варіантами

### Висновки.

Результати розрахунків показують, що наведені витрати за варіантом 110 кВ перевищують наведені витрати по варіанту 35 кВ на 14,27% .

Тому, в якості напруги зовнішнього електропостачання приймаємо напругу рівне 110 кВ, так як згідно з ПУЕ необхідно вибирати варіант мережі більш високої номінального напруги навіть в тому випадку, коли його економічні показники вищі не більше ніж на 15% від варіанта мережі з меншою номінальною напругою.

## **7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **7.1 Заходи з охорони праці та техніки безпеки на ГПП**

Головна понижувальна підстанція (ГПП) промислового підприємства є об'єктом підвищеної небезпеки ураження електричним струмом. Виходячи з цього, на ГПП приділяється особлива увага питанням охорони праці і техніки безпеки. ГПП розташована з підвітряної сторони щодо переважаючого вітру в районі (північно-західне, південно-західне) і максимально можливо віддалена від наявних на підприємстві джерел забруднення.

Розподільний пристрій 110 кВ ГПП виконано відкритим.

#### **Заходи пожежної безпеки на підстанції [24].**

Всі дані при планових, поточних і капремонтах, як правило, вносяться в експлуатаційну документацію.

Забезпечення пожежної безпеки є складовою виробничої та іншої діяльності посадових осіб і персоналу енергетичних підприємств. Це відображається у трудових договорах (контрактах) та статутах підприємств.

Керівник підстанції визначає обов'язки посадових осіб щодо забезпечення пожежної безпеки, призначає своїм наказом відповідальних за пожежну безпеку окремих будівель, споруд, приміщень, технологічного та інженерного обладнання, а також за утримання й експлуатацію технічних засобів протипожежного захисту.

На кожному енергетичному підприємстві необхідно розробити інструкції про заходи пожежної безпеки та інструкції для усіх пожежонебезпечних приміщень у відповідності з основними вимогами щодо документації з пожежної безпеки .

Інструкції періодично переглядаються на основі аналізу протипожежного стану об'єкта та відповідних наказів не рідше одного разу на 3 роки.

На підприємстві є встановлений відповідний протипожежний режим, яким визначені:

- можливість застосування відкритого вогню, побутових нагрівальних приладів;
- порядок проведення тимчасових пожежонебезпечних робіт (у тому числі зварювальних);
- правила проїзду та стоянки транспортних засобів;
- місця для зберігання і допустима кількість сировини, напівфабрикатів та готової продукції, які можуть одночасно бути у виробничих приміщеннях і на території;
- порядок прибирання горючого пилу й відходів, зберігання промасленого ганчір'я та спецодягу, очищення повітропроводів вентиляційних систем від горючих матеріалів;
- порядок відключення від мережі електрообладнання в разі пожежі;
- порядок огляду й зачинення приміщень після закінчення роботи;
- порядок проходження посадовими особами навчання та перевірки знань з питань пожежної безпеки, а також проведення з працівниками протипожежних інструктажів з призначенням відповідальних осіб за їх проведення;
- порядок організації експлуатації та обслуговування наявних технічних засобів протипожежного захисту (протипожежного водогону, насосних станцій, установок пожежної сигналізації, автоматичного пожежогасіння, димовидалення, вогнегасників тощо);
- порядок проведення планово-попереджувальних ремонтів та оглядів електроустановок, опалювального, вентиляційного, технологічного та іншого інженерного обладнання;
- дії працівників у разі виявлення пожежі;
- порядок збирання складу добровільної пожежної дружини та відповідальних посадових осіб у разі виникнення пожежі, виклику вночі, у вихідні та святкові дні.

Відповідальними за пожежну безпеку окремих цехів, лабораторій, майстерень, складів і інших виробничих і допоміжних споруд підприємства є

керівники цих структурних підрозділів або посадові особи, які виконують їхні обов'язки.

Керівники структурних підрозділів підприємства, а також інші посадові особи, відповідальні за пожежну безпеку, зобов'язані:

- забезпечити дотримання протипожежного режиму і виконання в установлені строки заходів, які підвищують пожежну безпеку;
- забезпечити справність і нормальну роботу технологічного обладнання відповідно до технологічних вимог і проектних рішень та негайно вживати заходів до усунення виявлених несправностей, які можуть призвести до пожежі або загорання;
- організувати пожежно–технічне навчання персоналу і вимагати від нього дотримання протипожежного режиму та виконання встановлених вимог пожежної безпеки, особливо щодо технології виробництва;
- забезпечити контроль за виконанням вимог пожежної безпеки при проведенні ремонтних робіт, а також відключення електромережі після закінчення роботи;
- забезпечити утримання в справному стані і постійну готовність до дії всіх засобів виявлення та гасіння пожежі;
- при виявленні пожежі негайно викликати пожежний підрозділ, оповістити керівництво підприємства та організувати гасіння пожежі й евакуацію персоналу (при потребі).

#### **Контроль за станом охорони праці на підприємстві [24].**

До основних форм контролю за станом охорони праці на підстанції належать:

- оперативний контроль, що проводиться службою охорони праці підприємства (інженер з охорони праці).
- громадський контроль.
- адміністративно-громадський три ступеневий контроль.

Оперативний контроль з боку керівників робіт і підрозділів підприємства проводиться згідно із затвердженими посадовими обов'язками. Служба

охорони праці контролює виконання вимог безпеки праці у всіх структурних підрозділах та службах підприємства. У справі створення здорових та безпечних умов праці значна роль відводиться громадському контролю, який здійснюється комісією з питань охорони праці підприємства та громадськими інспекторами з охорони праці.

Контроль за станом охорони праці на підприємстві проводиться на трьох рівнях.

На першій ступені контролю майстер спільно з громадським інспектором профгрупи щоденно перевіряють стан охорони праці на виробничій дільниці.

На другій ступені – начальник цеху спільно з громадським інспектором два рази в місяць перевіряють стан охорони праці згідно із затвердженим графіком.

На третій ступені контролю щомісячно (згідно із затвердженим графіком) комісія підприємства під керівництвом головного інженера перевіряє стан охорони праці на підприємстві.

Результати роботи комісії фіксуються в журналі триступеневого контролю і розглядаються на нараді. За результатами наради видається наказ по підприємству. Комісія створюється на підприємстві з числом працюючих 50 і більше чоловік. Комісія охорони праці формується зі спеціалістів, які мають вищу освіту та стаж роботи за профілем не менше 3-х років.

Навчання та систематичне підвищення рівня знань працівників населення України з питань охорони праці – один з основних принципів державної політики в галузі охорони праці. Фундаментальній основі безпеки праці – необхідна умова вдосконалення управління охороною праці й безпеки ефективною профілактичною роботою щодо запобігання аварій і травматизму на виробництві.

Основні напрямки та положення щодо навчання з питань охорони праці визначені «Типовим положенням про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці» – НПАОП 0.00-4.36-05.

На підприємствах розробляються й затверджуються наказом керівника відповідні положення підприємств та формуються плани–графіки проведення навчання й перевірки знань працівників з охорони праці. Навчання з питань охорони праці та відповідна перевірка знань можуть проводитися як традиційними методами так і з використанням сучасних технічних засобів навчання. Формою перевірки знань з питань охорони праці працівників є іспит, який проводиться за екзаменаційними білетами у вигляді усного опитування. Результати перевірки знань працівників із питань охорони праці оформляються відповідним протоколом.

Навчання й перевірка знань із питань охорони праці посадових осіб і спеціалістів проводяться до початку виконання ними своїх обов'язків, а також періодично – один раз на три роки. Посадові особи й спеціалісти проходять навчання з питань охорони праці в галузевих навчальних закладах, які в установленому порядку одержали дозвіл органів «Держгірпромнагляд» на проведення відповідного навчання. Перевірка знань цієї категорії посадових осіб і спеціалістів проводиться комісією відповідного вищого органу.

Посадові особи й спеціалісти в службові обов'язки яких входить безпосереднє виконання робіт підвищеної небезпеки. При прийнятті на роботу проходять на підприємстві попереднє спеціальне навчання й перевірку знань із питань охорони праці, а надалі – періодичні перевірки знань не менше одного разу на рік.

#### **Заходи щодо захисту від ураження електричним струмом [24].**

Трансформаторні підстанції в системі електропостачання перетворюють трифазний змінний струм, що отримується від енергосистем, в трифазний змінний нижчої напруги.

Підстанції підрозділяються на опорні та проміжні залежно від схеми первинного електропостачання.

Опорні підстанції служать для розподілу електроенергії, що поступає від електричної системи; від їх шин відходять лінії електропередачі для живлення інших трансформаторних підстанцій. Опорною вважається підстанція, до шин

110-220 кВ якою приєднується не менше трьох живлячих ліній електропередачі.

Проміжні підстанції можуть бути проміжними або транзитними. Проміжні підключаються до відгалуження від ліній електропередачі, а транзитні – в розтин живлячих високовольтних ліній.

Правила електробезпеки на підстанції визначають два види заходів, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках:

- 1) організаційні заходи;
- 2) технічні заходи і засоби захисту.

До організаційних заходів належать:

а) вимоги до електротехнічного персоналу:

- вік персоналу для самостійної роботи повинен бути не менше 18 років;
- персонал повинен бути здоровий, не мати каліцтв, що перешкоджають роботі в електроустановках;

- персонал повинен бути навчений, мати кваліфікаційну групу, що свідчить про рівень знань у галузі правил експлуатації електроустаткування та техніки безпеки при експлуатації;

б) усі роботи в електроустановках виконуються, як правило, за нарядом, і тільки для оперативно–чергового персоналу допускається виконання робіт з усного розпорядження із записом в оперативному журналі.

До технічних заходів належать:

- відключення струмопровідних частин або устаткування, на яких будуть виконуватися ремонтні роботи або роботи з налагодження;

- встановлення попереджувальних, забороняючих плакатів і огорожень місця роботи;

- перевірка відсутності напруги;

- накладення переносних захисних заземлень на відключені струмопровідні частини з усіх боків, звідки може надходити напруга. Більшість нещасних випадків на виробництві виникають через невиконання організаційних заходів.



Захисними засобами в електроустановках називаються прилади, апарати, переносні пристосування й пристрої, що служать для захисту персоналу, який працює в електроустановках, від ураження електричним струмом, а також від впливу електричної дуги. Вони поділяються на ізолюючі, огорожувальні та допоміжні.

Ізолюючі захисні засоби – це засоби, виготовлені з ізоляційного матеріалу (бакеліт, текстоліт, фарфор, гума, пластмаса та ін.). Вони, у свою чергу, поділяються на основні й додаткові.

Основні захисні засоби – це такі, ізоляція яких надійно витримує робочу напругу електричної установки. За допомогою основних засобів можна торкатися струмопровідних частин, що знаходяться під напругою. До них відносяться: оперативні і вимірювальні штанги; ізолюючі і струмовимірні кліщі; покажчики напруги; спеціальні пристрої для ремонтних робіт (ізолювання майданчика, східці, ланки телескопічних вишок і т. п.). В установках до 1000 В основними захисними засобами є: діелектричні рукавички; інструмент з ізольованими ручками (заводського виготовлення); індикатори.

Додаткові захисні засоби – це такі засоби, що не гарантують надійну ізоляцію від робочої напруги і є додатковим заходом. До них належать:

– в установках вище 1000 В – діелектричні рукавички, діелектричні боти, діелектричні килими; ізолюючі підставки на порцелянових ізоляторах;

– в установках до 1000 В – діелектричні калоші, діелектричні килимки, ізолюючі підставки.

Огорожувальні захисні засоби. До них належать: ширма, бар'єри, щити, сітки; ізолюючі накладки і ковпаки (з ізоляційного матеріалу); переносні захисні заземлення; попереджувальні, забороняючі плакати.

Допоміжні захисні засоби. Застосовуються для захисту від падіння з висоти (захисні пояси, страхувальні канати), підйому на висоту (пазурі, східці, драбини), захисту від світлових, теплових, механічних, хімічних впливів

електричного струму (захисні окуляри, протигази, рукавиці, фартухи, костюми, спецвзуття та ін.).

Використання засобів захисту на підстанції забезпечить безпеку експлуатації обладнання і захист персоналу від ураження електричним струмом.

## **7.2 Заходи щодо підвищення стійкості роботи трансформаторної підстанції за умов надзвичайних ситуацій**

Для підвищення стійкості роботи об'єктів заводу передбачається здійснення комплексу інженерно-технічних і організаційних заходів [25].

Під стійкістю роботи об'єкта слід розуміти здатність безперебійно виконувати задані функції за умов впливу надзвичайних ситуацій, пристосованість об'єкта до швидкого відновлення у разі заподіяних ушкоджень. Цей вид стійкості іноді називають технологічною стійкістю об'єкта.

Стійкість роботи об'єкта загалом залежить від багатьох чинників, навіть від місця розташування, характеру й важливості виконуваних робіт.

Заходи підвищення стійкості роботи об'єктів складаються з комплексу інженерно-технічних і організаційних заходів [25].

Організаційні заходи – заходи, необхідні для змін або пристосування роботи об'єкта до умов воєнного часу.

До інженерно-технічних заходів відносяться заходи, необхідні для підвищення стійкості інженерно-технічного комплексу об'єкта, його технологічного процесу. Такі заходи, зазвичай, виконуються завчасно за типовими чи індивідуальними проектами та потребують значних коштів. До них можна віднести будівництво захисних споруд, кільцювання енергетичних мереж, тощо [25].

У зв'язку з тим, що об'єкти електромеханічного заводу за своїм призначенням, розмірами, конструктивними та технологічними особливостями

відрізняються один від одного, виробити єдині, типові для всіх об'єктів заходи щодо підвищення стійкості роботи неможливо. На кожному об'єкті характер і масштаби інженерно-технічних і організаційних заходів будуть різними, властиві лише даному об'єкту [25].

Проте, основні шляхи (напрями) розв'язання цих заходів є загальними, спільними для ряду об'єктів.

Інженерно–технічні заходи вимагають великих матеріальних витрат і часу. Тому, дуже важливо при проектуванні об'єкта враховувати заходи щодо підвищення стійкості роботи.

Захист робочих, службовців, членів сімей і пасажирів у разі виникнення надзвичайних ситуацій мають першочергового значення для стійкості роботи об'єкта.

До способів захисту людей відноситься: своєчасне оповіщення про загрозу виникнення надзвичайної ситуації; безпосередня близькість до місця праці та проживання достатньої кількості захисних споруд для укриття; забезпечення чергового персоналу об'єкта (склад працівників, що обслуговують поїзди) індивідуальними укриттями; вчасне й організоване проведення евакуації та розосередження населення; наявність підготовлених формувань МНС; наявність завчасно розроблених графіків робочих змін [25].

Захист інженерно–технічного комплексу об'єкта досягається забезпеченням однакової міцності всіх елементів об'єкта за рахунок підвищення стійкості найслабших елементів; організацією захисту цінного і унікального устаткування шляхом його укриття чи встановлення спеціальних захисних пристосувань; проведенням спеціальних заходів захисту радіотехнічних і електронних пристроїв від проникаючої радіації та електромагнітного імпульсу ядерного вибуху; будівництвом підземних споруд і розміщенням пристроїв об'єкта під землею; розподіл розміщення окремих елементів об'єкта; будівництвом дублюючих споруд і пристроїв об'єкта; створенням резервів потужності основних елементів (пристроїв) і об'єкта загалом [25].

Підвищення стійкості управління та зв'язку на об'єкті досягається шляхом: створення добре захищеного та дубльованого зв'язку, здатного успішно працювати за умов надзвичайних ситуацій; заміни повітряних ліній зв'язку кабельними підземними лініями; визначення чітких функцій підрозділам об'єкту та окремим посадовим особам у надзвичайних ситуацій; розробка режимів і графіків виробничої роботи об'єкта у надзвичайних ситуацій, готовність керівного складу об'єкта під час надзвичайних ситуацій; широкого впровадження сучасних, надійних і добре захищених систем управління та зв'язку на період надзвичайних ситуацій [25].

Важливе значення в розробці й виконанні заходів захисту на об'єктах електромеханічного заводу приділяється питанням недопущення виникнення вторинних чинників ураження (пожеж, вибухів, розливу сильнодіючих отруйних речовин), що призводить до припинення руху поїздів.

Підвищення стійкості електропостачання об'єкта передбачає забезпечення безперебійного постачання електроенергією, газом, стиснутим повітрям, парою й водою з дублюванням джерел отримання в укриттях та комунікаціях [25].

Стійкість електропостачання об'єкта забезпечується заміною односторонньої схеми електропостачання на двосторонню чи кільцеву; створення резервних і пересувних джерел енергії, захистом системи енергопостачання від землетрусу, повені та інших надзвичайних ситуацій, заміною повітряних комунікацій підземними кабельними лініями [25].

Підвищення стійкості матеріально-технічного постачання об'єкта забезпечується створенням розподілених запасів палива, сировини й матеріалів; надійним забезпеченням шляхом дублювання транспортних розв'язок об'єкта з постачальниками запасними частинами та матеріалами; розробкою заходів у разі переходу роботи об'єкта на інший вид тяги, палива й сировини.

Створення протипожежної захисту та охорони об'єкта передбачає: суворе виконання встановлених нормативів щодо щільності забудови, наявність широких магістралей; будівництво штучних водоймищ і ставків; спорудження

будинків та житлових споруд із важко займистих матеріалів і конструкцій; застосування вогнестійких покриттів для конструкцій; будівництво віддалених від об'єкта складів паливно-мастильних та інших вогнебезпечних і вибухонебезпечних матеріалів; організацію надійної охорони об'єкта [25].

Організація рятувальних і невідкладних аварійно-відбудовних робіт та швидкого відновлення технологічного процесу виробництва передбачає: завчасну розробку найімовірніших схем відновлення об'єкта, які забезпечують якнайшвидше відкриття наскрізного руху поїздів; створення умов та підготовку формувань МНС щодо рятувальних і невідкладних аварійно-відбудовних робіт та швидкого відновлення; створення запасів конструкцій, матеріалів і устаткування, необхідних для відновлення; розробку заходів із безаварійної зупинки технологічного процесу при раптовому виникненні надзвичайної ситуації [25].

Здійснення всіх перерахованих вище заходів сприяє підвищенню стійкості роботи трансформаторних підстанцій за умов надзвичайних ситуацій.

## 8 ЕКОЛОГІЯ

### 8.1 Екологічний безпека машинобудівного комплексу

Машинобудування є однією з базових галузей економіки України, рівень результативності функціонування та розвитку якої прямо пов'язаний з екологічним навантаженням на території окремих регіонів [26].

З великого обсягу промислових викидів, які потрапляють в навколишнє середовище, машинобудівельній промисловості належить досить незначна частка, а саме лише 1–2%. Проте на машинобудівельних підприємствах є забезпечувальні виробництва з високим рівнем забруднення навколишнього середовища, до яких, зокрема, належать внутрішньозаводське енергетичне виробництво; ливарне, зварювальне, лакофарбове та гальванічне виробництво; металообробка конструкцій і деталей.

За рівнем забруднення навколишнього середовища райони гальванічних і фарбових цехів можна зіставити з такими потужними джерелами екологічної безпеки, як хімічна промисловість, ливарне виробництво, металургія. Машинобудівні підприємства з повним циклом технологічних процесів, включаючи металургійне, складальне та механоскладальне виробництво, є найбільшими споживачами котельно-пічного палива власних ТЕЦ, які також належать до числа основних забруднювачів. Таким чином, машинобудівельний комплекс є потенційним забруднювачем навколишнього середовища, зокрема: – повітряного простору; – поверхонь водних джерел (стічні води тощо); – ґрунту (накопичення твердих відходів, осади токсичних речовин тощо) [26].

Динаміка викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел загалом по промисловості Вінницької області засвідчує тенденцію щорічного збільшення обсягів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря промисловими підприємствами. Так, згідно з даними Головного управління статистики у Вінницькій області в 2016 році викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря від стаціонарних джерел

становили 62,2 тис. т, з яких підприємствами машинобудування було здійснено 222 тонни. Оцінюючи динаміку викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря підприємствами машинобудування, слід зазначити, що максимальний обсяг викидів спостерігався у 2013 році, що доводить зв'язок між обсягами викидів та обсягами виробництва продукції машинобудування.

Галузі машинобудування за специфікою забруднення навколишнього середовища можна поділити на дві групи: ресурсоємні та наукоємні. До складу машинобудівного комплексу Вінницького регіону входить енергетичне машинобудування, приладобудування, транспортне машинобудування та інші наукоємні високотехнологічні виробництва [26].

Динаміка обсягів викидів забруднюючих речовин підприємствами машинобудування за секторами свідчить про те, що найбільший вплив на атмосферне повітря мало виробництво машин та устаткування.

## **8.2 Методи забезпечення екологічної безпеки підприємств машинобудівної галузі**

У машинобудуванні створенню необхідних параметрів повітряного середовища сприяє раціонально організована вентиляція. На ділянках із підвищеним пилоутворенням використовуються місцеві системи відсмоктування, вони також ефективні на ділянках із газовиділенням. Поліпшує склад повітряного середовища переведення плавильних печей на електронагрів (замість полум'яного). На ділянках без надлишкового пиловидалення зорганізується загально обмінна припливно–витяжна вентиляція. Робочі місця поблизу плавильних печей, кувально–пресових ділянок, металообробних цехів, гальванічних та фарбувальних ділянок тощо необхідно обладнувати місцевою припливною вентиляцією – повітряними душами.

Способи очищення викидів в атмосферу у машинобудівному комплексі від шкідливих речовин можна об'єднати в такі групи [26]:

– очищення викидів від пилу та аерозолів шкідливих речовин;

– очищення викидів від газоподібних шкідливих речовин;

В машинобудівному комплексі із механічних методів очищення газових середовищ широко застосовується очищення газів у фільтрах, циклонах, пиловловлювачах інерційного типу та в електрофільтрах, для очищення газових середовищ від газоподібних забруднювальних речовин найчастіше застосовується абсорбція, хемосорбція та каталітичне очищення.

Очищення стічних вод від твердих часток в залежності від їх властивостей, концентрації та фракційного складу на машинобудівних заводах здійснюється методами проціджування, відстоювання, відділення твердих часток у полі дії відцентрових сил та фільтрування. Очищення стічних вод від мастильних продуктів залежно від їх складу та концентрації здійснюється на машинобудівних підприємствах відстоюванням, обробкою в гідроциклонах, флотацією та фільтруванням.

Виділення мастильних продуктів у полі дії відцентрових сил здійснюють у напірних гідроциклонах. Очищення стічних вод від масляних домішок флотацією полягає в інтенсифікації процесу спливання мастило-продуктів в процесі утворення агломератів із бульбашками повітря, яке подається у стічні води. Очищення стічних вод від домішок, які вміщують масло, фільтруванням – завершальний етап очищення.

Головним напрямком зменшення кількості твердих відходів треба вважати регенерацію відпрацьованих ливарних сумішей. Для смоляних сумішей найчастіше використовують пневматичну або термічну регенерацію. У пневматичній регенерації відпрацьовані суміші заздалегідь проходять через систему подрібнення з послідовно встановленими шоковими, секторними валковими дробарками, систему вібросита та електромагнітних сепараторів. Основним елементом термічної регенерації є установка для розжарування суміші за  $1073K$  і наступного охолодження регенерату. Для цієї мети використовують барабанні печі або установки “киплячого шару”. Регенерат використовують для повторного приготування сумішей для форм та стрижнів для відливків масою до 1 т. Газотворність сумішей, приготованих на цьому



регенераті, зростає в середньому на 20%, здатність до осипання – на 5 – 10%, за умови одночасного скорочення витрати в'язучого на 10 – 15%. Збільшення міцності зумовлене більш концентрованим зерновим складом.

Мокра регенерація сумішей забезпечує більш якісне відновлення зерен піску. Така система працює в комплексі з гідроочисними камерами. Установка для мокрої регенерації складається з ємності для прийому пульпи, конічного та спірального класифікаторів, а також центрифуги. Пульпа проходить послідовно через класифікатори та центрифугу, багатократно промивається водою. Пил та інші дрібні частинки відводяться в очисну систему [26].

Відпрацьовані суміші можна відновлювати також сухим засобом. За рубежом, зокрема в Англії і Японії, для сухої регенерації суміші на основі рідкого скла застосовують установки, принцип роботи яких оснований на подрібненні шматків відпрацьованих сумішей в молоткових дробарках з наступною повітряною класифікацією. Такий регенерат можна вводити в суміш в кількості до 65%. Відомий пневматичний спосіб сухої регенерації, який полягає в тому, що зважені зерна відпрацьованої суміші, яка підлягає регенерації, розганяють до швидкості 30-40 м/с в розгінній трубі, над верхнім кінцем якої розміщений зносостійкий металевий екран, що сприймає енергію потоку зерен. В результаті удару та тертя зерен суміші, яка підлягає регенерації, до екрану, відбувається їхнє очищення від домішок. Середнє зниження вмісту глинястих біля 0,13% на 1 цикл за умови залишкового вмісту глинястих в регенераті 3,5%. Цей спосіб має ряд недоліків: низьку циклову ступінь очищення від домішок, високу енергоємність процесу (за 60 квг/т регенерату), підвищений знос екранів і значні витрати на забезпечення високих швидкостей повітря. Таким чином, тривають дослідження в напрямку розроблення ефективних способів регенерації сумішей на основі рідкого скла, для яких рішення проблем регенерації повинно носити компромісний характер, оскільки в процесі вилучення плівок рідкого скла внаслідок великої адгезії до поверхні піщинок, починається їхнє руйнування [26].

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

У дипломній роботі на підставі проведеного аналізу, технологічних розрахунках та прийнятих конструктивних рішеннях вирішено практичну проблему зниження технічних втрат електроенергії в системі електропостачання електричного цеху та заводу в цілому.

1. На основі аналізу діючої системи електропостачання підприємства встановлено, що основні втрати електроенергії на підприємстві припадають на кабельні лінії електричної мережі 10 кВ та величину реактивної потужності при виконанні технологічних процесів.

2. Проведений розрахунок електричних навантажень силового та освітлювального обладнання електричного цеху та підприємства в цілому, що дозволило вибрати розміщення та потужності цехових трансформаторних підстанцій.

3. Проведені розрахунки струмів короткого замикання та вибір комутаційного обладнання та захисту, трансформатора власних потреб ГПП, типи розподільних пунктів на стороні низької напруги ГПП, трансформаторів струму та напруги.

4. Проведена перевірка кабелів на стороні 10 кВ цехових трансформаторів на термічну стійкість та обґрунтовано зміну площі січення проводів та здійснено вибір вимикачів на сторонах 110 кВ та 10 кВ.

5. Проведений розрахунок релейного захисту трансформаторів головної понижувальної підстанції з вибором обладнання.

6. На основі техніко-економічного обґрунтування вибрано схему компенсації реактивної потужності та проведений вибір конденсаторних установок для встановлення на ланках 10 кВ (синхронні двигуни, дугові плавильні печі) та 0,4 кВ цехових трансформаторних підстанцій.

Розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності на вводі ГПП становить 0,308 при заданому значенню підприємству енергосистемою 0,31.

Запас реактивної потужності на шинах головної понижувальної підстанції становить 18,85 %

7. Обґрунтовано використання в якості напруги зовнішнього електропостачання ГПП 110 кВ та встановлення трансформаторів ТМН 1600/110/10 кВ.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Ципленков Д. В., Красовський П. Ю. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання / Д. В. Ципленков, П. Ю. Красовський // Електротехніка та електроенергетика – 2015. – № 1. – С. 77–82.
2. Шкрабець Ф.П. Класифікація і структура втрат електроенергії / Ф.П. Шкрабець, Ю.В. Куваєв, Д.В. Ципленков, П.Ю. Красовський // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету. – Вип. 3(32). – 2005. – С.122–124.
3. ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.
4. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем /Под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
5. Шкрабець Ф.П. Експлуатаційна динаміка потерь електроенергії в системах електропостачання: монографія / Ф.П. Шкрабець, П.Ю. Красовський; М-во освіти та науки України, Нац. горн. ун-т. – ДНГУ, 2015. – 152 с.
6. Pavlo Krasovskiy. Operating dynamics of parameters and technical losses in the components of power supply systems / P. Krasovskiy, D. Tsyplenkov, O.Nesterova // Energy Efficiency Improvement of Geotechnical Systems. – London: Taylor & Francis Group, UK, 2013. – P. 113–119.
7. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей / И. Н. Ковалев. – М.: Энергоатомиздат. – 1990. – 200 с.
8. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии: Монография / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев. – М.: Проспект. – 2015. – 219 с.
9. Мусійчук Ю.Ю. Підвищення ефективності використання конденсаторних установок на Ярмолинецькому ХПП ТОВ «Хмельницькхлібо

продукт»[Електронний ресурс]:// Звіт з науково-дослідної роботи. Режим доступу: [http://inmad.vntu.edu.ua/portal/static/07AFB7A9-4011-4DBB-87DE4BE2A55BB30\\_5 .pdf](http://inmad.vntu.edu.ua/portal/static/07AFB7A9-4011-4DBB-87DE4BE2A55BB30_5.pdf)

10. Метод впровадження конденсаторних установок в районні електричні мережі / [Наяшкова Е.Ф. Чаленко А.А., Демов А.О., Демов О.Д. і інші]: під ред. Демова О.Д. // Энергетика и электрификация, – 2003. – № 2.

11. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях / Карпов Ф.Ф. – М.: Энергия, 1975. – 184 с.

12. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Федоров, В.В. Каменева. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.

13. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Железко Ю. С. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.

14. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача): СОУ-Н МПЕ 40.1.20.510.: – К.: ОГП «ГРІФРЕ», 2006. – 70 с.

15. Бурбел М. Й. Електропостачання промислових підприємств (Курсове проектування) [Текст]: навч. посібник для студ. енергет. спец. / М. Й. Бурбело. – Вінниця: Вінницький держ. технічний ун-т. 1998. – 103 с.

16. Електричне освітлення та опромінення: навч. посіб. для студентів вищ. навч. закл. / Р.В. Кушлик, В. Ф. Яковлев, Ю. М. Куценко, М. Л. Лисиченко, М. П. Кунденко, Ю. М. Федюшко, – Х: ТОВ «Планетапрінт», – 2016. – 332 с.

17. Федоров А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

18. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети [Текст]: справочное издание / [сост. Р. Б.

Авринский и др.]; под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергия, 1980. — 576 с.

19. Методика по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач. Затверджено Заступником Міністра енергетики України, головним державним інспектором України з енергетичного нагляду В. А. Дарчуком 18.02.1998 р.

20. Електрична частина станцій і підстанцій / [Васильєв А.А., Крючков І. П., Наяшкова Е.Ф. і інш.]: Під ред. Васильєвої О.О. — М.: Енергія, — 1980. — 340 с.

21. Кігель Г.А., Півняк Г.Г. Електричні мережі систем електропостачання: Друге вид. перероб. і доп. / Г.А.Кігкль, Г.Г. Півняк. — Дніпропетровськ: національний гірничий університет, — 2012. — 318 с.

22. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст]: навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П. П. Говоров [та ін.]. — Х.: Інститут змісту і методів навчання; Харківська держ. академія міського господарства. — 1996. — 228 с.

23. Семчинов А. М. Токопроводы промышленных предприятий [Текст]: научное издание / А. М. Семчинов. — Л.: Энергоатомиздат, — 1982. — 208 с.

24. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. . Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258 ] // М-во палива та енергетики України. — Х.: Індустрія : Енергетичні рішення. — 2012. — 318 с.

25. Безпека життєдіяльності та охорона праці (Практичний курс) [Текст]: навч. посібник / [Атаманчук П.С., Мендерецький В.В., Панчук О.П., Чорна О.Г.] — Кам'янець-Подільський: "Думка", 2010. — 152 с.

26. Сухарев, С.М. Техноекологія та охорона навколишнього середовища [Текст]: навч. посібник / С.М. Сухарев. — Л.: Новий світ-2000. — 2004. — 256 с.