

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

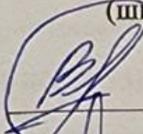
**Підвищення ефективності системи електропостачання Приватного
акціонерного товариства «Могилів-Подільський машинобудівний завод»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСЕ-23м
Освітня програма: «Електротехнічні системи
електроспоживання»

(назва ОП)

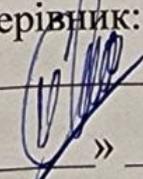
Спеціальність 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханік

(шифр і назва спеціальності)

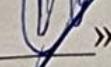
 Свиноріз В. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: Ph.D., доц. каф. ЕСЕЕМ

 Лобода Ю. В.

(прізвище та ініціали)

«» _____ 2025 р.

Опонент к.т.н, доц., доц. каф. КЕМСК

Нанак О.М. Оксана Лемко

(прізвище та ініціали)

« 16 » _____ 06 _____ 2025 р.

)

Лобода Юрій Васильович,
доцент каф. ЕСЕЕМ.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

« 16 » _____ 06 _____ 2025 р

Вінниця – 2025 року

Вінницький національний технічний університет

Факультет Електроенергетики та електромеханіки

Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Освітньо-кваліфікаційний рівень _____ магістр _____

спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма – Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕМ

проф. М. Й. Бурбело

“20” 03 2025 року

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Свиноріз Владислав Васильович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Підвищення ефективності системи електропостачання Приватного акціонерного товариства «Могилів-Подільський машинобудівний завод»

керівник роботи Лобода Юрій Васильович, Ph. D., доцент каф. ЕСЕМ.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року №96

2. Термін подання студентом роботи “09” червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи (Додаток А) Генплан підприємства; відомості про особливості технологічних процесів, відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства.

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

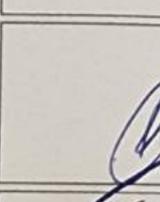
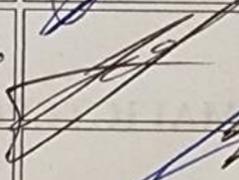
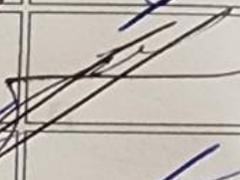
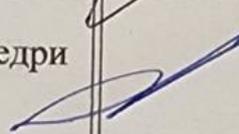
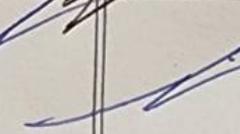
Побудувати математичні моделі для визначення розрахункових потужностей та вибору елементів СЕП підприємства. Підвищення ефективності за рахунок встановлення засобів компенсації реактивної потужності, несиметрії навантаження та фільтрації вищих гармонік. В економічній частині визначити собівартість

електроенергії на підприємстві. Розробити заходи з охорона праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях. Зробити висновки по роботі.

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

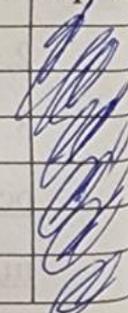
Генплан підприємства. Однолінійна схема електропостачання. Креслення спеціальної частини роботи.

6. Консультанти розділів роботи

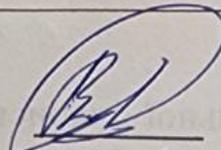
| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|---|---|--|--|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| Спеціальний розділ роботи | Лобода Ю. В, доцент кафедри ЕСЕЕМ, Ph. D. |  |  |
| Економічна частина | Шулле Ю.А., доц., каф. ЕСЕЕМ, к.т.н. |  |  |
| Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях | Войтюк Ю. П, доцент кафедри ЕСЕЕМ, к. т. н. |  |  |

7. Дата видачі завдання 24.03.2025 року

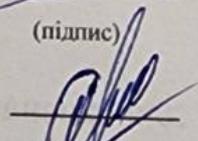
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів роботи | Строк виконання етапів роботи | Примітки |
|-------|-----------------------------|-------------------------------|---|
| 1 | Характеристика підприємства | 05.05.25 |  |
| 2 | Синтез зовнішньої СЕП | 12.05.25 | |
| 3 | Науково дослідна частина | 19.05.25 | |
| 4 | Економічна частина | 26.05.25 | |
| 5 | Охорона праці | 02.06.26 | |
| 6 | Графічна частина | 09.06.25 | |

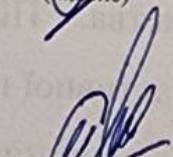
Студент


(підпис)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи


(підпис)

Нормоконтроль

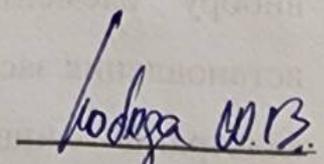

(підпис)

Свиноріз В. В.

(прізвище та ініціали)

Лобода Ю. В.

(прізвище та ініціали)


(прізвище та ініціали)

АНОТОЦІЯ

Свиноріз В. В. Підвищення ефективності системи електропостачання Приватного акціонерного товариства «Могилів-Подільський машинобудівний завод». МКР. Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Вінниця : ВНТУ, ФЕЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2025. – 91 с.

У роботі проведено аналіз існуючого стану системи електропостачання підприємства, виявлено основні недоліки та запропоновано заходи для їх усунення. Особливу увагу приділено заходам з компенсації реактивної потужності та підвищення якості електроенергії.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: система електропостачання, електропостачання, несиметрія навантаження, силові активні фільтра, несинусоїдність.

ANNOTATION

Svynoriz V. V. Increasing the efficiency of the power supply system of the Private Joint-Stock Company “Mohyliv-Podilskyi Machine-Building Plant”. MKR. Specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU, FEEEM, Department of ESEEM, 2025. – 91 p.

The paper analyzes the current state of the enterprise’s power supply system, identifies the main shortcomings and proposes measures to eliminate them. Special attention is paid to measures to compensate for reactive power and improve the quality of electricity.

The issues of labor protection and safety in emergency situations are considered.

Keywords: power supply system, power supply, load asymmetry, power active filters, non-sinusoidality.

ЗМІСТ

| | |
|---|----|
| ВСТУП | 9 |
| РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО | 11 |
| 1.1 Загальна характеристика підприємства та його виду діяльності | 11 |
| 1.2 Відомості про технологічний процес | 13 |
| 1.3 Відомості про електричні навантаження | 13 |
| РОЗДІЛ 2 ВИКОРИСТАННЯ ЗАСОБІВ САПР ДЛЯ ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ | 16 |
| 2.1 Розрахунок електричних навантажень | 16 |
| 2.2 Вибір схеми живлення підприємства зовнішнього електропостачання | 21 |
| 2.3 Визначення потужності цехових трансформаторних підстанцій | 22 |
| 2.4 Використання засобів САПР для вибору лінії живлення | 28 |
| 2.5 Застосування засобів САПР для вибору перерізу внутрішньозаводської мережі | 32 |
| 2.6 Визначення місця встановлення цехових трансформаторних підстанцій | 34 |
| 2.7 Комплектування та конструктивне виконання цехових ТП | 36 |
| РОЗДІЛ 3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МПМЗ | 41 |
| 3.1 Постановка проблеми | 41 |
| 3.2 Застосування пристроїв компенсації реактивної потужності | 41 |
| 3.2 Вплив несинусоїдності та несиметрії на електроприймачі та елементи СЕП | 45 |
| 3.3 Застосування силового активного фільтра на підприємстві | 49 |
| 3.4 Техніко-економічна оцінка доцільності впровадження активного фільтра . | 52 |
| РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ | 54 |

| | | |
|--|--|----|
| 4.1 | Визначення капітальних вкладень | 54 |
| 4.2 | Розрахунок поточних витрат..... | 56 |
| 4.2.1 | Розрахунок потреби в робочій силі | 56 |
| 4.2.2 | Розрахунок витрат по заробітній платі | 59 |
| 4.2.3 | Планування вартості матеріалів, що витрачаються..... | 63 |
| 4.2.4 | Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат..... | 65 |
| 4.3 | Розрахунок собівартості електроенергії | 67 |
| 4.3.1 | Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію | 67 |
| 4.3.2 | Розрахунок собівартості електроенергії | 70 |
| РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ | | 72 |
| 5.1 | Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту | 73 |
| 5.1.1 | Електробезпека..... | 73 |
| 5.1.2 | Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час робіт з електровимірювальними кліщами і вимірювальними штангами | 75 |
| 5.2 | Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії | 76 |
| 5.2.1. | Мікроклімат | 76 |
| 5.2.2. | Склад повітря робочої зони..... | 77 |
| 5.2.3. | Виробниче освітлення | 78 |
| 5.2.4. | Виробничий шум..... | 79 |
| 5.3 | Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи системи електропостачання ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» в умовах дії загрозливих чинників НС | 80 |
| 5.3.1 | Дослідження безпеки роботи СЕП ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» в умовах дії іонізуючих випромінювань | 82 |

| | |
|--|-----|
| 5.3.2 Дослідження безпеки роботи ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» в умовах дії електромагнітного імпульсу | 83 |
| 5.3.3 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи СЕП ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» в умовах надзвичайних ситуацій..... | 84 |
| ВИСНОВОК..... | 86 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... | 88 |
| Додаток А..... | 92 |
| Додаток Б – Генплан підприємства | 97 |
| Додаток В – Однолінійна схема ЦТП1 | 98 |
| Додаток Г – Однолінійна схема ЦТП2..... | 99 |
| Додаток Д – Розрахунок втрат активної електроенергії зумовлені перетоками реактивної в КЛ-10 кВ | 100 |
| Додаток Е – Розрахунок втрат активної електроенергії зумовлені перетоками реактивної в ТП | 101 |
| Додаток Є – Використання активного фільтра | 102 |
| Додаток Ж – Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень..... | 103 |
| Додаток З – Презентаційні матеріали | 104 |

ВСТУП

Актуальність теми. Ефективне функціонування системи електропостачання є основою стабільної роботи будь-якого промислового підприємства. З урахуванням зростання навантажень, впровадження електронних засобів керування, а також підвищених вимог до якості електроенергії, модернізація електропостачання набуває особливої актуальності. Особливо це стосується таких підприємств, як ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод», яке має складну технологічну структуру, велику територію та потужні енергоспоживачі. Удосконалення системи електропостачання шляхом зменшення втрат, компенсації реактивної потужності, зниження несиметрії та гармонічних спотворень сприятиме підвищенню енергоефективності та надійності виробництва.

Метою роботи є підвищення ефективності системи електропостачання ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» шляхом технічного та економічного обґрунтування реконструкції мереж 10/0,4 кВ, впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності та засобів покращення якості електроенергії.

Об'єкт дослідження – Система електропостачання ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод».

Предмет дослідження – Методи підвищення енергоефективності та покращення якості електроенергії в мережах 10/0,4 кВ шляхом оптимізації схеми живлення, компенсації реактивної потужності, зменшення несиметрії та гармонічних спотворень.

Наукова новизна. Обґрунтування використання САФ на ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод».

Методи досліджень. У роботі використано аналітичні розрахунки втрат енергії, методику визначення центру мережі, економічну оцінку інвестицій, моделювання впливу гармонік і несиметрії на елементи СЕП, а також комп'ютерну обробку результатів.

Практична цінність. Отримані результати можуть бути використані під час розроблення технічної документації для реконструкції систем електропостачання промислових підприємств. Запропоновані технічні рішення забезпечують зниження енергетичних витрат, покращення якості електроенергії та підвищення надійності електропостачання.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

1.1 Загальна характеристика підприємства та його виду діяльності

ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» займається виробництвом машин й устаткування для виготовлення харчових продуктів й напоїв, перероблення тютюну. Завод виготовляє обладнання різної продуктивності, а саме: зернопереробне, борошномельне, комбікормове, елеваторне. Підприємство було зареєстровано у 12.09.1994 р [1].

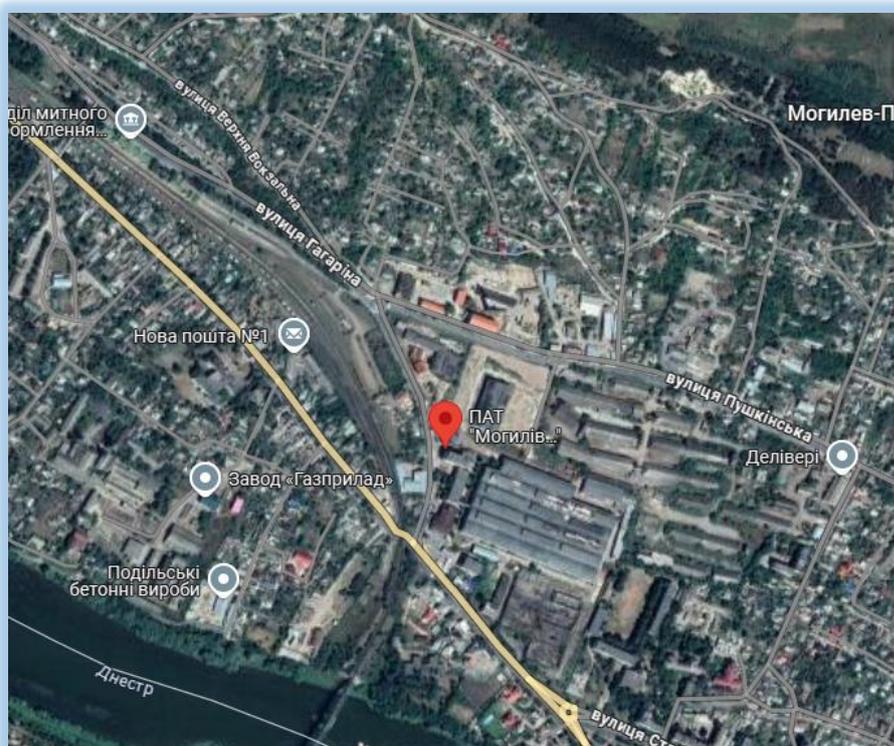


Рисунок 1.1 – Розташування підприємства

Підприємство налічує дванадцять основних та допоміжних цехів та споруд таких як ливарний цех, механічний цех, насосна станція, блок допом. служб., адмін. корпус, побутовий корпус, їдальня, ковальський цех, механоскладальний цех №2, механоскладальний цех №1, механоскладальний цех №3, складальний цех.

Основним видом діяльності підприємства є виробництво елеваторного обладнання, млинів, технологічного обладнання і комплектуючих для великих і середніх промислових підприємств.

За даними офіційного сайту, завод спеціалізується на виробництві:

Зерноочисного й зернообробного обладнання: модулі підготовки, сепаратори, норії, шнеки, транспортери;

Вальців, вентиляторів, редукторів, шестерень і т. д.;

Млинів, елеваторного технологічного устаткування — у комплексі поставка, монтаж, сервіс і модернізація.



Агрегатні вальцові млини



Обладнання для виробництва круп



Опалювальне обладнання



Лінії брикетування соломи



Комбікормове обладнання



Технологічне обладнання



Транспортне обладнання



Запасні частини



Нестандартне обладнання

Рисунок 1.2 – Основні види продукції підприємства

1.2 Відомості про технологічний процес

За типовою схемою машинобудівного виробництва технологічний процес включає три основні етапи:

Виготовлення заготовок: лиття, ковка, штампування, різка;

Обробка заготовок: токарні, фрезерні операції, термообробка;

Складання: болтові, зварні, клейові з'єднання.

До того ж складаються маршрутні технологічні карти з переліком операцій, режимів, норм часу, інструментів, обладнання, кваліфікації працівників.

Компоненти технологічного процесу на заводі:

Литво-штампувальні роботи. Випуск модулів підготовки зерна і транспортерів вимагає відливання корпусів, обробки поверхонь, балансування.

Механічна обробка заготовок. Токарні та фрезерні станки оброблюють вальці (від Ø185 до Ø250 мм), редуктори, елементи транспортерів.

Термообробка й балансування. Вальці піддаються шліфуванню, матуванню, шліфуванню поверхні, динамічному балансуванню.

Збирання та складання. Монтаж редукторів, вентиляторів, шнеків, електроприводів — після збирання проводять випробування, налаштування.

Тестування та сертифікація. Завод має сертифікацію ISO 9001 (2009 р.), усі машини проходять перевірку перед здачею замовнику.

1.3 Відомості про електричні навантаження

Споживачі машинобудівного заводу відносяться до II категорії надійності електроспоживання. Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів та промислового транспорту, порушень нормальної діяльності значної кількості людей.

Таблиця. 1.1 – Відомості про навантаження та категорії надійності електропостачання цехів підприємства

| № | Вузли живлення ЕП | Рн, кВт |
|----|--------------------------|---------|
| 1 | Ливарний цех | 130 |
| 2 | Механічний цех | 120 |
| 3 | Насосна станція | 135 |
| 4 | Блок допом. служб. | 45 |
| 5 | Адмін корпус | 55 |
| 6 | Побутовий корпус | 54 |
| 7 | Їдальня | 90 |
| 8 | Ковальський цех | 90 |
| 9 | Механоскладальний цех №2 | 150 |
| 10 | Механоскладальний цех №1 | 90 |
| 11 | Механоскладальний цех №3 | 120 |
| 12 | Складальний цех | 90 |

Таким чином в технологічному процесі бере участь кілька цехів, так як кожен цех підприємства спеціалізується на одному виді роботи. Генплан підприємства зображений на рисунку 1.

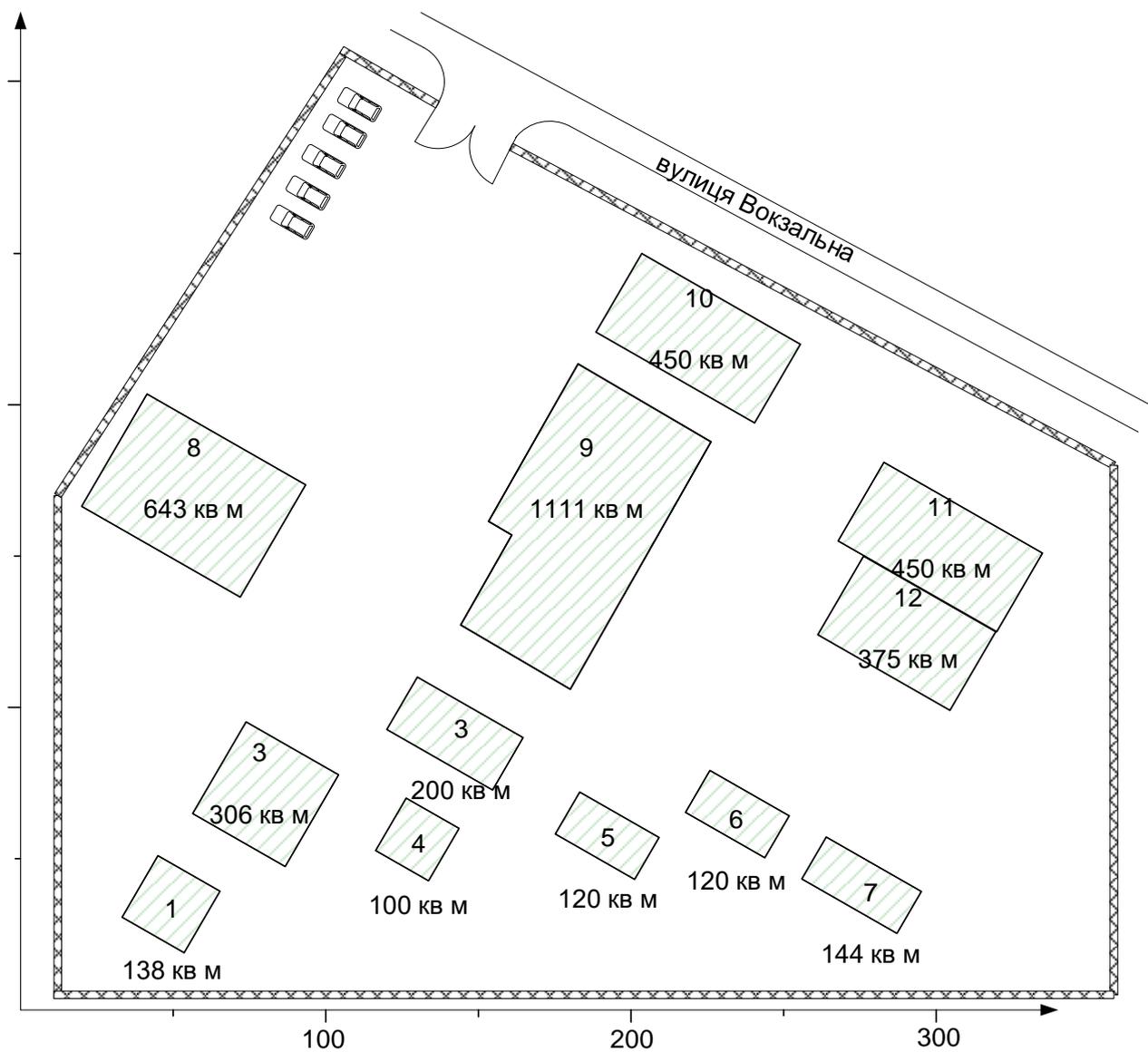


Рисунок 1.3 – Генплан Могилів-Подільського машинобудівного заводу

РОЗДІЛ 2

ВИКОРИСТАННЯ ЗАСОБІВ САПР ДЛЯ ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ
ЕЛЕКТРОПОСТАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

2.1 Розрахунок електричних навантажень

Відповідно нормативам, які наведено у [2], методами коефіцієнтів використання та попиту здійснюється визначення середніх та розрахункових навантажень.

На основі наведених нижче розрахункових формул визначимо середні і розрахункові навантаження цехів та підприємства в цілому.

Активна потужність електричного освітлення і-того цеху:

$$P_{poi} = K_{noi} \cdot F_i \cdot P_{numi} \cdot k_{пра}, \quad (2.1)$$

Реактивна потужність електричного освітлення і-того цеху:

$$Q_{poi} = K_{noi} \cdot F_i \cdot P_{numi} \cdot k_{пра} \cdot tg_o, \quad (2.2)$$

де K_{noi} - коефіцієнт попиту освітлювального навантаження і-того цеху;

F_i - площа і-того цеху, м²;

P_{numi} - питома густина освітлювального навантаження і-того цеху, кВт/м²;

$k_{пра}$ - коефіцієнт втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі;

tg_o - коефіцієнт реактивної потужності освітлювальної мережі.

Середнє активне навантаження і-того цеху:

$$P_{ci} = K_{vi} \cdot P_{номі} + P_{poi}, \quad (2.3)$$

де $P_{номі}$ - номінальна потужність і-того цеху, кВт;

K_{ei} - коефіцієнт використання і-того цеху (відношення середньої по цеху активної потужності окремих приймачів до суми номінальних активних потужностей електроприймачів цеху).

Середнє реактивне навантаження і-того цеху:

$$Q_{ci} = P_{ci} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2.4)$$

де $\operatorname{tg} \varphi_i$ - коефіцієнт реактивної потужності і-того цеху.

Повне середнє навантаження і-того цеху:

$$S_{ci} = \sqrt{P_{cmi}^2 + Q_{cmi}^2}. \quad (2.5)$$

Активне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$P_{pi} = K_{ni} \cdot P_{номі} + P_{poi}, \quad (2.6)$$

де K_{ni} - коефіцієнт попиту і-того цеху (відношення розрахункової активної потужності до номінальної активної потужності приймача);

Реактивне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$Q_{pi} = K_{ni} \cdot P_{номі} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i + Q_{poi}. \quad (2.7)$$

Повне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$S_{pi} = \sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}. \quad (2.8)$$

Розрахунковий струм і-того цеху

$$I_{pi} = \frac{S_{pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.9)$$

де $U_{ном}$ - номінальна напруга мережі.

Навантаження всіх цехів:

$$P_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N P_{ci}; \quad (2.10)$$

$$Q_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N Q_{ci}; \quad (2.11)$$

$$P_{p\Sigma} = \left(\sum_{i=1}^N P_{номi} \cdot k_{\Pi i} \right) \cdot K_o + P_{po\Sigma}; \quad (2.12)$$

$$Q_{p\Sigma} = \left(\sum_{i=1}^N P_{номi} \cdot k_{\Pi i} \cdot tg_{\phi i} \right) \cdot K_o + Q_{po\Sigma}; \quad (2.13)$$

де $P_{c\Sigma}$ - сумарна середня активна потужність, кВт;

$Q_{c\Sigma}$ - сумарна середня реактивна потужність, кВАр;

$Q_{p\Sigma}$ - сумарна розрахункова реактивна потужність, кВАр;

K_o - коефіцієнт одночасності максимумів навантаження.

N - кількість цехів.

Повне сумарне навантаження визначається за формулою:

$$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2}; \quad (2.14)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}, \quad (2.15)$$

де $S_{c\Sigma}$ - повне середнє навантаження;

$S_{p\Sigma}$ - повне розрахункове навантаження;

Сумарний струм:

$$I_{P\Sigma} = \frac{S_{P\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.16)$$

На листі EXCEL під назвою «Навантаження» задаються імена потрібним коміркам та діапазонам, які наведені на рис. 2.1.

Результати розрахунку по даній задачі наведено на рис. 2.1. При цьому повна середня потужність заводу складає $S_{сум}=909$ кВА, а повна розрахункова потужність з урахуванням коефіцієнта одночасності максимумів навантаження складає $S_{рсум}= 921$ кВА.

Таблиця 2.1 – Розрахунок навантаження підприємства

| Дані сили | | | | | | | Розрахунок навантаження освітлювальної мережі | | | | | | Середні нав-ня | | | Розрах. нав-ня | | | | Ko= | 0,95 |
|-----------|-------------------------------|---------|------|------|------|-----|---|------|-------------------------|------|------|-----------|----------------|---------|----------|----------------|---------|----------|---------|-------|------------------------|
| № | Цех | Pн, кВт | cos | tg | Kп | К в | Площа, м ² | Kп0 | Rпит, ВТ/м ² | Kпpa | tg0 | Qm0, квар | Pp0, кВт | Pc, кВт | Qc, квар | Sc, кВА | Pp, кВт | Qp, квар | Sp, кВА | Ip, А | p0, кВА/м ² |
| | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
| 1 | Ливарний цех | 130 | 0,8 | 0,75 | 0,40 | 0,5 | 138 | 0,85 | 0,016 | 1,2 | 0,43 | 0,97 | 2,25 | 67 | 50 | 84 | 70 | 51 | 86 | 131 | 0,62 |
| 2 | Механічний цех | 120 | 0,8 | 0,75 | 0,45 | 0,5 | 306 | 0,6 | 0,012 | 1,1 | 0,43 | 1,04 | 2,42 | 62 | 46 | 78 | 65 | 47 | 80 | 122 | 0,26 |
| 3 | Насосна станція | 135 | 0,8 | 0,75 | 0,50 | 0,6 | 200 | 0,85 | 0,012 | 1,2 | 0,43 | 1,05 | 2,45 | 83 | 62 | 104 | 86 | 63 | 106 | 162 | 0,53 |
| 4 | Блок допом. служб. | 45 | 0,76 | 0,86 | 0,45 | 0,5 | 100 | 0,85 | 0,014 | 1,2 | 0,43 | 0,61 | 1,43 | 24 | 20 | 31 | 25 | 20 | 33 | 50 | 0,33 |
| 5 | Адмін корпус | 55 | 0,76 | 0,86 | 0,50 | 0,6 | 120 | 0,85 | 0,012 | 1,2 | 0,43 | 0,63 | 1,47 | 34 | 29 | 45 | 36 | 29 | 46 | 71 | 0,39 |
| 6 | Побутовий корпус | 54 | 0,8 | 0,75 | 0,60 | 0,7 | 120 | 1 | 0,017 | 1,2 | 0,43 | 1,05 | 2,45 | 40 | 29 | 50 | 43 | 30 | 52 | 80 | 0,44 |
| 7 | Їдальня | 90 | 0,5 | 1,73 | 0,35 | 0,4 | 144 | 0,85 | 0,016 | 1,2 | 0,43 | 1,01 | 2,35 | 38 | 63 | 74 | 41 | 64 | 76 | 116 | 0,53 |
| 8 | Ковальський цех | 90 | 0,7 | 1,02 | 0,35 | 0,4 | 643 | 0,85 | 0,015 | 1,2 | 0,43 | 4,23 | 9,84 | 46 | 41 | 61 | 56 | 45 | 72 | 109 | 0,11 |
| 9 | Механоскладальний цех №2 | 150 | 0,8 | 0,75 | 0,40 | 0,5 | 1111 | 0,85 | 0,015 | 1,2 | 0,43 | 7,31 | 17,00 | 92 | 64 | 112 | 109 | 71 | 130 | 198 | 0,12 |
| 10 | Механоскладальний цех №1 | 90 | 0,8 | 0,75 | 0,40 | 0,5 | 450 | 0,6 | 0,012 | 1,1 | 0,43 | 1,53 | 3,56 | 49 | 35 | 60 | 52 | 37 | 64 | 97 | 0,14 |
| 11 | Механоскладальний цех №3 | 120 | 0,6 | 1,33 | 0,56 | 0,6 | 450 | 0,85 | 0,015 | 1,2 | 0,43 | 2,96 | 6,89 | 79 | 99 | 127 | 86 | 102 | 133 | 202 | 0,30 |
| 12 | Складальний цех | 90 | 0,8 | 0,75 | 0,50 | 0,6 | 375 | 0,6 | 0,01 | 1,2 | 0,43 | 1,16 | 2,70 | 57 | 42 | 70 | 59 | 43 | 73 | 111 | 0,20 |
| | Всього по підприємству | 1169 | | | | | 4157 | | | | | 23,57 | 54,80 | 687 | 595 | 909 | 708 | 589 | 921 | 53 | 0,22 |

2.2 Вибір схеми живлення підприємства зовнішнього електропостачання

На відстані 1,7 км від Приватного акціонерного товариства «Могилів-Подільський машинобудівний завод» розташована підстанція 110/10 кВ «Могилів-Подільський». З урахуванням розрахункової потужності підприємства, що становить 921 кВА, приймається напруга живлення 10 кВ.

Через розташування заводу в межах міської житлової забудови, приймається рішення про прокладання кабельної лінії електропередачі. Вибір кабельної, а не повітряної лінії обумовлений необхідністю дотримання санітарно-захисних норм, підвищенням безпеки та естетичних вимог до міського середовища.

З огляду на належність об'єкта до II категорії надійності електропостачання, передбачається двостороннє живлення підприємства за схемою двох незалежних кабельних ліній від 1-ї та 2-ї секцій збірних шин 10 кВ ПС 110/10 кВ «Могилів-Подільський».

Побудуємо орієнтовану трасу живлення МПМЗ.



Рисунок 2.1 – План траси кабельної лінії живлення 10 кВ МПМЗ від ПС 110/10 кВ «Могилів-Подільський»

Отже, загальна відстань від джерела електропостачання становить 1,7 км.

Зважаючи на значну територіальну протяжність ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод», а також на нерівномірний розподіл електричних навантажень, прийнято рішення про спорудження двох двотрансформаторних комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) типу 10/0,4 кВ прохідного та тупикового типу.

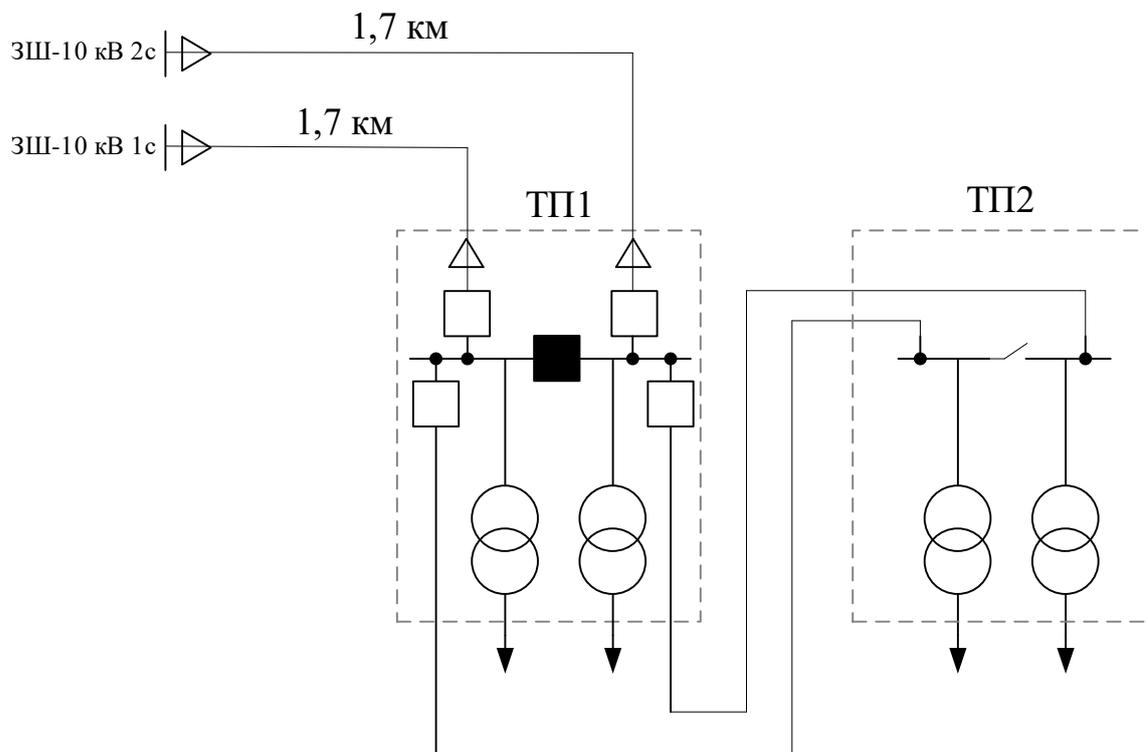


Рисунок 2.2 – Схема зовнішнього електропостачання

Дана схема дозволить:

- Зменшити втрати в мережі;
- Підвищити енергетичну надійність;
- Забезпечити ремонт без відключення технологічного процесу;
- Оптимізувати кабельні траси на території заводу.

2.3 Визначення потужності цехових трансформаторних підстанцій

Для визначення потужності цехових ТП розділимо підприємство на 2 частини рис. 2.3.

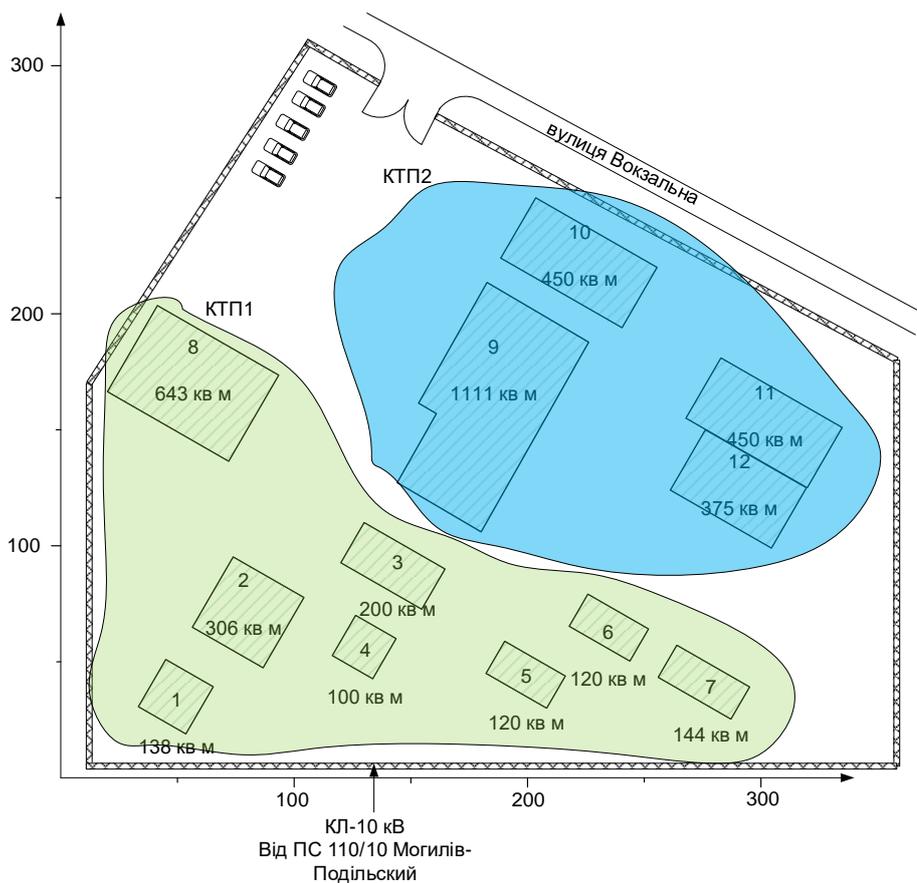


Рисунок 2.3 – Розділення навантаження між ЦТП

Визначимо розрахункові та середні навантаження цехових ТП.

Таблиця 2.1 – Розподіл навантаження підприємства між ЦТП

| № ТП | № цеху | Назва цеху | Розрахункова активна потужність P_p , кВт | Розрахункова реактивна потужність Q_p , кВАр | Повна розрахункова потужність S_p , кВА | Середня активна потужність P_c , кВт | Середня реактивна потужність Q_c , кВАр | Повна середня потужність S_c , кВА |
|------|--------|--------------------|---|--|---|--|---|--------------------------------------|
| ТП1 | 1 | Ливарний цех | 69,50 | 50,69 | 86,02 | 67,25 | 49,72 | 83,63 |
| | 2 | Механічний цех | 64,85 | 47,08 | 80,14 | 62,42 | 46,04 | 77,57 |
| | 3 | Насосна станція | 85,90 | 62,86 | 106,44 | 83,45 | 61,80 | 103,84 |
| | 4 | Блок допом. служб. | 25,36 | 20,47 | 32,59 | 23,93 | 19,86 | 31,09 |
| | 5 | Адмін корпус | 35,94 | 29,48 | 46,48 | 34,47 | 28,85 | 44,95 |
| | 6 | Побутовий корпус | 42,70 | 30,46 | 52,44 | 40,25 | 29,40 | 49,84 |
| | 7 | Їдальня | 40,70 | 64,37 | 76,16 | 38,35 | 63,36 | 74,07 |
| | 8 | Ковальський цех | 55,68 | 45,19 | 71,71 | 45,84 | 40,96 | 61,47 |
| | | Всього ТП1 | 420,61 | 350,60 | 547,57 | 395,96 | 339,99 | 521,90 |

Продовження таблиці 2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-----|----|--------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| ТП2 | 9 | Механоскладальний цех №2 | 109,00 | 70,87 | 130,01 | 92,00 | 63,56 | 111,82 |
| | 10 | Механоскладальний цех №1 | 52,13 | 36,82 | 63,82 | 48,56 | 35,28 | 60,03 |
| | 11 | Механоскладальний цех №3 | 85,77 | 101,92 | 133,21 | 78,89 | 98,96 | 126,55 |
| | 12 | Складальний цех | 59,40 | 42,82 | 73,23 | 56,70 | 41,66 | 70,36 |
| | | Всього ТП2 | 306,29 | 252,43 | 396,91 | 276,15 | 239,46 | 365,51 |

Для визначення потужності цехових ТП приведемо математичну модель вибору:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 3(S_T) = B_{ТП}(S_T) + B_B(S_T). \\
 B_{ТП}(S_T) = (E_a + E_e) \cdot K_{ТП}(S_T, k_T). \\
 B_B(S_T) = \left[\Delta P_{xx}(S_T) + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot k_3(S_T)^2 \right] \cdot k_T \cdot B_0; \quad k_3(S_T) = \frac{S_{ТП}}{S_T \cdot k_T}; \quad B_0 = t \cdot \tau. \\
 (S_T) = (E_a + E_e) \cdot K_{ТП}(S_T, k_T) + \left[\Delta P_{xx}(S_T) \cdot k_T + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot \frac{S_{ТП}^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right] \cdot t \cdot \tau \rightarrow \min_{S_T \in S}. \\
 k_H \cdot k_T \cdot S_T \geq S_{ТП, см} \\
 k_H \cdot k_T \cdot S_T \geq S_{ТП} \\
 k_T > 1 \Rightarrow k_{па} \cdot S_T \geq k_{ппа} \cdot S_{ТПр}; \\
 S_T \in S.
 \end{array} \right. \quad (2.17)$$

де $B_{ТП}(S_T)$ - річні приведені витрати в ТП потужністю S_T , визначаються
 E_e - коефіцієнт ефективності капіталовкладень;
 E_a - коефіцієнт відрахувань на амортизацію;
 $K_{ТП}(S_T, k_T)$ - капіталовкладення в ТП в залежності від потужності S_T та кількості трансформаторів k_T .

$B_B(S_T)$ - вартість річних втрат електроенергії, визначається як:

$\Delta P_{xx}(S_T)$ - втрати холостого ходу трансформатора потужністю S_T ;

$\Delta P_{кз}(S_T)$ - втрати короткого замикання трансформатора потужністю S_T ;

k_T - кількість трансформаторів;

K_3 - коефіцієнт завантаження трансформатора;

S_{CT} - множина стандартних потужностей трансформаторів, МВА;

τ - число годин максимальних втрат.

k_{na} - максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в післяаварійному режимі ($k_{na}=1,3$).

$k_{нна}$ - частина навантаження ТП, яка повинна залишитись в роботі в післяаварійному режимі.

Вибір оптимальної номінальної потужності трансформаторів у складі підстанцій підприємства базується не лише на покритті максимального навантаження, а й на мінімізації сукупних витрат протягом терміну експлуатації. Для цього використовується метод приведених річних витрат, який дозволяє оцінити варіанти з урахуванням:

- первісних капіталовкладень,
- експлуатаційних витрат,
- вартості втрат електроенергії.

Основні переваги даного підходу:

1. Економічна доцільність. Використання методу приведених витрат дає змогу зіставити варіанти трансформаторів різної потужності не лише за початковою ціною, а й за витратами, що виникають у процесі експлуатації (втрати потужності, технічне обслуговування, амортизація).

2. Зменшення втрат електроенергії. У трансформаторах значну частину витрат складають постійні втрати холостого ходу та змінні втрати короткого замикання. При великій потужності трансформатора зростають втрати холостого ходу; при малій — зростають втрати під навантаженням. Правильний розрахунок дозволяє знайти оптимальну потужність, при якій сумарні втрати мінімальні.

3. Раціональні капіталовкладення. Замість встановлення надлишково потужних трансформаторів, які тривалий час працюють у режимі недовантаження, можна підібрати оптимальні агрегати з кращим ККД. Це дозволяє:

- зменшити амортизаційні витрати;
- знизити навантаження на систему охолодження;
- подовжити термін служби обладнання.

4. Можливість подальшої модульної модернізації. Підбір потужності з урахуванням реальних навантажень дозволяє залишити резерв для майбутнього збільшення навантаження, наприклад, через установку другого трансформатора або паралельного приєднання ще одного трансформатора меншої потужності.

Отже, застосуємо математичну модель 2.17 і визначимо потужність ЦТП1 та ЦТП2.

| Вибір оптимальної потужності ТП1 за мінімумом затрат | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------|------------|-------------|----------------|-----------------|-----------------|------------|-----------------|-----------------|--------------------------|----------|----------|----------|----------|
| Дані нормального режиму | | | | | | | | | | | | | | |
| Розрахункова потужність ТП, кВА | | | | | | | | | | Sp= | 547,5707 | | | |
| Середня потужність ТП, кВА | | | | | | | | | | Sc= | 521,8985 | | | |
| Кількість трансформаторів | | | | | | | | | | kt= | 2 | | | |
| Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі | | | | | | | | | | kn= | 1 | | | |
| Дані післяаварійного режиму | | | | | | | | | | | | | | |
| Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі | | | | | | | | | | kpa= | 1,3 | | | |
| Доля навантаження в п.а. режимі | | | | | | | | | | knpa= | 0,8 | | | |
| Економічні характеристики | | | | | | | | | | | | | | |
| Питома вартість втрат, грн/кВт | | | | | | | | | | Vo= | 4318,505 | | | |
| Коефіцієнт ефективності капіталовкладень | | | | | | | | | | Ee= | 0,1 | | | |
| Коефіцієнт відрахувань на амортизацію | | | | | | | | | | Ea= | 0,036 | | | |
| * | St, кВА | dPкз, кВт | dPxx, кВт | Kтп, тис. грн. | E*K, тис. грн. | dPзм, кВт | dPпс, кВт | dP, кВт | Вв, тис. грн. | З, тис. грн. | * | X | обмеж. 1 | обмеж. 2 |
| | 63 | 1,28 | 0,24 | 646,515 | 87,92604 | 48,34808 | 0,48 | 48,82808 | 210,8643 | --- | | --- | --- | --- |
| | 100 | 1,97 | 0,33 | 686,5425 | 93,36978 | 29,53361 | 0,66 | 30,19361 | 130,3913 | --- | | --- | --- | --- |
| | 160 | 3,1 | 0,51 | 738,7875 | 100,4751 | 18,15399 | 1,02 | 19,17399 | 82,80297 | --- | | --- | --- | --- |
| | 250 | 4,2 | 0,74 | 806,355 | 109,6643 | 10,07441 | 1,48 | 11,55441 | 49,89778 | --- | | --- | --- | --- |
| v | 400 | 5,9 | 0,95 | 967,815 | 131,6228 | 5,528183 | 1,9 | 7,428183 | 32,07864 | 163,7015 | v | + | + | + |
| | 630 | 8,5 | 1,31 | 1076,828 | 146,4485 | 3,210615 | 2,62 | 5,830615 | 25,17954 | 171,6281 | | + | + | + |
| | 1000 | 10,5 | 2,1 | 1270,553 | 172,7951 | 1,574127 | 4,2 | 5,774127 | 24,93559 | 197,7307 | | + | + | + |
| | 1600 | 18 | 2,8 | 1579,5 | 214,812 | 1,054103 | 5,6 | 6,654103 | 28,73577 | 243,5478 | | + | + | + |
| | 2500 | 23,5 | 3,85 | 1807,178 | 245,7761 | 0,563687 | 7,7 | 8,263687 | 35,68677 | 281,4629 | | + | + | + |
| | | | | | | | | | | Змін= | 163,7015 | | | |
| | | | | | | | | | | Опт. Пот. Трансформатора | St*= 400 | | | |

Рисунок 2.4- Вибір потужності ЦТП1

| Вибір оптимальної потужності ТП2 за мінімумом затрат | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------|-----------|-----------|----------------|----------------|-----------|-----------|----------|--------------------------|--------------|-------|----------|----------|----------|--|--|--|--|--|--|--|--|
| Дані нормального режиму | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Розрахункова потужність ТП, кВА | | | | | | | | | | | Sp= | 396,9076 | | | | | | | | | | |
| Середня потужність ТП, кВА | | | | | | | | | | | Sc= | 365,5134 | | | | | | | | | | |
| Кількість трансформаторів | | | | | | | | | | | kt= | 2 | | | | | | | | | | |
| Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі | | | | | | | | | | | kn= | 1 | | | | | | | | | | |
| Дані післяаварійного режиму | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі | | | | | | | | | | | kпа= | 1,3 | | | | | | | | | | |
| Доля навантаження в п.а. режимі | | | | | | | | | | | kппа= | 0,85 | | | | | | | | | | |
| Економічні характеристики | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Питома вартість втрат, грн/кВт | | | | | | | | | | | Во= | 4318,505 | | | | | | | | | | |
| Коефіцієнт ефективності капіталовкладень | | | | | | | | | | | Ее= | 0,1 | | | | | | | | | | |
| Коефіцієнт відрахувань на амортизацію | | | | | | | | | | | Еа= | 0,036 | | | | | | | | | | |
| * | St, кВА | dPкз, кВт | dPxx, кВт | Кгп, тис. грн. | Е*К, тис. грн. | dPзм, кВт | dPпс, кВт | dP, кВт | Вв, тис. грн. | З, тис. грн. | * | X | обмеж. 1 | обмеж. 2 | | | | | | | | |
| | 63 | 1,28 | 0,24 | 646,515 | 87,92604 | 25,40257 | 0,48 | 25,88257 | 111,774 | --- | | --- | --- | --- | | | | | | | | |
| | 100 | 1,97 | 0,33 | 686,5425 | 93,36978 | 15,51726 | 0,66 | 16,17726 | 69,86156 | --- | | --- | --- | --- | | | | | | | | |
| | 160 | 3,1 | 0,51 | 738,7875 | 100,4751 | 9,538289 | 1,02 | 10,55829 | 45,59602 | --- | | --- | --- | + | | | | | | | | |
| V | 250 | 4,2 | 0,74 | 806,355 | 109,6643 | 5,293196 | 1,48 | 6,773196 | 29,25008 | 138,9144 | V | + | + | + | | | | | | | | |
| | 400 | 5,9 | 0,95 | 967,815 | 131,6228 | 2,904563 | 1,9 | 4,804563 | 20,74853 | 152,3714 | | + | + | + | | | | | | | | |
| | 630 | 8,5 | 1,31 | 1076,828 | 146,4485 | 1,686889 | 2,62 | 4,306889 | 18,59932 | 165,0479 | | + | + | + | | | | | | | | |
| | 1000 | 10,5 | 2,1 | 1270,553 | 172,7951 | 0,827062 | 4,2 | 5,027062 | 21,70939 | 194,5045 | | + | + | + | | | | | | | | |
| | 1600 | 18 | 2,8 | 1579,5 | 214,812 | 0,553836 | 5,6 | 6,153836 | 26,57537 | 241,3874 | | + | + | + | | | | | | | | |
| | 2500 | 23,5 | 3,85 | 1807,178 | 245,7761 | 0,296167 | 7,7 | 7,996167 | 34,53149 | 280,3076 | | + | + | + | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | Змін= | 138,9144 | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | Опт. Пот. Трансформатора | St*= | 250 | | | | | | | | | | | |

Рисунок 2.5- Вибір потужності ЦТП2

Результатом є спорудження двох двотрансформаторних підстанцій потужністю 2x400 кВА та 2x 250 кВА.

Для подальшого вибору перерізу зовнішньої лінії живлення визначимо повну розрахункову потужність підприємства з урахуванням втрат в цехових ТП.

По зовнішній лінії живлення буде протікати не лише потужність навантаження, а й потужність втрат в трансформаторах ЦТП. Не врахування цих втрат призведе до вибору перерізу зовнішньої лінії по заниженому навантаженню, що в свою чергу може спричинити роботу лінії живлення в недопустимих умовах.

Втрати активної потужності в цехових ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{TP} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2, \quad (2.18)$$

де ΔP_{TP} - втрати активної потужності ТП, кВт;

n - кількість трансформаторів в ТП;

ΔP_{xx} - втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

ΔP_{K3} - втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

S_p - повне розрахункове навантаження на ТП, кВА;

$S_{ном.тр}$ - номінальна потужність трансформатора ТП.

Втрати реактивної потужності в цехових ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta Q_{TP} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot \frac{S_p^2}{S_{ном.тр}}, \quad (2.19)$$

де ΔQ_{TP} - втрати реактивної потужності ТП, кВАр;

I_{xx} - струм холостого ходу трансформатора, А;

U_{K3} - напруга короткого замикання, % від номінальної.

Проведемо розрахунок втрат потужності та заносимо в таблицю 2.2.

| № ТП | S _{ном_т} , кВА | k _т | dP _{xx} , кВт | dP _{кз} , кВт | I _{xx} , % | U _к , % | P _р , кВт | Q _р , кВАр | S _р , кВА | dP _{тр} , кВт | dQ _{тр} , кВАр | dS _{тр} , кВА | P, кВт | Q, кВАр |
|--------|--------------------------|----------------|------------------------|------------------------|---------------------|--------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|--------|---------|
| 1 | 400 | 2 | 0,95 | 5,9 | 2,1 | 4,5 | 420,61 | 350,60 | 547,57 | 7,43 | 33,67 | 34,48 | 428,04 | 384,26 |
| 2 | 250 | 2 | 0,74 | 4,2 | 2,3 | 4,5 | 306,29 | 252,43 | 396,91 | 6,77 | 25,68 | 26,56 | 313,07 | 278,10 |
| Всього | | | | | | | 707,55 | 589,25 | | 14,20 | 59,34 | 61,02 | 721,75 | 648,59 |

Рисунок 2.2- Загальна потужність підприємства з урахуванням втрат в ЦТП

2.4 Використання засобів САПР для вибору лінії живлення

Для визначення перерізу струмоведучої жили та перерізу екрану кабельної лінії необхідно врахувати струми короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 110/10 кВ Могилів-Подільський. Відповідно до вихідних даних струм трифазного короткого замикання на стороні 110 кВ становить 7.5 кА. На ПС 110/10 кВ Могилів-Подільський встановлені трансформатори ТДН-10000/110-У1.

Розрахуємо значення струму трифазного КЗ на шинах 10 кВ ПС 110/10 кВ Могилів-Подільський.

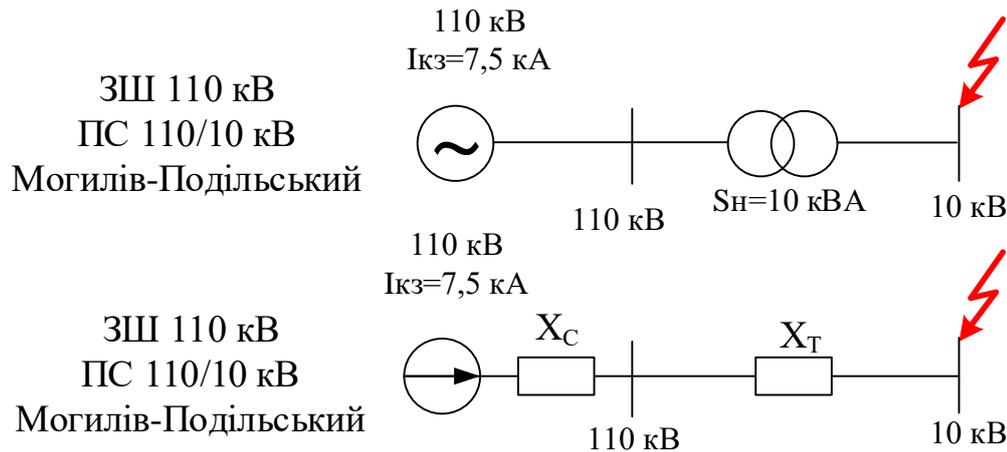


Рисунок 2.6 – Схема заміщення розрахунку КЗ

Визначимо потужність короткого замикання системи на шинах 110 кВ ПС Могилів-Подільський.

$$S_k = \sqrt{3} \cdot I_k \cdot U_{c.н.} = \sqrt{3} \cdot 7.5 \cdot 115 = 1494 \text{ МВА} \quad (2.20)$$

Опір системи приведений до сторони 10 кВ:

$$X_c = \frac{U_{c.н.}^2}{S_k} = \frac{10.5^2}{1494} = 0.074 \text{ (Ом)}. \quad (2.21)$$

Опір трансформатора:

$$X_T = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{10.5^2}{10} = 1.158 \text{ (Ом)}, \quad (2.22)$$

Сумарний опір від системи до точки К:

$$X_{\Sigma} = X_c + X_T = 0.74 + 1.158 = 1.231 \text{ (Ом)}.$$

Початкове діюче значення струму трифазного КЗ:

$$I_{п0} = \frac{U_{c.н.}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 1.231} = 4.923 \text{ (кА)}. \quad (2.23)$$

Початкове діюче значення струму трифазного КЗ: Стала часу загасання аперіодичної складової $T_a = 0.03$ с. Ударний струм КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot 4,923 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} \right) = 11,918 \text{ (кА)}; \quad (2.24)$$

Періодична складова струму від енергосистеми не змінюється, тому:

$$I_{\text{пт}} = I_{\text{п0}} = 4,923 \text{ (кА)};$$

Допустимі струми односекундного короткого замикання по жилі, наведені в таблиці 2.3, розраховані, виходячи з початкової температури жили кабелю 90°C і кінцевої температури 250°C [6].

Допустимі струми односекундного короткого замикання мідним екраном, розраховані виходячи з кінцевої температури екрану 350°C, наведені в таблиці 2.4.

Для тривалості короткого замикання, що відрізняється від 1 с, значення допустимого струму короткого замикання по жилі або екрану необхідно помножити на поправочний коефіцієнт:

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{\text{вим}}}} \quad (2.25)$$

де $t_{\text{вим}}$ тривалість короткого замикання, с.

| Матеріал | Допустимий струм односекундного КЗ | | | | | | | | | | | | |
|----------|------------------------------------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------|-------|
| | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 | 300 | 400 | 500 | 630 (625) | 800 |
| алюм | 3,3 | 4,7 | 6,6 | 8,9 | 11,3 | 14,2 | 17,5 | 22,7 | 28,2 | 37,6 | 47,0 | 59,0 | 75,2 |
| мідь | 5,0 | 7,2 | 10,0 | 13,6 | 17,2 | 21,5 | 26,5 | 34,3 | 42,9 | 57,2 | 71,5 | 90,1 | 114,4 |

Таблиця 2.3 – Допустимі струми односекундного короткого замикання по жилі

| Переріз екрану | 16 | 25 | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 |
|--|-----|-----|-----|------|------|------|------|
| Допустимі струми односекундного короткого замикання мідним екраном | 3,3 | 5,1 | 7,1 | 10,2 | 14,2 | 19,3 | 24,4 |

Таблиця 2.3 – Допустимі струми односекундного короткого замикання по жилі

Відповідно до значень струму короткого замикання визначимо мінімальний переріз струмоведучої жили та мінімальний переріз екрану для даних параметрів. Прийmemo час спрацювання релейного захисту 0,2 с.

Перевіримо кабель перерізом 35 мм²:

$$I_{\text{доп.к}} = \frac{I_{\text{доп.к(1с)}}}{\sqrt{t_{\text{вим}}}} = \frac{3,3}{\sqrt{0,5}} = 4,667 \text{ (кА)} \geq 4,923 \text{ (кА)}.$$

Умова не виконується.

Перевіримо кабель перерізом 50 мм²:

$$I_{\text{доп.к}} = \frac{I_{\text{доп.к(1с)}}}{\sqrt{t_{\text{вим}}}} = \frac{4,7}{\sqrt{0,5}} = 6,647 \text{ (кА)} \geq 4,923 \text{ (кА)}.$$

Умова виконується. Робимо висновок, що мінімальний переріз живлячої КЛ не менше 50 мм².

Визначимо мінімальний переріз мідного екрану:

Перевіримо екран перерізом 16 мм²:

$$I_{\text{доп.е}} = \frac{I_{\text{доп.е(1с)}}}{\sqrt{t_{\text{вим}}}} = \frac{3,3}{\sqrt{0,5}} = 4,667 \text{ (кА)} \geq 4,923 \text{ (кА)}.$$

Умова не виконується.

Перевіримо екран перерізом 25 мм²:

$$I_{\text{доп.е}} = \frac{I_{\text{доп.е(1с)}}}{\sqrt{t_{\text{вим}}}} = \frac{5,1}{\sqrt{0,5}} = 7,212 \text{ (кА)} \geq 4,923 \text{ (кА)}.$$

Умова виконується. Робимо висновок, що мінімальний переріз екрану КЛ не менше 35 мм².

Для визначення перерізу зовнішньої лінії запишемо математичну модель вибору:

$$\begin{cases}
 3(F) = \left[(E_e + E_a) \cdot K_0(F) + 3 \cdot I_L^2 \cdot r_0(F) \cdot t \cdot \tau \right] \cdot L \cdot k_L \rightarrow \min_{F \in X} \\
 k_{don} \cdot I_{don}(F) \geq I_L \\
 k_{na} \cdot I_{don}(F) \geq I_L \cdot k_L \cdot k_{нна} \\
 \Delta U_H(F) \leq \Delta U_{don} \\
 \Delta U_{na}(F) \leq \Delta U_{don} \\
 F \geq F_{кз} \\
 F \in X
 \end{cases} \quad (2.26)$$

| Початкові дані | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------|-----------|---------|---------------|-------------|----------|------------|-------------|------------|----------------------------|---------|-----------------|---------------|----------|---|
| Нормальний режим | | | | | | | | | | | | | | | |
| Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі | | | | | | | | | | | Кдоп= | | 0,966 | | |
| Напруга, кВ | | | | | | | | | | | U= | | 10 | | |
| Довжина КЛ, км | | | | | | | | | | | L= | | 1,7 | | |
| Активна розрахункова потужність, кВт | | | | | | | | | | | P= | | 707,5523 | | |
| Реактивна потужність, квар | | | | | | | | | | | Q= | | 589,251 | | |
| Розрахунковий струм окремого кабелю, А | | | | | | | | | | | Iл= | | 53,16 | | |
| Кількість кабелів | | | | | | | | | | | k= | | 1 | | |
| Допустима втрата напруги в КЛ, % | | | | | | | | | | | ΔUдоп = | | 5 | | |
| Аварійний режим | | | | | | | | | | | | | | | |
| Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм ² | | | | | | | | | | | Fкз = | | 50,00 | | |
| Економічні характеристики | | | | | | | | | | | | | | | |
| Питома вартість втрат | | | | | | | | | | | Во = | | 345,48 | | |
| Коефіцієнт ефективності капіталовкладень | | | | | | | | | | | Ее = | | 10,00% | | |
| Коефіцієнт відрахувань на амортизацію | | | | | | | | | | | Еа = | | 5,00% | | |
| F, мм ² | Ro, Ом/км | Xo, Ом/км | Iдоп, А | Ко, т. грн/км | dUn, % | dP, кВт | К, т. грн. | Е*К, т. грн | Вв, т. Грн | З, т. грн | Доп | Кдоп*Iдоп >= Iр | ΔUn <= ΔUnдоп | F >= Fкз | V |
| 35 | 0,841 | 0,095 | 115 | 659,225 | 1,106751603 | 8,081113 | 1120,6825 | 168,102375 | 2,791866 | --- | НЕДОП | + | + | --- | |
| 50 | 0,641 | 0,09 | 140 | 941,75 | 0,861175176 | 6,159326 | 1600,975 | 240,14625 | 2,127926 | 242,2742 | ДОП | + | + | + | V |
| 70 | 0,443 | 0,086 | 165 | 1318,45 | 0,619006155 | 4,256757 | 2241,365 | 336,20475 | 1,470626 | 337,6754 | ДОП | + | + | + | |
| 95 | 0,32 | 0,083 | 205 | 1789,325 | 0,468051782 | 3,074859 | 3041,8525 | 456,277875 | 1,062303 | 457,3402 | ДОП | + | + | + | |
| 120 | 0,253 | 0,081 | 240 | 2260,2 | 0,385458118 | 2,43106 | 3842,34 | 576,351 | 0,839884 | 577,1909 | ДОП | + | + | + | |
| 150 | 0,206 | 0,079 | 275 | 2825,25 | 0,326921234 | 1,97944 | 4802,925 | 720,43875 | 0,683858 | 721,1226 | ДОП | + | + | + | |
| 185 | 0,164 | 0,077 | 310 | 3484,475 | 0,274398544 | 1,575865 | 5923,6075 | 888,541125 | 0,54443 | 889,0856 | ДОП | + | + | + | |
| 240 | 0,125 | 0,075 | 355 | 4520,4 | 0,225484371 | 1,201117 | 7684,68 | 1152,702 | 0,414962 | 1153,117 | ДОП | + | + | + | |
| | | | | | | | | | | Мінімальні затрати на КЛ Ж | | 242,2742 | | | |
| | | | | | | | | | | Оптимальний переріз КЛ Ж | | 50 | | | |

Рисунок 2.7 – Вибір живлячої КЛ 10 кВ

Отже, для обираємо кабель АПвЭгаПу-15 1x50/35 мм².

2.5 Застосування засобів САПР для вибору перерізу внутрішньозаводської мережі

Для визначення перерізу внутрішньозаводської мережі необхідно визначити значення струмів КЗ на шинах ЦПТ1.

При розрахунку врахуємо зовнішню лінію живлення яка виконана кабелем 3x(АПвЭгаПу-15 1x50/35 мм²) протяжністю 1.7 км. Активний питомий опір КЛ 0,641 Ом/км, реактивний – 0,12 Ом/км.

$$I_{\text{н0}} = \frac{U_{\text{с.н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\text{КЛ}}^2 + (X_{\Sigma} + X_{\text{КЛ}})^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,009^2 + (1,231 + 0,204)^2}} = 3,364$$

Перевіримо кабель перерізом 35 мм²:

$$I_{\text{доп.к}} = \frac{I_{\text{доп.к(1с)}}}{\sqrt{t_{\text{вим}}}} = \frac{3,3}{\sqrt{0,5}} = 4,667 \text{ (кА)} \geq 3,364 \text{ (кА)}.$$

Умова виконується.

Визначимо мінімальний переріз мідного екрану:

Перевіримо екран перерізом 16 мм²:

$$I_{\text{доп.е}} = \frac{I_{\text{доп.е(1с)}}}{\sqrt{t_{\text{вим}}}} = \frac{3,3}{\sqrt{0,5}} = 4,667 \text{ (кА)} \geq 3,364 \text{ (кА)}.$$

Умова виконується.

Отже, мінімальне значення струмоведучої жили становить 35 мм², а екрану – 16 мм². Відповідно до математичної моделі 2,26, визначимо оптимальний переріз лінії ЦТП1 – ЦТП2.

| Початкові дані | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------|-----------|---------|---------------|----------|----------|-------------|------------|-------------|--------------|-----------|-----|-----------------|-------------------------|---------------|-----------------|----------|---|
| Нормальний режим | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режим | | | | | | | | | | Кдоп= 0,966 | | | | | | | | |
| Напруга, кВ | | | | | | | | | | U= 10 | | | | | | | | |
| Довжина КЛ, км | | | | | | | | | | l= 0,15 | | | | | | | | |
| Активна розрахункова потужність, кВт | | | | | | | | | | P= 313 | | | | | | | | |
| Реактивна потужність, квар | | | | | | | | | | Q= 278 | | | | | | | | |
| Розрахунковий струм окремого кабелю, А | | | | | | | | | | Iл= 4,84 | | | | | | | | |
| Кількість кабелів | | | | | | | | | | k= 5 | | | | | | | | |
| Допустима втрата напруги в КЛ, % | | | | | | | | | | ΔUдоп = 5 | | | | | | | | |
| Аварійний режим | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм ² | | | | | | | | | | Fкз = 35,00 | | | | | | | | |
| Післяаварійний режим | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Максимально допустимий коефіцієнт навантаження | | | | | | | | | | Кпа = 1,25 | | | | | | | | |
| Доля навантаження в післяаварійному режимі | | | | | | | | | | Кпаа = 0,9 | | | | | | | | |
| Допустима втрата напруги в КЛ, % | | | | | | | | | | ΔUпадоп = 5 | | | | | | | | |
| Економічні характеристики | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Питома вартість втрат | | | | | | | | | | Во = 6909,61 | | | | | | | | |
| Коефіцієнт ефективності капіталовкладень | | | | | | | | | | Ее = 10,00% | | | | | | | | |
| Коефіцієнт відрахувань на амортизацію | | | | | | | | | | Еа = 5,00% | | | | | | | | |
| F, мм ² | Ro, Ом/км | Xo, Ом/км | lдоп, А | Ko, т. грн/км | dUn, % | dUpa, % | dP, кВт | K, т. грн. | E*K, т. грн | Bв, т. Грн | З, т. грн | Доп | Кдоп*Iдоп >= Ir | Кпа*Кдоп >= Кпаа*Ir *Кл | ΔUn <= ΔUндоп | ΔUpa <= ΔUпадоп | F >= Fкз | V |
| 35 | 0,89 | 0,095 | 115 | 350,3655 | 0,009152 | 0,041182 | 0,046819457 | 262,7741 | 39,41612 | 0,323504 | 39,73962 | ДОП | + | + | + | + | + | V |
| 50 | 0,62 | 0,09 | 140 | 498,501 | 0,006574 | 0,029583 | 0,032615801 | 373,8758 | 56,08136 | 0,225362 | 56,30672 | ДОП | + | + | + | + | + | |
| 70 | 0,443 | 0,086 | 165 | 681,7635 | 0,004878 | 0,021952 | 0,023304516 | 511,3226 | 76,69839 | 0,161025 | 76,85942 | ДОП | + | + | + | + | + | |
| 95 | 0,326 | 0,083 | 205 | 883,5885 | 0,003754 | 0,016894 | 0,017149599 | 662,6914 | 99,40371 | 0,118497 | 99,5222 | ДОП | + | + | + | + | + | |
| 120 | 0,258 | 0,081 | 240 | 1118,111 | 0,003099 | 0,013945 | 0,013572382 | 838,5829 | 125,7874 | 0,09378 | 125,8812 | ДОП | + | + | + | + | + | |
| 150 | 0,206 | 0,079 | 275 | 1378,472 | 0,002594 | 0,011672 | 0,010836863 | 1033,854 | 155,078 | 0,074878 | 155,1529 | ДОП | + | + | + | + | + | |
| 185 | 0,167 | 0,077 | 310 | 1855,98 | 0,002211 | 0,009949 | 0,008785224 | 1391,985 | 208,7978 | 0,060702 | 208,8585 | ДОП | + | + | + | + | + | |
| 240 | 0,129 | 0,075 | 355 | 2574,072 | 0,001837 | 0,008268 | 0,006786191 | 1930,554 | 289,5831 | 0,04689 | 289,63 | ДОП | + | + | + | + | + | |
| Мінімальні затрати на КЛ1 | | | | | | | | | | | 39,73962 | | | | | | | |
| Оптимальний переріз КЛ1 | | | | | | | | | | | 35 | | | | | | | |

Рисунок 2.8 – Вибір КЛ-10 кВ для живлення ЦТП2

2.6 Визначення місця встановлення цехових трансформаторних підстанцій

Розміщення трансформаторних підстанцій на території ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» виконано з урахуванням мінімізації річних приведених витрат на будівництво та експлуатацію кабельних ліній 10 кВ і 0,4 кВ. Для цього застосовано метод визначення центру мережі для групи цехів які живляться від певної ЦТП.

Переваги даного рішення:

- Враховується як технічний, так і економічний аспект;
- Дозволяє враховувати вартість мереж 0,4 кВ і 10 кВ;
- Забезпечує мінімізацію капітальних і експлуатаційних витрат на весь життєвий цикл системи електропостачання;

Повна математична модель матиме такий вигляд[8]:

$$\left. \begin{aligned} & 3(x_0, y_0) = \left[(E_e + E_{a_{жс}}) \cdot (a_{жс} + K_0(F_{жс})) + 3 \cdot I_{жс}^2 \cdot r_0(F_{жс}) \cdot k_{жс} \cdot B_0 \right] \cdot \rho((x_0, y_0), (x_{жс}, y_{жс})) + \\ & \sum_{i=1}^n \left[(E_e + E_a) \cdot (a + K_0(F_i) \cdot k_i) + 3 \cdot I_i^2 \cdot r_0(F_i) \cdot k_i \cdot B_0 \right] \cdot \rho((x_0, y_0), (x_{жс}, y_{жс})) \rightarrow \min_{x_0, y_0}; \\ & \min_{i=1}^n(x_i) \leq x_0 \leq \max_{i=1}^n(x_i); \\ & \min_{i=1}^n(y_i) \leq y_0 \leq \max_{i=1}^n(y_i). \end{aligned} \right\} \quad (2.27)$$

Визначимо центри мережі для ЦТП1 та ЦТП2, результати приводимо рис. 2.9 та 2.10.

| Технічні характеристики мережі | | | | | | | | | | | |
|--|------|------|--------------------|---|---------|------------|--------|-----------|------------------|---------|-------------|
| Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ | | | | | | | | | U _ж = | 10 | |
| Напруга внутрішніх мереж, кВ | | | | | | | | | U _ж = | 0,4 | |
| Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ) | | | | | | МетрикаЖ = | | | НЕ | | |
| Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ) | | | | | | МетрикаР = | | | НЕ | | |
| Економічні характеристики мережі | | | | | | | | | | | |
| Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛ 0.4кВ, тис.грн/км | | | | | | | | | a= | 35 | |
| Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої КЛ тис.грн/км | | | | | | | | | аж= | 20 | |
| Питома вартість втрат, грн/кВт | | | | | | | | | Bo= | 4274,83 | |
| Коефіцієнт ефективності капіталовкладень | | | | | | | | | Ee= | 0,1 | |
| Коефіцієнт відрахувань на амортизацію | | | | | | | | | Ea= | 4,00% | |
| Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії | | | | | | | | | Eаж= | 5,00% | |
| Ліній живлення | | | | | | | | | | | |
| Ліній живлення | X, м | Y, м | F, мм ² | k | P, кВт | Q, кВт | I, А | Ro, Ом/км | Ko, т.грн/км | L, м | З, тис. грн |
| ЦТП1 | 130 | 0 | 50 | 2 | 707,55 | 589,25 | 26,58 | 0,62 | 498,501 | 102,86 | 9,156 |
| 1 | 48 | 34 | 35 | 1 | 67,2522 | 49,7184 | 127,07 | 0,89 | 44,919 | 140,53 | 27,471 |
| 2 | 80 | 70 | 10 | 1 | 4,9707 | 2,40742 | 8,39 | 3,1 | 16,875 | 98,49 | 0,991 |
| 3 | 142 | 92 | 10 | 1 | 5,166 | 2,50201 | 8,72 | 3,1 | 16,875 | 34,00 | 0,350 |
| 4 | 130 | 56 | 10 | 1 | 8,082 | 3,44292 | 13,35 | 3,1 | 16,875 | 58,41 | 0,838 |
| 5 | 198 | 44 | 10 | 1 | 4,9707 | 2,40742 | 8,39 | 3,1 | 16,875 | 52,80 | 0,531 |
| 6 | 234 | 64 | 16 | 1 | 12,4236 | 6,01702 | 20,97 | 1,94 | 23,85675 | 64,40 | 1,236 |
| 7 | 274 | 40 | 10 | 1 | 9,7404 | 3,40295 | 15,68 | 3,1 | 16,875 | 110,94 | 1,890 |
| 8 | 56 | 170 | 16 | 1 | 16,91 | 8,18989 | 28,55 | 1,94 | 23,85675 | 143,12 | 4,081 |
| Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн. | | | | | | | | | | 46,543 | |
| Оптимальні координати ЦЕМ, м | | | | | | | | Xo = | 156 | Yo = | 64 |

Рисунок 2.9 – Визначення центру мережі для груп цехів

| Технічні характеристики мережі | | | | | | | | | | | |
|--|------|------|--------------------|---|---------|------------|--------|-----------|------------------|---------|-------------|
| Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ | | | | | | | | | U _ж = | 10 | |
| Напруга внутрішніх мереж, кВ | | | | | | | | | U _ж = | 0,4 | |
| Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ) | | | | | | МетрикаЖ = | | | НЕ | | |
| Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ) | | | | | | МетрикаР = | | | НЕ | | |
| Економічні характеристики мережі | | | | | | | | | | | |
| Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛ 0.4кВ, тис.грн/км | | | | | | | | | a= | 20 | |
| Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої КЛ тис.грн/км | | | | | | | | | аж= | 40 | |
| Питома вартість втрат, грн/кВт | | | | | | | | | Bo= | 8549,65 | |
| Коефіцієнт ефективності капіталовкладень | | | | | | | | | Ee= | 0,1 | |
| Коефіцієнт відрахувань на амортизацію | | | | | | | | | Ea= | 4,00% | |
| Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії | | | | | | | | | Eаж= | 5,00% | |
| Ліній живлення | | | | | | | | | | | |
| Ліній живлення | X, м | Y, м | F, мм ² | k | P, кВт | Q, кВт | I, А | Ro, Ом/км | Ko, т.грн/км | L, м | З, тис. грн |
| ЦТП1 | 156 | 64 | 35 | 2 | 313,07 | 384,26 | 14,31 | 0,62 | 650 | 122,00 | 13,421 |
| 9 | 184 | 158 | 50 | 1 | 91,9983 | 63,5593 | 169,89 | 0,89 | 206 | 0,00 | 0,000 |
| 10 | 222 | 222 | 10 | 1 | 4,9707 | 2,40742 | 8,39 | 3,1 | 70 | 102,00 | 1,856 |
| 11 | 300 | 152 | 10 | 1 | 5,166 | 2,50201 | 8,72 | 3,1 | 70 | 122,00 | 2,275 |
| 12 | 290 | 124 | 10 | 1 | 8,082 | 3,44292 | 13,35 | 3,1 | 93 | 140,00 | 4,198 |
| Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн. | | | | | | | | | | 21,751 | |
| Оптимальні координати ЦЕМ, м | | | | | | | | Xo = | 184 | Yo = | 158 |

Рисунок 2.10 – Визначення центру мережі для груп цехів

Відповідно до розрахунку рис. 2.9 та рис. 2.10 оптимальне розташування трансформаторних підстанцій є:

ЦТП1: $X_0=156$, $Y_0=64$ м;

ЦТП2: $X_0=184$, $Y_0=158$ м.

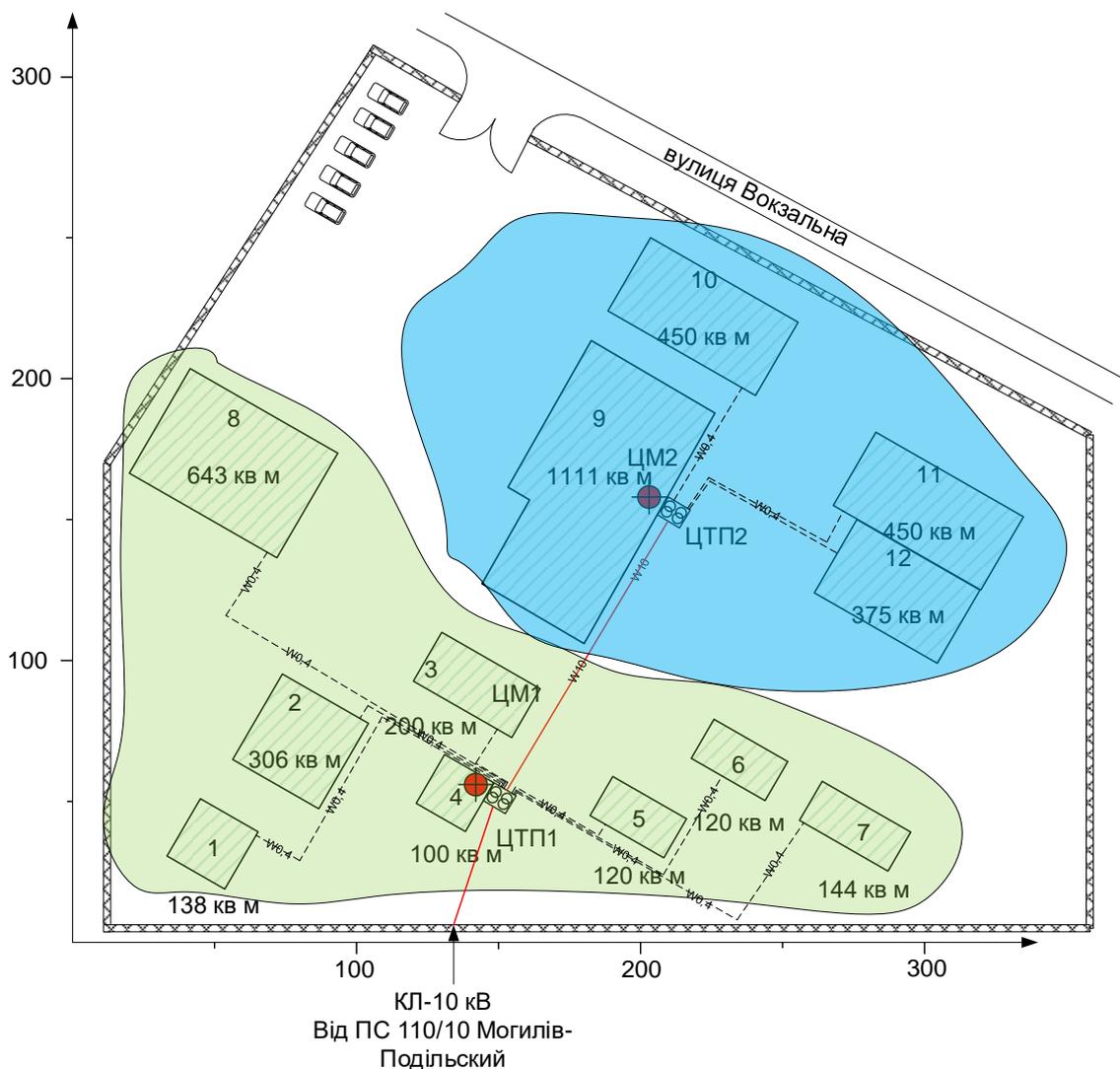


Рисунок 2.11 – Оптимальне розташування ЦТП

2.7 Комплектування та конструктивне виконання цехових ТП

В якості ввідних комутаційних апаратів 10 кВ КТП1 передбачимо встановлення вакуумних вимикачі ВВ/VL-12-25/1000. Для захисту трансформаторів передбачимо встановлення високовольних запобіжників.

Для обліку в ввідних комірках встановлюємо трансформатори струму TCS2-12 50/5[10] і в комірках 1 та 10 встановлення трансформаторів напруги IVS1(F)[10], передбачаємо встановлення лічильників типу SL7000. Для приєднання КТП2 передбачаємо встановлення додаткових вакуумних вимикачів ВВ/VL-12-25/1000[11]. В якості релейного захисту використаємо сучасний мікропроцесорний пристрій захисту типу MRZS-F2J34.



Рисунок 2.12 – Трансформатори напруги IVS1(F), трансформатори струму TCS2-12 та лічильник SL7000



Рисунок 2.13 – Вакуумний вимикач типу BB/VL-12-25/1000 та інтелектуальний мікропроцесорний пристрій релейного захисту та автоматики MRZS-F2J34

Основне обладнання КТП1 показано на рисунку 2.12-2.13.

Однолінійна схема показана на рис. 2.14.

РОЗДІЛ 3

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МПМЗ

3.1 Постановка проблеми

Забезпечення надійного, безперебійного та економічно ефективного електропостачання є одним із ключових завдань при експлуатації промислових підприємств. У зв'язку з розвитком технологій, збільшенням частки нелінійних та чутливих до якості енергії споживачів, система електропостачання ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» потребує технічної оптимізації та впровадження енергозберігаючих заходів.

У цьому розділі розглядаються актуальні напрямки підвищення ефективності системи електропостачання (СЕР), зокрема:

- Компенсація реактивної потужності, що дозволяє зменшити навантаження на елементи мережі, знизити втрати електроенергії та уникнути штрафних санкцій;
- Аналіз і вплив несиметрії навантаження, яка спричиняє перенавантаження окремих фаз, додаткові втрати, погіршення режимів роботи трансформаторів і чутливих електроприймачів;
- Оцінка наслідків несинусоїдності (вищих гармонік), яка виникає внаслідок роботи нелінійних споживачів і веде до перегріву обладнання, додаткових втрат та зниження електромагнітної сумісності в мережі.

Комплексний аналіз цих явищ дозволяє визначити технічно і економічно обґрунтовані заходи для покращення якості електроенергії та підвищення енергетичної ефективності підприємства.

3.2 Застосування пристроїв компенсації реактивної потужності

У системі електропостачання ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» наявні численні електроприймачі з індуктивним

навантаженням: асинхронні електродвигуни, зварювальне обладнання, трансформатори, вентилятори тощо. Такі споживачі створюють реактивну потужність індуктивного характеру, що призводить до зниження коефіцієнта потужності ($\cos \varphi$). Наслідки незкомпенсованої реактивної потужності є збільшення струмового навантаження на кабельних ліній та трансформаторів, підвищення втрат активної потужності у мережі, зменшення пропускної здатності обладнання та плата за реактивну потужність постачальникам електроенергії.

Для компенсації реактивної потужності на підприємстві передбачається встановлення автоматичних установок компенсації реактивної потужності (УКРП). Їх розміщення планується на секціях шин 0,4 кВ трансформаторних підстанцій ТП-1 і ТП-2.

Визначимо втрати активної електроенергії зумовлені перетоком реактивної потужності.

Розрахунок втрат електроенергії в лініях, кВт·год./рік:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot I_{\text{м}}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (3.1)$$

де $I_{\text{м}}$ - максимальний струм у лінії, А; R - активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом.

$$R = r_0 \cdot L, \quad (3.2)$$

де r_0 - питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км.

Необхідно пам'ятати, що для двох паралельно працюючих ліній активний опір зменшується вдвічі, отже, у два рази нижче будуть і втрати електроенергії;

τ - час максимальних втрат, год./рік. Його величина визначається по заданій кількості годин використання максимуму $T_{\text{м}}$ і характеризується наближеними значеннями.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4720.$$

Розрахунок проводимо в табличній формі.

Втрати енергії групи однакових паралельно включених трансформаторів можуть бути визначені по формулі, кВт·год./рік:

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (3.3)$$

де n - число трансформаторів у групі; ΔP_k і ΔP_{xx} номінальні (табличні) втрати відповідно короткого замикання і холостого ходу, кВт; T_p - час роботи трансформаторів, год/рік.

Таблиця 3.1 – Розрахунок втрат електроенергії в лініях з урахуванням перетоків реактивної потужності

| До компенсації реактивної потужності | | | | | | | | |
|---|-----------------------------|-------------|-------------|-----------|--------|-------------------|--------------------------|------------------------|
| Лінія | Марка кабелю | К-сть ліній | Довжина, км | I_M , А | R, Ом | τ , год./рік | R _{пит} , Ом/км | ΔE_L , кВт·год |
| С - ТП1 | 3х(АПвЭгаПу-15 1х50/35 мм2) | 2 | 1,7 | 27,295 | 1,0897 | 1574,88 | 0,641 | 7671,15 |
| ТП1 - ТП2 | 3х(АПвЭгаПу-15 1х35/16 мм2) | 2 | 0,122 | 8,8524 | 0,1059 | 1574,88 | 0,868 | 78,4139 |
| Разом | | | | | | | | 7749,56 |
| Після компенсації реактивної потужності | | | | | | | | |
| Лінія | Марка кабелю | К-сть ліній | Довжина, км | I_M , А | R, Ом | τ , год./рік | R _{пит} , Ом/км | ΔE_L , кВт·год |
| С - ТП1 | 3х(АПвЭгаПу-15 1х50/35 мм2) | 2 | 1,7 | 21 | 1,0897 | 1574,838 | 0,641 | 4540,8 |
| ТП1 - ТП2 | 3х(АПвЭгаПу-15 1х35/16 мм2) | 2 | 0,122 | 6,5 | 0,1059 | 1574,838 | 0,868 | 42,2759 |
| Разом | | | | | | | | 4583,08 |
| Різниця кВт*год | | | | | | | | 3166,48 |
| Різниця % | | | | | | | | 40,8601 |

Таблиця 3.2 – Розрахунок втрат в трансформаторах з урахуванням перетоків реактивної потужності

| До компенсації реактивної потужності | | | | | | | | | |
|---|-----------|----|------------------------|------------------------|--------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------------|
| № ТП | Sном, кВА | кТ | dP _{хх} , кВт | dP _{кз} , кВт | U _к , % | P _р , кВт | Q _р , кВАр | S _р , кВА | W _р , кВт*год |
| 1 | 400 | 2 | 0,95 | 5,9 | 4,5 | 420,6129 | 350,5972 | 547,5707 | 26943 |
| 2 | 250 | 2 | 0,74 | 4,2 | 4,5 | 306,2946 | 252,4267 | 396,9076 | 22826,03 |
| Всього | | | | | | | | | 49769,03 |
| Після компенсації реактивної потужності | | | | | | | | | |
| № ТП | Sном, кВА | кТ | dP _{хх} , кВт | dP _{кз} , кВт | U _к , % | P _р , кВт | Q _р , кВАр | S _р , кВА | W _р , кВт*год |
| 1 | 400 | 2 | 0,95 | 5,9 | 4,5 | 420,6129 | 0 | 420,6129 | 22720,87 |
| 2 | 250 | 2 | 0,74 | 4,2 | 4,5 | 306,2946 | 0 | 306,2946 | 18837,41 |
| Всього | | | | | | | | | 41558,28 |
| Різниця кВт*год | | | | | | | | | 8210,752 |
| Різниця % | | | | | | | | | 16,49771 |

На основі проведених розрахунків (табл. 3.1 та 3.2) встановлено, що впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності на трансформаторних підстанціях підприємства дає суттєвий позитивний ефект:

Втрати електроенергії в трансформаторних підстанціях зменшено з 49 769 кВт·год/рік до 41 558 кВт·год/рік, що становить економію 8 211 кВт·год/рік або 16,5%;

Втрати у кабельних лініях 10 кВ зменшено з 7 749 кВт·год/рік до 4 583 кВт·год/рік, що відповідає економії 3 166 кВт·год/рік або понад 40%.



Рисунок 3.1 – Діаграма розподілу втрат в лініях електропередач

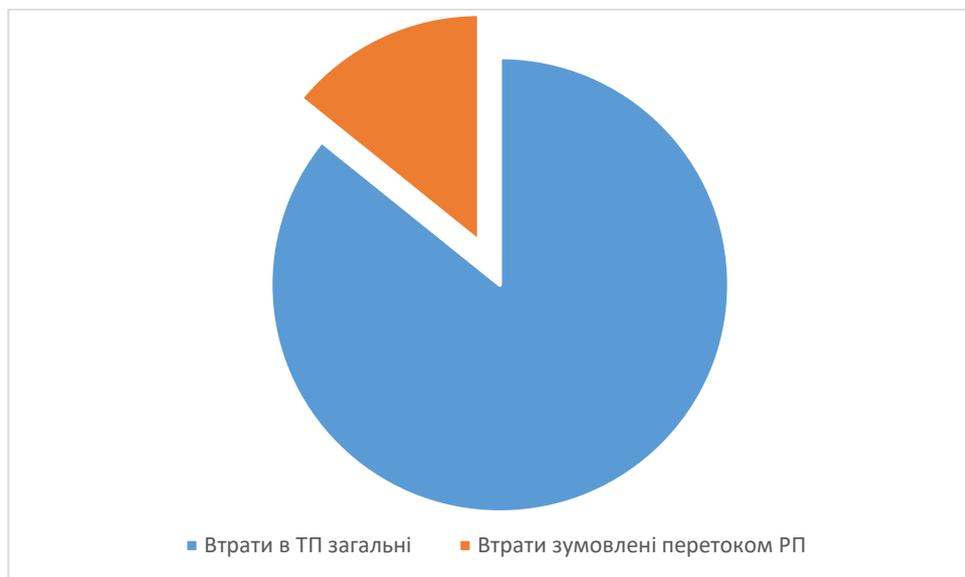


Рисунок 3.2 – Діаграма розподілу втрат в трансформаторах

3.2 Вплив несинусоїдності та несиметрії на електроприймачі та елементи СЕП

Додаткові втрати активної потужності при несиметрії напруг представляють у вигляді суми додаткових втрат холостого ходу X) і КЗ[12]

$$\Delta P_{T2U} = k_{2U}^2 \left(\Delta P_{нх} + \frac{\Delta P_{КЗ}}{u_{КЗ}^2} \right). \quad (3.4)$$

Додаткові втрати в трансформаторі, які зумовлені несинусоїдністю:

$$\Delta P_{T.нсн} \approx 3 \sum_{n=2}^{40} I_n^2 R_1 k_{(n)}, \quad (3.5)$$

де $k_{(5)} = 2,1$; $k_{(7)} = 2,5$; $k_{(11)} = 3,2$; $k_{(13)} = 3,7$.

Оскільки активний та реактивний опори трансформатора $R_{(n)} = 0,47\sqrt{n} \cdot R_1$, $X_{(n)} = 0,88 \cdot n \cdot X_1$, то втрати в трансформаторі, які зумовлені несинусоїдністю, можна визначити за формулою:

$$\Delta P_{T.нсн} = \frac{0,47 \cdot \Delta P_{кз}}{u_{кз}^2} \sum_{n=2}^{40} \left(\frac{k_{U(n)}}{k_{Z(n)}} \right)^2 \sqrt{n}, \quad (3.6)$$

де $k_{Z(n)} = Z_{(n)} / Z_1$, $Z_{(n)} = \sqrt{(0,47\sqrt{n}R_1)^2 + (0,88nX_1)^2}$.

З урахуванням втрат, що зумовлені вихровими струмами:

$$\Delta P_{T.нсн} = \frac{0,47 \cdot \Delta P_{кз}}{u_{кз}^2} \sum_{n=2}^{40} \left(\frac{k_{U(n)}}{k_{Z(n)}} \right)^2 (1 + 0,05n^2) \sqrt{n}, \quad (3.7)$$

Розрахуємо додаткові втрати від несиметрії та несинусоїдності в трансформаторах в ЦТП1 та ЦТП2 (рис. 3.3).

| | |
|-------------------------|--------------------------------|
| $S_{\text{тв}} := 250$ | Потужність трансформатора |
| $R_1 := 9.4$ | Активний опір трансформатора |
| $X_1 := 27.2$ | Реактивний опір трансформатора |
| $P_{\text{kz}} := 3.7$ | Втрати короткого замикання |
| $P_{\text{xx}} := 0.74$ | Втрати холостого ходу |
| $u_{\text{kz}} := 4.5$ | Нарпуга короткого замикання |

Отже, втрати зумовлені несиметрією напруги становлять:

$$k_{2U} := 2 \%$$

$$\Delta P_{\text{несим}} := \left(\frac{k_{2U}}{100} \right)^2 \cdot \left[P_{\text{xx}} + \frac{P_{\text{kz}}}{(0.01 \cdot u_{\text{kz}})^2} \right] = 0.731 \text{ кВт}$$

Додаткові втрати активної за несинусоїдності:

$$k_5 := 2.1 \quad k_7 := 2.5 \quad k_{11} := 3.2 \quad k_{13} := 3.7$$

Розраховуємо k_Z для кожної гармоніки:

$$Z_1 := \sqrt{R_1^2 + X_1^2}$$

$$k_{Z5} := \frac{\sqrt{(0.47 \cdot \sqrt{5} \cdot R_1)^2 + (0.88 \cdot 5 \cdot X_1)^2}}{Z_1}$$

$$k_{Z11} := \frac{\sqrt{(0.47 \cdot \sqrt{11} \cdot R_1)^2 + (0.88 \cdot 11 \cdot X_1)^2}}{Z_1}$$

$$k_{Z7} := \frac{\sqrt{(0.47 \cdot \sqrt{7} \cdot R_1)^2 + (0.88 \cdot 7 \cdot X_1)^2}}{Z_1}$$

$$k_{Z13} := \frac{\sqrt{(0.47 \cdot \sqrt{13} \cdot R_1)^2 + (0.88 \cdot 13 \cdot X_1)^2}}{Z_1}$$

Розраховуємо втрати:

$$\Delta P_{\text{несин}} := \frac{0.47 \cdot P_{\text{kz}}}{u_{\text{kz}}^2} \cdot \left[\left(\frac{k_5}{k_{Z5}} \right)^2 \cdot (1 + 0.05 \cdot 5^2) \cdot \sqrt{5} + \left(\frac{k_7}{k_{Z7}} \right)^2 \cdot (1 + 0.05 \cdot 7^2) \cdot \sqrt{7} \dots \right. \\ \left. + \left(\frac{k_{11}}{k_{Z11}} \right)^2 \cdot (1 + 0.05 \cdot 13^2) \cdot \sqrt{13} + \left(\frac{k_{13}}{k_{Z13}} \right)^2 \cdot (1 + 0.05 \cdot 13^2) \cdot \sqrt{13} \right] = 0.952 \text{ кВт}$$

Рисунок 3.3 – Розрахунок додаткових втрат електроенергії в трансформаторах зумовлені несиметрією та несинусоїдністю

| | |
|------------------------|--------------------------------|
| $S_{\text{тв}} := 400$ | Потужність трансформатора |
| $R_1 := 5.5$ | Активний опір трансформатора |
| $X_1 := 17$ | Реактивний опір трансформатора |
| $P_{\text{kz}} := 5.5$ | Втрати короткого замикання |
| $P_{\text{хх}} := 0.8$ | Втрати холостого ходу |
| $u_{\text{kz}} := 4.5$ | Нарпуга короткого замикання |

Отже, втрати зумовлені несиметрією напруги становлять:

$$k_{2U} := 2 \%$$

$$\Delta P_{\text{несим}} := \left(\frac{k_{2U}}{100} \right)^2 \cdot \left[P_{\text{хх}} + \frac{P_{\text{kz}}}{(0.01 \cdot u_{\text{kz}})^2} \right] = 1.087 \text{ кВт}$$

Додаткові втрати активної за несинусоїдності:

$$k_5 := 2.1 \quad k_7 := 2.5 \quad k_{11} := 3.2 \quad k_{13} := 3.7$$

Розрахуємо k_Z для кожної гармоніки:

$$Z_1 := \sqrt{R_1^2 + X_1^2}$$

$$k_{Z5} := \frac{\sqrt{(0.47 \cdot \sqrt{5} \cdot R_1)^2 + (0.88 \cdot 5 \cdot X_1)^2}}{Z_1}$$

$$k_{Z11} := \frac{\sqrt{(0.47 \cdot \sqrt{11} \cdot R_1)^2 + (0.88 \cdot 11 \cdot X_1)^2}}{Z_1}$$

$$k_{Z7} := \frac{\sqrt{(0.47 \cdot \sqrt{7} \cdot R_1)^2 + (0.88 \cdot 7 \cdot X_1)^2}}{Z_1}$$

$$k_{Z13} := \frac{\sqrt{(0.47 \cdot \sqrt{13} \cdot R_1)^2 + (0.88 \cdot 13 \cdot X_1)^2}}{Z_1}$$

Розрахуємо втрати зумовлені несинусоїдністю:

$$\Delta P_{\text{гарм}} := \frac{0.47 \cdot P_{\text{kz}}}{u_{\text{kz}}^2} \cdot \left[\left(\frac{k_5}{k_{Z5}} \right)^2 \cdot (1 + 0.05 \cdot 5^2) \cdot \sqrt{5} + \left(\frac{k_7}{k_{Z7}} \right)^2 \cdot (1 + 0.05 \cdot 7^2) \cdot \sqrt{7} \dots \right. \\ \left. + \left(\frac{k_{11}}{k_{Z11}} \right)^2 \cdot (1 + 0.05 \cdot 13^2) \cdot \sqrt{13} + \left(\frac{k_{13}}{k_{Z13}} \right)^2 \cdot (1 + 0.05 \cdot 13^2) \cdot \sqrt{13} \right] = 1.397 \text{ кВт}$$

Рисунок 3.4 – Розрахунок додаткових втрат електроенергії в трансформаторах зумовлені несиметрією та несинусоїдністю

Загальні річні втрати в трансформаторах зумовлені несинусоїдністю 16 тис. кВт*год/рік.

3.3 Застосування силового активного фільтра на підприємстві

Для зменшення впливу несиметрії і несинусоїдності пропонується в цехах які найбільше спотворюють електроенергію встановити силові активні фільтра гармонік.

Активний фільтр гармонік (АФГ) — це силовий пристрій, призначений для динамічної компенсації спотворень струму, спричинених несиметрією навантаження, вищими гармоніками та реактивною потужністю.

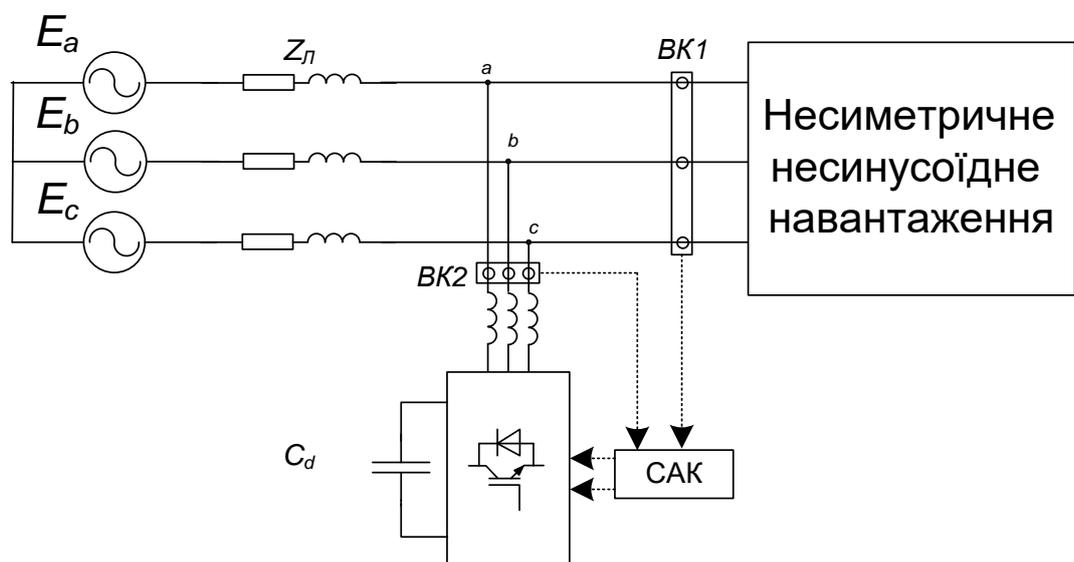


Рисунок 3.5 – Структурна схема САФ [13]

На рисунку 3.6-3.8 показано приклад роботи силового активного фільтра. Осцилограми несиметричного несинусоїдного навантаження показані на рис. 3.6. На рис.3.7 струми мережі при роботі САФ та струми активного фільтра – рис. 3.8. З рис. 3.7 видно, що силовий активний фільтр компенсував несиметрію та несинусоїдність.

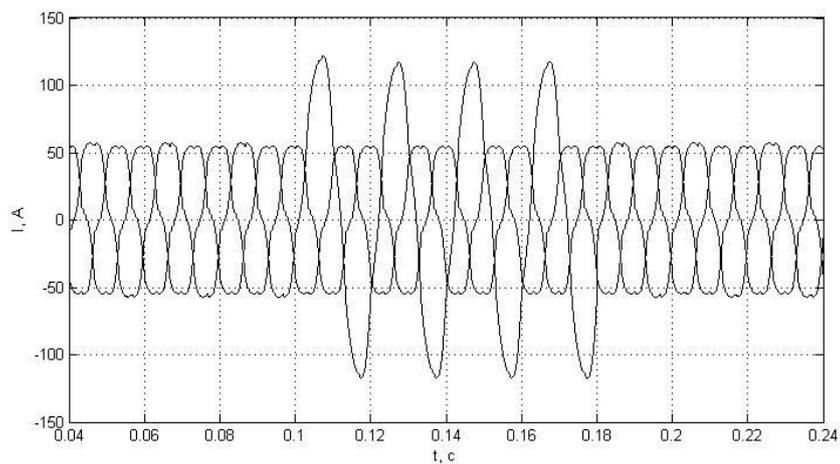


Рисунок 3.6 – Струми несиметричного несинусоїдного навантаження

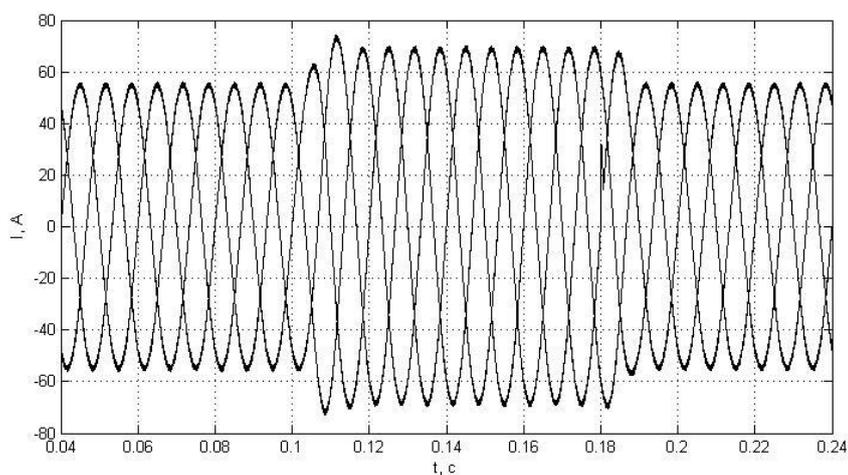


Рисунок 3.7 – Струми мережі за несиметричного несинусоїдного навантаження

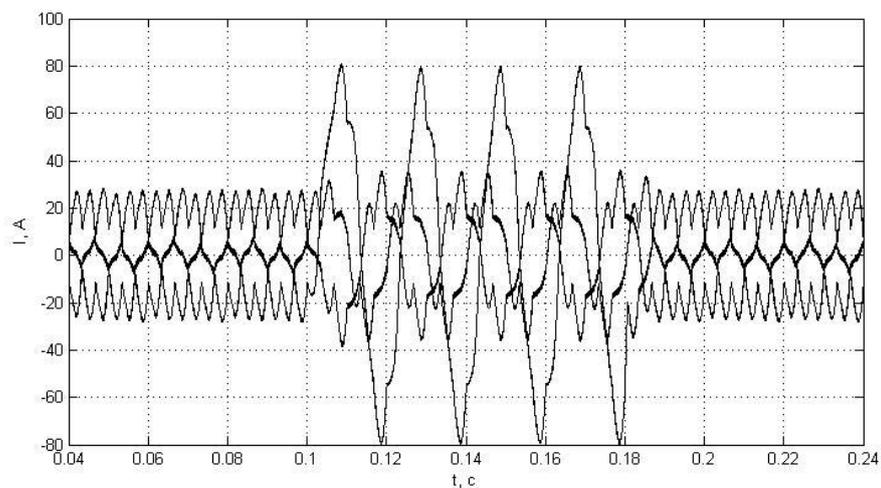


Рисунок 3.8 – Струми СТАТКОМ за несиметричного несинусоїдного навантаження

Структура активного фільтра включає наступні функціональні блоки:

1. Блок вимірювання та аналізу мережевих параметрів

Складається з датчиків струму та напруги, які знімають сигнали з мережі в реальному часі. Передає інформацію до контролера для подальшої обробки. Він визначає миттєві значення струму та напруги, гармонічний склад струму (спектральний аналіз), коефіцієнт потужності, рівень THD, несиметрію фаз.

2. Центральний контролер (система керування)

Це мікропроцесорний або DSP-контролер, який реалізує алгоритми компенсації. Його функцією є визначення струму спотворення (вищі гармоніки, реактивна та асиметрична складова), формування компенсаційного сигналу та генерація керуючих імпульсів для силового модуля.

3. Інвертор (силовий модуль)

Основа фільтра, яка генерує компенсаційний струм. Зазвичай побудований на базі IGBT-транзисторів або інших високочастотних силових напівпровідників. Інвертор працює з ШІМ (широкоімпульсною модуляцією), забезпечуючи високу точність і швидкість компенсації. Підключається паралельно до мережі через реактор (дросьель), який обмежує високочастотні коливання.

Принцип дії активного фільтра гармонік (АФГ) полягає в тому, що пристрій у реальному часі вимірює струм навантаження, аналізує його спектральний склад та виділяє небажані складові — гармоніки, реактивну потужність і несиметрію. Потім за допомогою інвертора АФГ формує компенсаційний струм, рівний за амплітудою та протилежний за фазою до спотвореної складової, і подає його в мережу. В результаті сумарний струм, який споживається з джерела, стає максимально наближеним до ідеального — синусоїдального, симетричного та з високим коефіцієнтом потужності. Це забезпечує зниження втрат, покращення якості енергії та надійність роботи електрообладнання.

У висновках до розділу можна зазначити, що АФГ є високотехнологічним пристроєм, здатним в режимі реального часу компенсувати як гармоніки, так і

несиметрію, що робить його ідеальним рішенням для сучасних промислових підприємств на кшталт МПМЗ.

Для прикладу пропонується застосувати Sinexcel АНФ 150А 100 кВА вартість даного пристрою становить 520 тис. грн. з ПДВ[14].



Рисунок 3.9 – Силовий активний фільтр Sinexcel АНФ 150А

Таблиця 3.3 – Параметри САФ Sinexcel АНФ 100А

| Параметр | Значення |
|--------------------------|---------------------------|
| Номинальна напруга | 3×400 В |
| Частота | 50 Гц |
| Діапазон компенсації THD | до 30% |
| Час реакції | <1 мс |
| Потужність компенсації | 100 кВА (типово) |
| Ступінь гармонік | до 50-ї включно |
| Тип підключення | Паралельне до шини 0,4 кВ |

3.4 Техніко-економічна оцінка доцільності впровадження активного фільтра

За результатами розрахунків, втрати електроенергії, зумовлені несиметрією та несинусоїдністю в системі електропостачання МПМЗ, становлять 16 000 кВт·год на рік. За чинним тарифом на електроенергію 8 грн/кВт·год, це еквівалентно 128 000 грн щорічних втрат.

Вартість придбання активного фільтра гармонік потужністю близько 100 кВА становить орієнтовно 520 000 грн.

$$\text{Термін окупності} = \frac{1\,040\,000}{128\,000} = 8,13 \text{ року}$$

Таким чином, термін окупності проєкту впровадження активних фільтрів становить приблизно 8 роки, що є економічно обґрунтованим для енергетичного обладнання з високим ресурсом служби (10–15 років).

Слід зазначити, що в наведених розрахунках враховано лише прямі втрати електроенергії у трансформаторах, без урахування:

- зниження втрат у кабельних лініях;
- покращення роботи автоматизованих систем;
- зменшення аварійності та перегрівів обладнання.

Окрім того, покращення якості електроенергії (зниження рівня гармонік та фазової несиметрії) сприятиме збільшенню терміну служби елементів СЕП та електроприймачів, однак цей ефект важко точно оцінити в грошовому еквіваленті. Проте він є важливою складовою загальної енергетичної надійності підприємства.

РОЗДІЛ 4

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

4.1 Визначення капітальних вкладень

Загальний розмір капіталовкладень у схему електропостачання підприємства може бути розрахований по наступним формулах:

а) для електричних ліній, грн.:

$$K_{л} = (K_{пит} \cdot k_{л} + K_{прок}) \cdot L, \quad (4.1)$$

де $K_{пит}$ – питома вартість на 1км лінії, грн./км; $K_{прок}$ – питома вартість прокладки, грн./км; $k_{л}$ – кількість ліній; L – довжина лінії електропередачі, км.

$$K_{л1} = (K_{пит} \cdot k_{л} + K_{прок}) \cdot L = (871,5 \cdot 2 + 27,3) \cdot 1,7 = 3,009 \text{ (тис.грн)} \quad (4.2)$$

Для інших ліній розрахунки робляться аналогічно, результати розрахунків заносимо в таблицю 4.1;

Таблиця 4.1 – Розрахунок капіталовкладень для електричних ліній

| Назва лінії | Марка кабелю | Кіл-ть | Довжина, км | $K_{пит}$, тис.грн | $K_{прок}$, тис.грн | $K_{л}$, тис.грн |
|-----------------|-------------------------|--------|-------------|---------------------|----------------------|-------------------|
| ПС 110/10 - ТП1 | 3х(АПвЭгаПу-15) 1х50/35 | 2 | 1,7 | 871,5 | 27,3 | 3009,51 |
| ТП1 - ТП2 | 3х(АПвЭгаПу-15) 1х35/16 | 2 | 0,15 | 622,5 | 27,3 | 190,845 |
| Всього | | | | | | 3200,36 |

б) для електричних підстанцій, тис. грн.:

$$K_{пс} = \sum_{i=1}^l n_i \cdot K_{оді} + K_{пост}, \quad (4.3)$$

де $K_{оді}$ - вартість однієї трансформаторної підстанції (ТП) із трансформаторами визначеного діапазону потужності; n - кількість ТП даного

виду, шт.; l - число різновидів ТП у схемі електропостачання; $K_{\text{пост}}$ - постійні витрати, що мало залежать від потужності підстанції і зв'язані з устроєм території, з створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла і т.д.

Визначимо капіталовкладення для ТП1, тис.грн.:

$$K_{\text{пс1}} = 226 \cdot 2 + 276 = 728 \text{ (тис.грн.)} \quad (4.4)$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок капіталовкладень для цехових ТП

| № | Тип тр-ра | Кількість т-рів | Код, тис.грн | $K_{\text{пост}}$, тис.грн | $K_{\text{пс}}$, тис.грн |
|--------|-----------|-----------------|--------------|-----------------------------|---------------------------|
| КТП-1 | ТМ-400 | 2 | 452 | 276 | 728 |
| КТП-2 | ТМ-250 | 2 | 350 | 250,5 | 600,5 |
| Всього | | | | | 1328,5 |

При плануванні розвитку існуючих мереж нерідко виконується реконструкція і модернізація: змінюються траси, напруги окремих ланцюгів, замінюється провід, опори і т.д. На підстанціях демонтуються старі і монтуються нові трансформатори, виконується заміна силового устаткування, приладів і вимикачів. Найчастіше потрібне перекомпонування підстанції, переробка будівельної частини, фундаментів для устаткування.

У цих випадках необхідно складати об'єктні кошториси, для чого використовують дані споріднених проектів, довідкові і нормативні матеріали.

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно однолінійної схеми, кількість вимикачів 10 кВ – 5 шт. Вартість вимикача 10 кВ можна прийняти рівною (50) тис. грн.

Сумарна вартість вимикачів: $K_{\text{В}} = 5 \cdot 50 = 250$ тис. грн.

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 250 + 1578 + 3200 = 4778,8 \text{ тис.грн.}$$

4.2 Розрахунок поточних витрат

4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі

Чисельність робітників, яка необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоустановування та мереж, визначається виходячи з трудомісткості виконуваних робіт. При цьому рекомендується скористатися нормативами системи планово-попереджувальних робіт промислових електричних мереж.

Трудомісткість технічного обслуговування не залежить від змінності роботи споживачів, тому планується в розмірі 10% від трудомісткості поточного ремонту всіх прокладених електромереж, а для мереж заземлення та заземлювальних пристроїв, поточний ремонт для яких не планується, у розмірі 3% від вказаної в таблиці трудомісткості капітального ремонту.

Планова трудомісткість, відповідно, визначається як, люд.-год./рік:

$$T = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot h, \quad (4.3)$$

де Π – кількість ремонтів даного виду за рік, на одиницю обладнання;

$t_{\text{норм}}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. (табл.2.12 [21]);

h – кількість обладнання певного діапазону потужності, що належить до цього виду ремонтних робіт.

Для схеми, представленої на рис.1 трудомісткість ремонту вимикачів 10кВ, люд.-год./рік:

$$T = 1 \cdot 16 \cdot 5 = 80.$$

Проводимо розрахунки трудомісткості ремонту іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 2.1.

Слід зазначити, що норми тривалості міжремонтних періодів і пов'язана з ними розрахункова кількість ремонтів за рік, розроблені для енергоустаткування, яке працює в двох змінах, тобто при $K_{зм}=2$. При іншій змінності вводиться поправочний коефіцієнт β_p , який знаходимо за табл. 2.15 [21].

Планова трудомісткість технічного обслуговування кожної групи енергетичного устаткування і мереж складає, люд.-год./рік:

$$T_{то} = 12 \cdot t_{пр} \cdot K_{ср} \cdot K_{зм} \cdot h, \quad (4.4)$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{пр}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год. (табл. 2.13 [21]);

$K_{ср}$ – коефіцієнт складності ремонту, який показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування одиниці енергетичного обладнання і мереж на кожен місяць планованого року, 1/міс, $K_{ср} = 0,1$.

h – кількість обладнання в групі.

Проводимо розрахунки трудомісткості технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 2.2.

Таблиця 4.3 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

| Обладнання | К-ть | Поточний ремонт | | | Огляд | | |
|---|------|---------------------------------|-------------------------------|------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| | | К-сть на одиницю облад. рем/рік | Норма трудомісткості люд.год. | Заг. трудомісткість люд.год. | К-сть на одиницю облад. огл/рік | Норма трудомісткості люд.год. | Заг. трудомісткість люд.год. |
| Вимикач 10кВ | 5,00 | 1,00 | 16,00 | 80,00 | 12,00 | 1,00 | 60,00 |
| ТМ-400 | 2,00 | 0,33 | 90,00 | 59,40 | 12,00 | 7,00 | 168,00 |
| ТМ-250 | 2,00 | 0,33 | 160,00 | 105,60 | 12,00 | 12,00 | 288,00 |
| Кабельна лінія 35 мм ² , км | 1,70 | 1,00 | 30,00 | 51,00 | 1,00 | 10,50 | 17,85 |
| Кабельна лінія 50 мм ² , км | 0,15 | 1,00 | 46,00 | 46,00 | 1,00 | 11,50 | 1,73 |
| | | | | | | | |
| Разом | | | | 342,00 | | | 535,58 |

Таблиця 4.4 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

| Обладнання | К-ть | Технічне обслуговування | | | | Загальна трудомісткість обслуговування люд.год. |
|--|------|-------------------------|------------------|--------------|--------------------------------|---|
| | | Змінність роботи | Коеф. складності | К-ть місяців | Загал. трудомісткість люд.год. | |
| Вимикач 10кВ | 5 | 3 | 0,1 | 12 | 288 | 348,00 |
| ТМ-400 | 2 | 3 | 0,1 | 12 | 648 | 816 |
| ТМ-250 | 2 | 3 | 0,1 | 12 | 1152 | 1440 |
| Кабельна лінія 35 мм ² , км | 0,15 | 3 | 0,1 | 12 | 16,2 | 34,05 |
| Кабельна лінія 50 мм ² , км | 1,7 | 3 | 0,1 | 12 | 281,52 | 283,25 |
| Разом | | | | | 2385,72 | 2921,295 |

Якщо ремонтний персонал виконує лише поточні ремонти, то його чисельність

$$H_{np} = \frac{T_{np}}{\Phi_d \cdot K_{в.н}}, \quad (4.5)$$

експлуатаційні робітники, чол.:

$$H_{обс} = \frac{T_{обс}}{\Phi_{обс} \cdot K_{в.н}}, \quad (4.6)$$

де T_{np} – річна планова трудомісткість поточного ремонту, люд·год;

Φ_d – дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робітника за рік; приймається рівним 1850-1900 год;

$K_{в.н}$ – плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників. При розрахунках приймаємо для ремонтного персоналу $K_{в.н} = 1,10$, а для експлуатаційного - $K_{в.н} = 1,05$;

$T_{обс}$ – річна планова трудомісткість технічного обслуговування з урахуванням витрат праці на огляди, люд·год.

Знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$H_{обс} = \frac{2921}{1900 \cdot 1,05} = 1,46,$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$H_{np} = \frac{342}{1900 \cdot 1,1} = 0,17.$$

Приймаємо $H_{np} = 2$ чол., $H_{обс} = 2$ чол.

4.2.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Для розрахунку оплати праці експлуатаційних робітників рекомендується використовувати погодинно-преміальну систему, а для ремонтного персоналу – відрядно-преміальну. Преміювання експлуатаційних робітників здійснюється за безаварійну і надійну роботу енергообладнання та мереж, економію

енергоресурсів, компенсацію реактивної потужності. Ремонтний персонал преміюється за високоякісне і своєчасне виконання ремонтних робіт.

Величина премії (відповідно до категорій енергоперсоналу) може бути прийнята в розмірі 20 і 25%.

Фонд прямої заробітної плати:

а) для робітників, зайнятих на роботах по експлуатації й обслуговуванню енергообладнання і мереж, розраховується за формулою, грн./рік:

$$\Phi_e = N_{\text{обс}} \cdot \beta_n \cdot t_{\text{ге}} \cdot \Phi_d. \quad (4.7)$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{\text{ге}} = ((K3 + K4) / 2) \cdot C_I, \quad (4.8)$$

де K3, K4 – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, (табл. 1.1) [21];

C_I – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду, визначається за формулою:

$$C_I = \frac{Z_{\text{min}} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H}, \quad (4.9)$$

де Z_{min} – мінімальний розмір заробітної плати;

$k_{r,i}$ – тарифний коефіцієнт робітника i-го розряду;

Φ_H – номінальний місячний фонд робочого часу ($\Phi_H = 22 \cdot 8 = 176$ год).

$$C_I = 8000 \cdot 1 / 176 = 45,45 \text{ грн./год.}$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{\text{ге}} = ((1,18 + 1,27) / 2) \cdot 45,45 = 55,68 \text{ грн./год.};$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 2 \cdot 0,9 \cdot 55,68 \cdot 1900 = 233278 \text{ грн./рік};$$

б) для робітників, які виконують поточний ремонт енергоустаткування, фонд прямої заробітної плати розраховується за формулою, грн./рік:

$$\Phi_p = T_{\text{пр}} \cdot t_{\text{гр}}, \quad (4.10)$$

$$t_{\text{гр}} = (K_4 + K_5) / 2 \cdot C_1, \quad (4.11)$$

де K_4 , K_5 – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, (табл. 1.1) [21].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

$$t_{\text{гр}} = ((1,27 + 1,36) / 2) \cdot 45,45 = 59,77 \text{ грн./год};$$

$$\Phi_p = 342 \cdot 59,77 = 20442 \text{ грн./рік}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$\Phi_o = \Phi(1 + 0,05 + 0,01 + \alpha), \quad (4.12)$$

де Φ – тарифний фонд Φ_e експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати Φ_p ремонтного персоналу, грн./рік;

0,01 – частка доплат за роботу у святкові дні;

0,05 – частка доплат за роботу в нічний час;

α – частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{oe} = 233278 \cdot (1 + 0,05 + 0,01 + 0,2) = 293932 \text{ грн./рік},$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 20442 \cdot (1 + 0,05 + 0,01 + 0,25) = 26779 \text{ грн./рік}.$$

Величина додаткової заробітної плати визначається в розмірі 15% від фонду основної заробітної плати. Тому сумарна величина фонду з врахуванням додаткової заробітної плати складе, грн./рік:

$$\Phi_{\text{од}} = \Phi_{\text{о}} \cdot 1,15;$$

$$\Phi_{\text{осд}} = 293932 \cdot 1,15 = 338021 \text{ грн./рік};$$

$$\Phi_{\text{орд}} = 26779 \cdot 1,15 = 30796 \text{ грн./рік.}$$

З метою утворення фонду соціального страхування здійснюються нарахування на заробітну плату. З цього фонду кошти витрачаються на виплату по тимчасовій втраті працездатності, оплату відпусток по вагітності, санаторно-курортні лікування й організацію відпочинку працівників, оздоровчі заходи для дітей працівників та інше.

Крім того, на заробітну плату здійснюються нарахування в пенсійний фонд та фонд зайнятості. Отже, витрати по заробітній платі ($C_{\text{зп}}$) розраховуються так, грн./рік:

$$C_{\text{зп}} = \Phi_{\text{об}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{з}} + \beta_{\text{с}}}{100}\right), \quad (4.13)$$

де $\beta_{\text{п}}$ – нарахування в пенсійний фонд, $\beta_{\text{п}} = 32\%$;

Відповідно розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{\text{зп}} = 338021 \cdot \left(1 + \frac{32 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 456329 \text{ грн./рік};$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{\text{зпр}} = 30796 \cdot \left(1 + \frac{32 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 41574 \text{ грн./рік.}$$

4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Розрахунок необхідної на рік кількості основних матеріалів для усіх видів ремонтів і технічного енергетичного обслуговування устаткування та мереж розробляється на основі трудомісткості і існуючих норм витрат матеріалів (табл. 2.19) [21]. Якщо на окремі види матеріалів норми відсутні, підприємство розробляє їх самостійно і затверджує.

Розрахунок трудомісткості спрощується при виконанні його в табличній формі. Оскільки вартість конкретного виду матеріалу можна визначити як добуток норми його витрат на ціну, то доцільно по кожному виду устаткування і мереж визначити підсумкову вартість усіх матеріалів, а потім її помножити на трудомісткість поточного ремонту чи технологічного обслуговування.

Необхідні дані для розрахунку беремо з табл. 2.19 та 2.20 [21], результати розрахунків заносимо до таблиці 4.6.

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_m = 0,01 \times \left(\sum_{i=1}^n C_{0i} \cdot T_i + L \cdot C_{л0} \right) \quad (4.14)$$

де C_{0i} – питома вартість витратних матеріалів на обслуговування i -го виду трансформаторів,

T_i – трудомісткість обслуговування i -го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

$C_{л0}$ – питома вартість матеріалів на обслуговування кабелів.

Таблиця 4.5 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

| Матеріал | Ціна матеріалу, | Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування | | Вартість матеріалу, грн. | |
|-------------------------------|-----------------|---|--------|--------------------------|----------|
| | грн. | | | | |
| Силові трансформатори | | 250 | 400,00 | 400,00 | |
| Сталь сортова, кг | 21,97 | 5,00 | 5,00 | 109,87 | 109,87 |
| Провід установлюваний, м | 9,12 | 1,00 | 1,00 | 9,12 | 9,12 |
| Мідь-алюміній (гола), кг | 204,60 | 36,00 | 36,00 | 7365,60 | 7365,60 |
| Картон електроізоляційний, кг | 98,65 | 1,20 | 1,20 | 118,38 | 118,38 |
| Лакотканина (ширина 700мм), м | 273,59 | 0,15 | 0,15 | 41,04 | 41,04 |
| Кабельний папір, кг | 80,67 | 0,50 | 0,50 | 40,33 | 40,33 |
| Стрічка кіперна, кг | 986,48 | 2,50 | 2,50 | 2466,20 | 2466,20 |
| Стрічка тафтяна, кг | 732,86 | 12,00 | 12,00 | 8794,37 | 8794,37 |
| Стрічка азбестова, м | 21,60 | 0,04 | 0,04 | 0,86 | 0,86 |
| Лаки ізоляційні, кг | 118,01 | 0,80 | 0,80 | 94,41 | 94,41 |
| Емалі ґрунтові, кг | 129,45 | 2,00 | 2,00 | 258,90 | 258,90 |
| Масло трансформаторне, кг | 40,00 | 0,30 | 0,30 | 12,00 | 12,00 |
| Бензин, кг | 20,29 | 0,60 | 0,60 | 12,18 | 12,18 |
| Розчинники кг | 57,19 | 0,70 | 0,70 | 40,03 | 40,03 |
| Маслостійка гума, кг | 146,70 | 0,30 | 0,30 | 44,01 | 44,01 |
| Гума профільна, кг | 146,70 | 0,12 | 0,12 | 17,60 | 17,60 |
| Припій олов'яно-свинцевий, кг | 1396,56 | 0,02 | 0,02 | 27,93 | 27,93 |
| Припій мідно-фосфорний, кг | 259,60 | 0,02 | 0,02 | 5,19 | 5,19 |
| Електроди, кг | 48,22 | 0,10 | 0,10 | 4,82 | 4,82 |
| Засоби кріплення, кг | 61,42 | 1,50 | 1,50 | 92,14 | 92,14 |
| Дріт кручений, | 8,01 | 0,12 | 0,12 | 0,96 | 0,96 |
| Матеріали обтиску, кг | 79,99 | 0,30 | 0,30 | 24,00 | 24,00 |
| Разом: | | | | 19579,93 | 19579,93 |
| Кабельні лінії | | | | | |
| Сталь сортова, кг | 21,9736 | 2 | | 43,9472 | |
| Електроди, кг | 48,2592 | 0,1 | | 4,82592 | |
| Разом: | | | | 48,77312 | |

Отже, вартість матеріалів, потрібних на ремонт:

$$C_{\text{мпр}} = 0,01 \cdot (19579 \cdot 59,4 + 19579 \cdot 105,6 + 48,77 \cdot 97) = 1766,55 \text{ грн/рік};$$

і вартість матеріалів, потрібних на технічне обслуговування:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \cdot (816 \cdot 19579 + 1440 \cdot 19579 + 48,77 \cdot 317) = 18832,51 \text{ грн/рік}.$$

Таблиця 4.6 – Планування вартості матеріалів, що витрачаються

| Назва обладнання | Вартість витрат матеріалів на 100 норм.год | Ремонт | | Обслуговування | |
|----------------------------|--|----------------------------------|---------------------------------|--|---------------------------------|
| | | Загальна трудомісткість ремонтів | Вартість витрат матеріалів грн. | Загальна трудомісткість обслуговування | Вартість витрат матеріалів грн. |
| ТМ-400 | 19579,93 | 59,40 | 1163047,902 | 816 | 15977223,7 |
| ТМ-250 | 19579,93 | 105,60 | 2067640,714 | 1440 | 28195100,65 |
| Кабелі | 48,77312 | 97,00 | 4730,99264 | 317,295 | 15475,46711 |
| Всього витрат на матеріали | | | 176655,8 | | 1883251,3 |

Отже, можна розрахувати:

витрати на обслуговування електроустановок і мереж, тис. грн/рік:

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зпе}} + C_{\text{мто}}, \quad (4.15)$$

$$C_{\text{обс}} = 456328 + 18832 = 475161 \text{ грн/рік};$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

$$C_{\text{пр}} = C_{\text{зпр}} + C_{\text{мпр}}, \quad (4.16)$$

$$C_{\text{пр}} = 41574 + 1766 = 43341 \text{ грн/рік}.$$

4.2.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K, \quad (4.17)$$

де a – норма амортизації, %

K – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 4778000 = 286731 \text{ грн/рік.}$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат виділяються інші витрати. Вони включають витрати на допоміжні матеріали, послуги виробничим підрозділам підприємства, частину загальнозаводських витрат. Їх можна приймати в розмірі 20 - 30% від суми витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизацію, тис. грн/рік:

$$C_{ip} = \beta_{ip}(C_{обс} + C_{пр} + C_a); \quad (4.17)$$

де β_{ip} – коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

$$C_{ip} = 0,25 \cdot (475161 + 43341 + 286731) = 201308 \text{ грн/рік.}$$

Після визначення всіх елементів витрат підприємства, необхідних для передавання і розподілення електроенергії, зведемо їх в таблицю 4.7.

Таблиця 4.7 – Кошторис річних поточних витрат

| Стаття витрат | Величина витрат, грн. | Структура, % до підсумку |
|------------------------------------|-----------------------|--------------------------|
| Витрати по експлуатації обладнання | 475161,1844 | 47,20726341 |
| Витрати на поточний ремонт | 43341,54122 | 4,305982096 |
| Витрати на амортизацію | 286731,3 | 28,4867545 |
| Інші витрати | 201308,5064 | 20 |
| Разом | 1006542,532 | 100 |

4.3 Розрахунок собівартості електроенергії

4.3.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію

Розрахунок обсягу споживання визначається, виходячи з розрахункової потужності, яка визначається як добуток установленої (номінальної) потужності усіх електроприймачів, коефіцієнта попиту і кількості годин використання максимуму навантаження, тис. кВт·год./рік:

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_{п} \cdot P_{ном} \cdot T_{mi}, \quad (4.18)$$

де P_p – розрахункова потужність і-го цеху, кВт;

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для першого цеху:

$$E_{a1} = 420 \cdot 2500 = 1050436 \text{ кВт·год./рік.}$$

Аналогічно визначаємо річні витрати активної електроенергії для інших цехів. Результати розрахунків заносимо в таблицю 3.1.

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Таблиця 4.8 – Річні витрати активної електроенергії по цехах

| Назва цеху | К-сть змін | S_p , кВА | T_m , год. | $\cos \varphi$ | P_p , кВт | E_a , кВт·год./рік |
|------------|------------|-------------|--------------|----------------|-------------|----------------------|
| ЦТП1 | 1 | 547 | 2500 | 0,768143627 | 420,1745639 | 1050436,41 |
| ЦТП2 | 1 | 396 | 2500 | 0,771702614 | 305,594235 | 763985,5874 |
| Всього | | | | | | 1814421,997 |

Для визначення повної потреби підприємства в електроенергії необхідно до отриманого результату додати втрати електроенергії в лініях і трансформаторах.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

$$\Delta E_{л} = 3 \cdot n \cdot I_m^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (4.19)$$

де I_M – максимальний струм у лінії, А;

$$R = r_0 \cdot L ,$$

де r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км (див. табл. 2.25 [21]),

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження T_M :

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{2750}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1394 \text{ год.}$$

Для лінії ПС 110/10 –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ГПП до ТП1.:

$$R = 0,769 \cdot 1,7 = 1,3 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_n = 3 \cdot 1 \cdot 27^2 \cdot 1,3 \cdot 1225 \cdot 10^{-3} = 7161 \text{ кВт}\cdot\text{год./рік.}$$

Аналогічно виконуємо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Втрати електроенергії в лініях

| Лінія | Марка кабелю | К-сть ліній | Довжина, км | I_M , А | R, Ом | τ , год./рік | Rпит, Ом/км | ΔE_n , кВт·год. |
|-----------------|-------------------------|-------------|-------------|-----------|--------|-------------------|-------------|-------------------------|
| ПС 110/10 - ТП1 | 3х(АПвЭгаПу-15) 1х50/35 | 2 | 1,7 | 27,29 | 1,3073 | 1225,31 | 0,769 | 7161,47 |
| ТП1 - ТП2 | 3х(АПвЭгаПу-15) 1х35/16 | 2 | 0,15 | 22,942 | 0,165 | 1225,31 | 1,1 | 638,51 |
| Разом | | | | | | | | 7799,98 |

Втрати електроенергії в трансформаторах визначають за формулою, тис. кВт·год./рік:

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.20)$$

де n - кількість трансформаторів;

$\Delta P_{кз}$ і ΔP_{xx} – величини номінальних втрат у трансформаторах, відповідно, при короткому замиканні і холостому ході, кВт;

T_p - час роботи трансформаторів, год./рік (приймається рівним 8760 год./рік);

S_ϕ - фактична потужність, яка передається через трансформатори, кВА;

S_H - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах КТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 1,68 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 7,6 \cdot \left(\frac{547}{400} \right)^2 \cdot 1225 = 31614 \text{ Вт} \cdot \text{год./рік.}$$

Для інших КТП проводимо аналогічні розрахунки і їх результати зводимо у табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Втрати енергії в трансформаторах

| № | Тип т-ра | К-сть | ΔP_x , кВт | ΔP_k , кВт | S_p , кВА | S_H , кВА | ΔE_T , кВт·год./рік |
|-------|----------|-------|-----------------------|-----------------------|----------------|----------------|--------------------------------|
| КТП-1 | ТМ-400 | 2 | 1,68 | 7,6 | 547,571 | 400 | 31614,9798 |
| КТП-2 | ТМ-250 | 2 | 1 | 3,7 | 396,908 | 250 | 18948,42607 |
| Разом | | | | | | | 50563,40587 |

Загальна потреба підприємства в електроенергії, кВт·год./рік:

$$E = E_a + \Delta E_{л} + \Delta E_T; \quad (4.21)$$

$$E = 1814421 + 7799 + 50563 = 1872785 \text{ кВт} \cdot \text{год./рік.}$$

Оплата за електроенергію при одноставковому тарифі визначається як:

$$\Pi_1 = v \cdot E / 100, \text{ грн.},$$

де v – ставка тарифу за 1 кВт·год споживаної активної електроенергії, грн.;

E – кількість енергії, що споживається, врахована по лічильнику.

$$\Pi_1 = 7,98 \cdot 1872785 = 14944827 \text{ грн.}$$

4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВт·г:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (4.22)$$

де $C_{\text{сум}}$ – величина сумарних витрат підприємства на електроенергію, тис.грн/рік;

E_a – річна кількість корисно споживаної підприємством електроенергії, тобто без врахування втрат у лініях і трансформаторах, кВт·год./рік.

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_{\text{п}}, \quad (4.23)$$

де Π – оплата за спожиту електроенергію;

$C_{\text{п}}$ – річні витрати підприємства при передаванні електроенергії.

Річні витрати промислового підприємства, зв'язані з передаванням і розподілом електричної енергії, включають такі складові, тис.грн/рік:

$$C_{\text{п}} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a + C_{\text{ір}}, \quad (4.24)$$

де $C_{\text{обс}}$ – витрати підприємства на матеріали та зарплату персоналу при обслуговуванні електромереж і устаткування, грн/рік.;

$C_{\text{пр}}$ – річні витрати на поточний ремонт устаткування і мереж, грн/рік;

C_a – амортизаційні відрахування при експлуатації електроустановок підприємства, грн/рік;

$$C_{\pi} = 475161 + 43341 + 286731201308 = 1006542 \text{ грн/рік.}$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 14944827 + 1006542 = 15951369 \text{ грн/рік.}$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{15951369}{1872785} = 879 \text{ коп./кВт}\cdot\text{год.}$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.11 – Результати розрахунків

| Показники | Позначення | Величина показників | Одиниця вимірювання |
|---|------------------|---------------------|---------------------|
| Кількість корисно спожитої електроенергії | E_a | 1814421,997 | кВт·год. |
| Річне споживання електроенергії із втратами | E | 1872785,386 | кВт·год. |
| Плата за електроенергію | Π_1 | 14944827,38 | грн. |
| Витрати на передачу і розподіл електроенергії | C_{π} | 1006542,532 | грн. |
| Сумарні витрати підприємства | $C_{\text{сум}}$ | 15951369,91 | грн. |
| Собівартість електроенергії | S | 879,143327 | коп./кВт·год. |

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі випускної магістерської дипломної роботи розробляються заходи з охорони праці в процесі підвищення якості електропостачання ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод». В процесі експлуатації електроустановок персонал попадає під вплив різноманітних небезпечних і шкідливих виробничі фактори. Аварії машин і механізмів, які використовуються на заводі, а також невиконання правил по безпечній їх експлуатації може призвести до серйозної загрози життю та здоров'ю технологічного персоналу через небезпеку професійних захворювань і травмувань під час будівництва.

Відповідно до ГОСТ 12.003-74, на електротехнічний персонал, який здійснює експлуатацію електроустановок, впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори [26, 28]:

Фізичні:

- рухомі машини і механізми;
- вироби, заготовки, матеріали, що пересуваються;
- незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухливість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- підвищена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- підвищена запиленість повітря робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;

- розташування робочого місця на значній висоті відносно поверхні землі (підлоги);
- гострі кромки, задирки та шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів та обладнання.

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово–психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження, перенапруга аналізаторів).

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

5.1.1 Електробезпека

Живлення силового обладнання заводу та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – особливо небезпечні, так як роботи виконуються назовні приміщень.

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам [29, 30]:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, потрібно: розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

3) Електрозахисні засоби захисту. Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами

захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками. Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Експлуатація ручного електроінструменту дозволяється у разі дотримання таких вимог: перед кожною видачею інструменту в роботу повинна бути перевірена його комплектність та надійність кріплення деталей, справність захисного кожуху, кабелю (рукава); перед початком роботи повинна бути перевірена справність вимикача та машини на холостому ході; під час перерв у роботі, після закінчення роботи, під час змащування, очищення, заміни робочого елемента інструменту ручні машини необхідно вимкнути та від'єднати від електричної мережі; ручні машини, маса яких із розрахунку на руки працюючого, перевищує 10 кг, повинні мати пристрій для підвішування; під час роботи з ручними машинами на висоті необхідно використовувати засоби підмошування (помости); нагляд за експлуатацією ручних машин необхідно доручати спеціально призначеній для цього особі.

5.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час робіт з електровимірювальними кліщами і вимірювальними штангами

Вимірювання електровимірювальними кліщами і вимірювальними штангами в установках напругою понад 1000 В мають проводити дві особи: одна з групою IV, інші — з групою III. Ремонтниками вимірювання проводиться за нарядом, оперативними працівниками — за розпорядженням. В електроустановках напругою до 1000 В працювати з електро-вимірювальними кліщами може одна людина, що має групу III.

Для вимірювань слід застосовувати кліщі з амперметром, що встановлений на їх робочій частині. Використання кліщів з винесеним амперметром не допускається. Вимірювання в електроустановках напругою понад 1000 В необхідно проводити в діелектричних рукавичках і калошах (або стоячи на ізолювальній основі), в захисних окулярах. Кліщі необхідно тримати у всячому положенні. Забороняється нагинатися до амперметра під час відрахунку показників.

Під час проведення вимірювань забороняється торкатися приладів, проводів і вимірювальних трансформаторів. Вимірювання можна проводити лише на ділянках шин, конструктивне виконання яких, а також відстань між струмовідними частинами різних фаз і між ними та заземленими частинами виключають можливість електричного пробоя між фазами або на землю через зменшення ізоляційних відстаней за рахунок робочої частини кліщів.

На кабелях напругою понад 1000 В користуватися для вимірювання електровимірювальними кліщами дозволяється лише в тих випадках, коли жили кабелю ізолювані і відстань між ними не менша 250 мм. Вимірювання електровимірювальними кліщами на шинах напругою до 1000 В слід виконувати, стоячи на підлозі або на спеціальних підмостках.

Під час вимірювань струмів пофазно з допомогою кліщів в установках напругою до 1000 В у разі горизонтального розташування фаз необхідно перед

проведенням вимірювань обгородити кожен фазу ізолювальною прокладкою. Вказані операції проводяться в діелектричних рукавичках.

Підніматися на конструкцію або телескопічну вежу для проведення робіт слід без штанги. Піднімати штангу необхідно за допомогою канату, утримуючи її в вертикальному положенні робочою частиною догори. Застосовувати металеві канати для піднімання штанги забороняється. Під час піднімання не допускається розгойдувати штангу і вдарити нею об тверді предмети. Під час піднімання на незначну висоту дозволяється передавати штанги з рук в руки. Забороняється проводити роботи з вимірювальними штангами під час грози, туману, дощу або мокрого снігу. Під час роботи з штангою слід витримувати нормовані відстані від струмопровідних частин до працівника.

Вимірювання на опорах ПЛ напругою до 1000 В може проводити одна особа, стоячи на кігтях (лазах) і надійно прикріпившись стропом запобіжного паска до опори. Забороняється виконувати вимірювання на ПЛ, стоячи на драбині. Забороняється проведення вимірювань на повітряних лініях з опор, які мають заземлювальні спуски.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1. Мікроклімат

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [31]. Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні, де встановлена лінія, наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату на постійних робочих місцях

| Період року | Категорія робіт | Температура, °С | Відносна вологість, % | Швидкість руху, м/с |
|-------------|-----------------|-----------------|-----------------------|---------------------|
| Теплий | Пб | 16-27 | 70 при 25°С | 0,2-0,5 |
| Холодний | Пб | 15-21 | не більш 75 | не більш 0,4 |

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці технологічного персоналу передбачається [7]:

- в холодну пору року використання калорифера;
- в літню пору застосування вентиляторів обдуву;
- провітрювання приміщення.

5.2.2. Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та цемент, їх ГДК [31] наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

| Назва речовини | ГДК, мг/м ³ | | Клас небезпечності |
|-----------------|------------------------|-----------------|--------------------|
| | Максимально разова | Середньо добова | |
| Пил нетоксичний | 0.5 | 0.15 | 4 |
| Цемент | 6 | | 4 |

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [32]:

- провітрювання приміщення;

- цілісність вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення під час роботи лінії;
- встановлення пиловловлюючих засобів.

5.2.3. Виробниче освітлення

Природне освітлення.

В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на: - природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО (e_n). КПО – відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО). Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна.

Штучне освітлення.

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання Комбіноване освітлення - додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, які концентрують світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Характеристика зорових робіт – малої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [33] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г» (таблиця 5.3).

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати

головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

| Х-ка зорової роботи | Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм | Розряд зорової роботи | Під-розряд зорової роботи | Контраст об'єкта з фоном | Х-ка фону | Штучне при системі комбінованого освітлення | | Природне Ен пр | Сумісне Е сум |
|---------------------|--|-----------------------|---------------------------|--------------------------|-----------|---|------------------------|----------------|---------------|
| | | | | | | всього | у т. ч. від загального | | |
| Малої точності | Від 1,0 до 5 включно | V | б | малий | середній | - | 200 | 3 | 1,8 |

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

5.2.4. Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні

шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум. Загальні вимоги безпеки» [34] (таблиця 5.4).

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

| Характер робіт | Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц | | | | | | | | |
|---|--|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|
| | 32 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| Постійні робочі місця в промислових приміщеннях | 107 | 95 | 87 | 82 | 78 | 75 | 73 | 71 | 69 |

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі;
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи системи електропостачання ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» в умовах дії загрозливих чинників НС

Стійкість об'єктів електроенергетики у надзвичайних ситуаціях є важливою в мирний і в воєнний час з точки зору роботи промислового комплексу та обороноздатності держави. Один із самих уразливих елементів електричних систем це відкриті лінії електропередач, так як це обладнання відкритого типу постійно зазнає впливу різних факторів і дуже уразливе при дії екстремальних природних явищ. Тому для забезпечення надійної роботи ліній електропередач необхідно забезпечувати її захист різними пристроями в залежності від виду впливів.

Системи електропостачання, як частина енергетичного господарства зустрічається повсюди, тому їх функціонування є надзвичайно важливим при НС. Вихід з ладу системи електропостачання збільшить кількість жертв в разі і призведе до зупинки підприємств, викидів небезпечних речовин, зупинки об'єктів інфраструктури тощо.

Найбільш піддаються впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) системи управління, сигналізації електропостачання. ЕМІ ушкоджують напівпровідникові прилади, резистори, конденсатори. ЕМІ має велику небезпеку для апаратури, добре захищеної від впливу інших загрозливих чинників. Слід також пам'ятати, що механічний захист апаратури не захищає від впливу ЕМІ. Апаратура може бути знищена навіть знаходячись у надійних спорудах.

Системи електропостачання в умовах НС вони повинні працювати без перебоїв, тому розробка заходів щодо покращення їх роботи в умовах ЕМІ та дії іонізуючих випромінювань є актуальною задачею при проектуванні.

Дія електромагнітного імпульсу також може призвести до загоряння чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях СЕП. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, елементи, викликає коротке замикання тощо. Саме тому є необхідність запобіганню при дії цього фактору на електричне та електронне обладнання. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в

контрольних пристроях. ЕМІ пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Це призводить до пожеж та знеструмлення. Саме тому є необхідність дослідження впливу цього фактору на обладнання ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод».

5.3.1 Дослідження безпеки роботи СЕП ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» в умовах дії іонізуючих випромінювань

За критерій безпеки роботи СЕП заводу в цих умовах приймається таке максимальне значення дози опромінення елементної бази, при якому в елементній базі можуть виникнути зміни, але СЕП ще буде працювати з необхідною якістю. Максимально допустимі значення потужності дози елементів СЕП наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.5 – Максимально допустимі потужності дози СЕП.

| № | Блок | Елементи блоків СЕП | $P_{гр,i}$ (Р/год) | $P_{гр}$ (Р/год) |
|---|------|----------------------------------|--------------------|------------------|
| 1 | БЖ | Транзистори КТЗ102В | 10^5 | 10^4 |
| | | Діоди загального призначення S1M | 10^5 | |
| 2 | БП | Конденсатори SMD1206 Inf, 16V | 10^6 | |
| | | Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм | 10^6 | |
| 3 | БКП | Мікросхеми PIC16F877 | 10^4 | |
| | | Діелектрики GTP15 | 10^4 | |

1. За мінімальним значенням $p_{гр}$ (див. табл. 5.1) межа стійкості $p_{гр}$ роботи системи складає $p_{гр} = 10^4$ (Р/год).

2. Для оцінки безпеки роботи СЕП ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» визначається граничне значення потужності дози гамма-випромінювання ($p_{гр}$) за наступною формулою:

$$P_{гр} = K \times p_{гр} \times K_{нос}, \quad (5.1)$$

де: K – коефіцієнт надійності, $K = 0,9..0,95$;

$p_{гр}$ – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін найменш стійкого елемента;

$K_{\text{пос}}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{\text{пос}} = 2$),

$$P_{\text{гр}} = 0,94 \times 10^4 \times 2 = 1,88 \times 10^4 \text{ (Р/год)},$$

1. З вище наведених розрахунків можна зробити висновок, що безпека в умовах дії іонізуючих випромінювань буде забезпечуватись, якщо радіація в умовах експлуатації не перевищуватиме $P_{\text{гр}} = 1,88 \times 10^4 \text{ (Р/год)}$.

2. Розрахуємо допустимо максимальний час перебування приладу на території в умовах дії іонізуючих випромінювань та ЕМІ:

$$D_m = \frac{2P_{\text{сп}}(\sqrt{t_K^2} - \sqrt{t_{II}^2})}{1}, \quad (5.2)$$

де: $t_{\text{доп}} = 12,342 \times 10^3 \text{ (год)}$.

Отже система електропостачання буде працювати безпечно в умовах іонізуючих випромінювань.

5.3.2 Дослідження безпеки роботи ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» в умовах дії електромагнітного імпульсу

В якості показника безпеки елементів системи до дії електромагнітного імпульсу використовують коефіцієнт безпеки [20]:

$$K_{\delta} = 20 \lg \frac{U_{\delta}}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{ дБ}, \quad (5.3)$$

де U_{δ} - допустиме коливання напруги живлення;

$U_{B(\Gamma)}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітних випромінювань у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних системах.

Спочатку визначається допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\delta} = U_{\text{жс}} + \frac{U_{\text{жс}}}{100} \cdot N, \quad (5.4)$$

де N - допустимі коливання (приймається $N = 5\%$)

Шляхом підстановки числових даних в (5.4) отримується:

$$U_{\delta} = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)}.$$

Визначається максимально очікувана напруга в горизонтальних лініях:

$$U_B = \frac{U_{\partial}}{\frac{K}{10^{20}}} \quad (5.5)$$

Після підстановки числових даних:

$$U_B = \frac{12,6}{\frac{40}{10^{20}}} = 0,126(B).$$

З формули визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля [40]:

$$U_B = E_{\Gamma} \cdot l_B. \quad (5.6)$$

Отже, E_{Γ} визначається:

$$E_{\Gamma} = \frac{U_B}{l_B}. \quad (5.7)$$

Після підстановки числових даних в формулу (5.7):

$$E_{\Gamma} = \frac{0,126}{5} = 0,0252(B/m).$$

Вертикальна складова напруженості електричного поля визначається з формули [41]:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_B. \quad (5.8)$$

Тоді E_B буде:

$$E_B = 0,0252 \cdot 1000 = 25,2(B/m).$$

5.3.3 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи СЕП ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» в умовах надзвичайних ситуацій

Дія підвищення безпеки роботи СЕП заводу необхідно використовувати екранування РЕА і довгих ліній. Для цього визначимо перехідне гасіння енергії електричного поля сталевим екраном.

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (5.6)$$

де f - найбільш характерна частота, ($f = 15$ кГц).

Для блоків системи електропостачання:

$$t_1 = \frac{40 - 38.72}{5.2 \cdot \sqrt{15000}} = 0.0025 \text{ (см);}$$

Обираємо товщину стінки на порядок вище, для того щоб забезпечити необхідний захист обладнання. Прийmemo $t=1$ мм.

$$A = 5,2 * 0,102 * \sqrt{15000} = 65 \text{ (дБ)}.$$

Отже нам потрібно взяти сталевий екран товщиною 1 мм, який забезпечує згасання енергії електричного поля не менше 65 дБ.

Висновки. Також в результаті проведених розрахунків визначено, що безпека роботи СЕП ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» забезпечується при рівні радіації до $1,88 \times 10^4$ (Р/год). До дії ЕМІ на систему електропостачання необхідно застосовувати екранування РЕА і довгих провідників це суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу. В результаті застосування екранів СЕП буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 25,2 В/м. Ще одним не реалізованим напрямком підвищення безпеки роботи СЕП ПАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» є зменшення струмопровідних провідників шляхом вдосконалення схемоустаткування пристроїв.

ВИСНОВОК

У магістерській роботі виконано комплексне дослідження системи електропостачання Приватного акціонерного товариства «Могилів-Подільський машинобудівний завод» з метою підвищення її ефективності, надійності та енергоефективності.

На основі аналізу існуючої структури живлення було:

- обґрунтовано доцільність застосування двох трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, одна з яких прохідного типу з розширеним РУ-10 кВ, інша — тупикового типу;
- виконано розрахунок втрат електроенергії в мережі з урахуванням структури навантаження та особливостей території підприємства;
- вибрано оптимальні місця встановлення ТП методом визначення центру мережі з урахуванням річних приведених витрат;
- досліджено вплив реактивної потужності, несиметрії та несинусоїдності на роботу СЕП, та обґрунтовано технічні рішення щодо їх компенсації.

Запропоновано впровадження:

- автоматичних установок компенсації реактивної потужності, що дозволило зменшити втрати в трансформаторах і кабельних лініях;
- силових активних фільтрів гармонік, який забезпечує одночасну компенсацію гармонік, несиметрії та реактивної потужності, з терміном окупності близько 8 років.

Результати моделювання та розрахунків підтверджують, що запропоновані заходи:

- підвищують якість електроенергії;
- зменшують експлуатаційні втрати;
- продовжують термін служби обладнання;
- сприяють загальній енергетичній та економічній ефективності підприємства.

Отримані результати можуть бути використані для практичної реалізації заходів з модернізації систем електропостачання на промислових підприємствах аналогічного типу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] Офіційний сайт МПМЗ [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://mpmz.ua/uk/main>.
- [2] Бурбело М. Й. Розрахунок систем електропостачання: навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. – 193 с.
- [3] Правила улаштування електроустановок. - 6-те вид., переробл. й доповн. - X .: Міненерговугілля України, 2017.
- [4] Розрахунок внутрішнього електропостачання : навчальний посібник / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 123 с.
- [5] ДСТУ ІЕС/TR 60909-4:2008 (ІЕС/TR 60909-4:2000, IDT) Національний стандарт України. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання.
- [6] Офіційний сайт Південкабель [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.yuzhcable.info/edata.php?MRR=153801012003000150>.
- [7] Підтримка MS Office [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://office.microsoft.com/uk-ua/support>
- [8] Камінський А. В. Математичне та комп'ютерне моделювання процесів оптимізації центрування електричних мереж : монографія / А. В. Камінський, Б. І. Мокін – Вінниця: УНІВЕРСУМ - Вінниця, 2005. –122с
- [9] Рябченко, А. С., Геращенко, С. М., & Покуца, І. В. Когенерація як перспективний напрям енергозбереження в житлово-комунальному господарстві.
- [10] Офіційний сайт Біонтоп. Виробник і експортер електротехнічної продукції [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://beontop.com.ua/>.
- [11] Характеристики Вакуумного вимикача [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://slavgorenergo.com.ua/p2388409150-vyklyuchatel-vakuumnyj-vvvl.html>.
- [12] Електромагнітна сумісність і керування якістю електроенергії в системах електропостачання : електронний навчальний посібник комбінованого

(локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 159 с.

[13] Лобода, Ю. В. (2020). Система керування статичними компенсаторами реактивної потужності в несиметричних несинусоїдних режимах розподільних мереж

[14] Офіційний сайт Sinexcel. Високотехнологічна компанія в області силової електроніки. Виробник і експортер електротехнічної продукції [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://en.sinexcel.com/ru/power/ahf.php>.

[15] ДСТУ 2843-94. Електротехніка. Основні поняття. Терміни та визначення. Чинний від 1995-01-01. — Київ: Держспоживстандарт України, 1995. — 65 с.

[16] ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014. [Чинний від 2014-05-30]. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=58073.

[17] ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007. Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. [Чинний від 2007-12-01]. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

[18] ДБН А.3.2-2-2009. ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення. [Чинний від 2009-01-27]. Вид. офіц. К. : Мінрегіонбуд України, 2009. 116 с.

[19] . ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. [Чинний від 2017-04-01]. Вид. офіц. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

[20] НПАОП 40.1-1.32-01. (ДНАОП 0.00-1.32-01). Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. [Чинний від

2002-01-01]. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

[21] ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Постанова МОЗ № 42 від 01.12.1999. [Чинний від 1999-12-01]. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

[22] ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. [Чинний від 2014-01-01]. Вид. офіц. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

[23] ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. [Чинний від 2019-03-01]. Вид. офіц. К. : Мінрегіонбуд України, 2018. 133 с.

[24] ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. Постанова МОЗ № 37 від 01.12.1999. [Чинний від 1999-12-01]. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

[25] ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. Постанова МОЗ № 39 від 01.12.1999. [Чинний від 1999-12-01]. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

[26] НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. [Чинний від 2021-01-22]. Вид. офіц. К. : МВС України, 2014. 47 с.

[27] ДСТУ 8828:2019. Пожежна безпека. Загальні положення. [Чинний від 2020-01-01]. Вид. офіц. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2020. 84 с.

[28] ДСТУ 8829:2019. Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. [Чинний від 2020-01-01]. Вид. офіц. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2020. 75 с.

[29] ДСТУ Б В.1.1-36:2016. Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. [Чинний від 2017-01-01]. Вид. офіц. К. : Мінрегіонбуд України, 2016. 31 с.

[30] ДБН В.1.1-7:2016. Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. [Чинний від 2017-02-01]. Вид. офіц. К. : Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України, 2016. 35 с.

[31] Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників. Наказ МВС № 765 від 28.10.2020. [Чинний від 2021-01-26]. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ____ ” _____ 2025р.ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМд.т.н., проф. Бурбело М.Й. _____
“ ____ ” _____ 2025 р.**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

Підвищення ефективності системи електропостачання Приватного
акціонерного товариства «Могилів-Подільський машинобудівний завод»

Науковий керівник:

Ph. D., доцент Лобода Ю. В.. _____

(підпис)

Виконавець: студентка гр. ЕСЕМ-23м

Свиноріз В. В.. _____

(підпис)

Вінниця 2025 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ № ____ від ____ .2025р.

Дата початку роботи ____ .2025р.

Дата закінчення роботи 09.06.2025.

2. МЕТА І ПРИЗНАЧЕННЯ МКР. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРОБКИ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

а) мета – Підвищення ефективності системи електропостачання Приватного акціонерного товариства «Могилів-Подільський машинобудівний завод».

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

Генплан підприємства (рисунок А.1); відомості про особливості технологічних процесів, відомості про електричні навантаження підприємства (таблиця А.1); відомості про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 3.1 Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма «Енергетичний менеджмент») / Уклад. О. В. Бабенко, Ю. А. Шулле. Вінниця : ВНТУ, 2023. 52 с.

3.2 Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - X .: Міненерговугілля України, 2014.

3.3. М.Й. Бурбело «Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків».- Вінниця: ВНТУ, 2005р.

3.4 ДБН В.2.5-28-2006. Природне і штучне освітлення.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

| Зміст етапу | Термін виконання | |
|--|------------------|--------|
| | початок | кінець |
| 4.1 Збір інформації, яка необхідна для дослідження | | |
| 4.2 Проведення дослідних розрахунків | | |
| 4.3 Розробка робочих креслень | | |
| 4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи | | |

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстровані матеріали, анотація до МКР українською та іноземною мовою.

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

Робота приймається на проміжних контрольних перевірках, попередньому захисті та захисті в ДЕК.

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Таблиця А.1 - Відомості про електричні навантаження підприємства

| № | Вузли живлення ЕП | P _н , кВт |
|----|--------------------------|----------------------|
| 1 | Ливарний цех | 130 |
| 2 | Механічний цех | 120 |
| 3 | Насосна станція | 135 |
| 4 | Блок допом. служб. | 45 |
| 5 | Адмін корпус | 55 |
| 6 | Побутовий корпус | 54 |
| 7 | Їдальня | 90 |
| 8 | Ковальський цех | 90 |
| 9 | Механоскладальний цех №2 | 150 |
| 10 | Механоскладальний цех №1 | 90 |
| 11 | Механоскладальний цех №3 | 120 |
| 12 | Складальний цех | 90 |

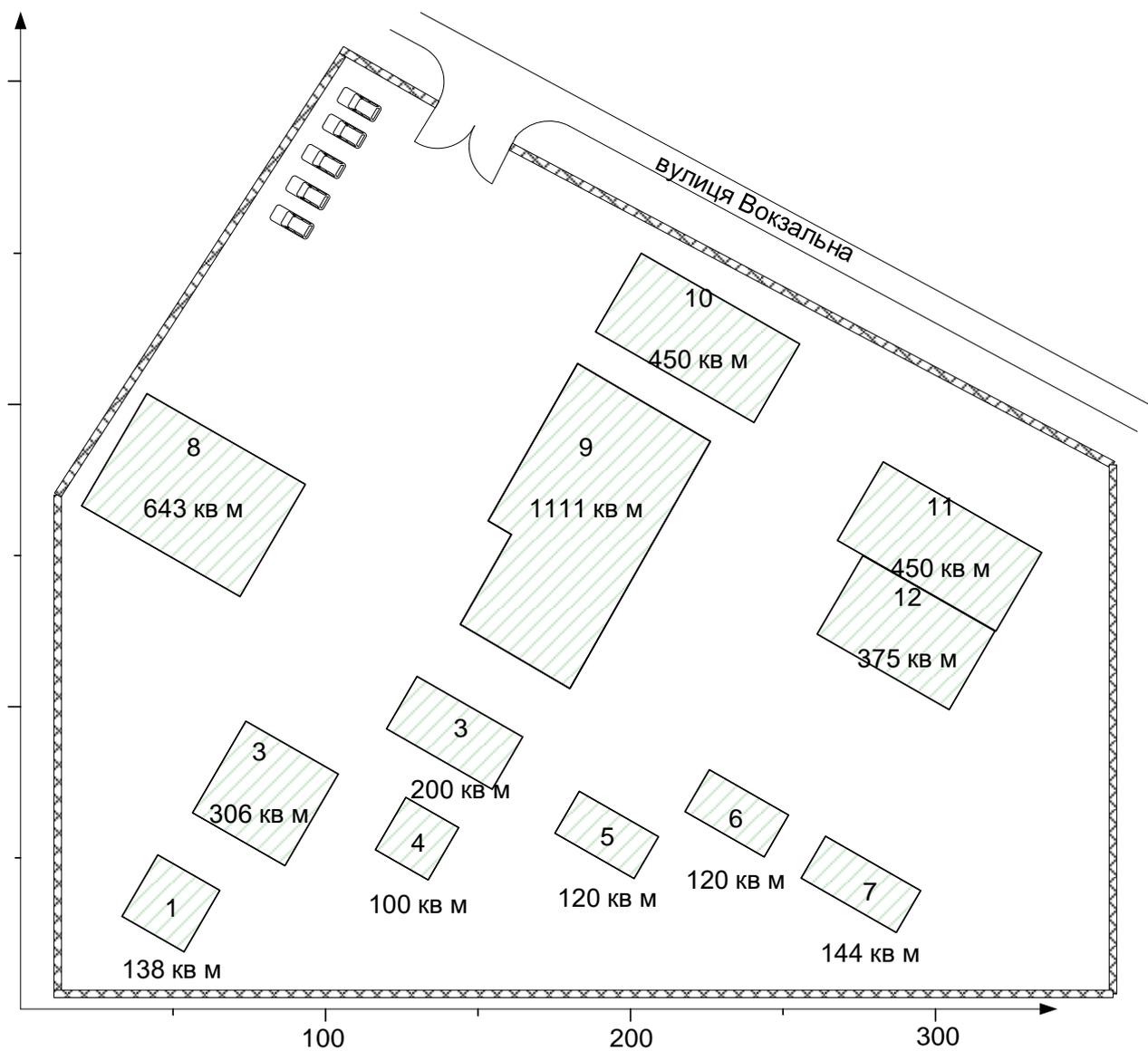
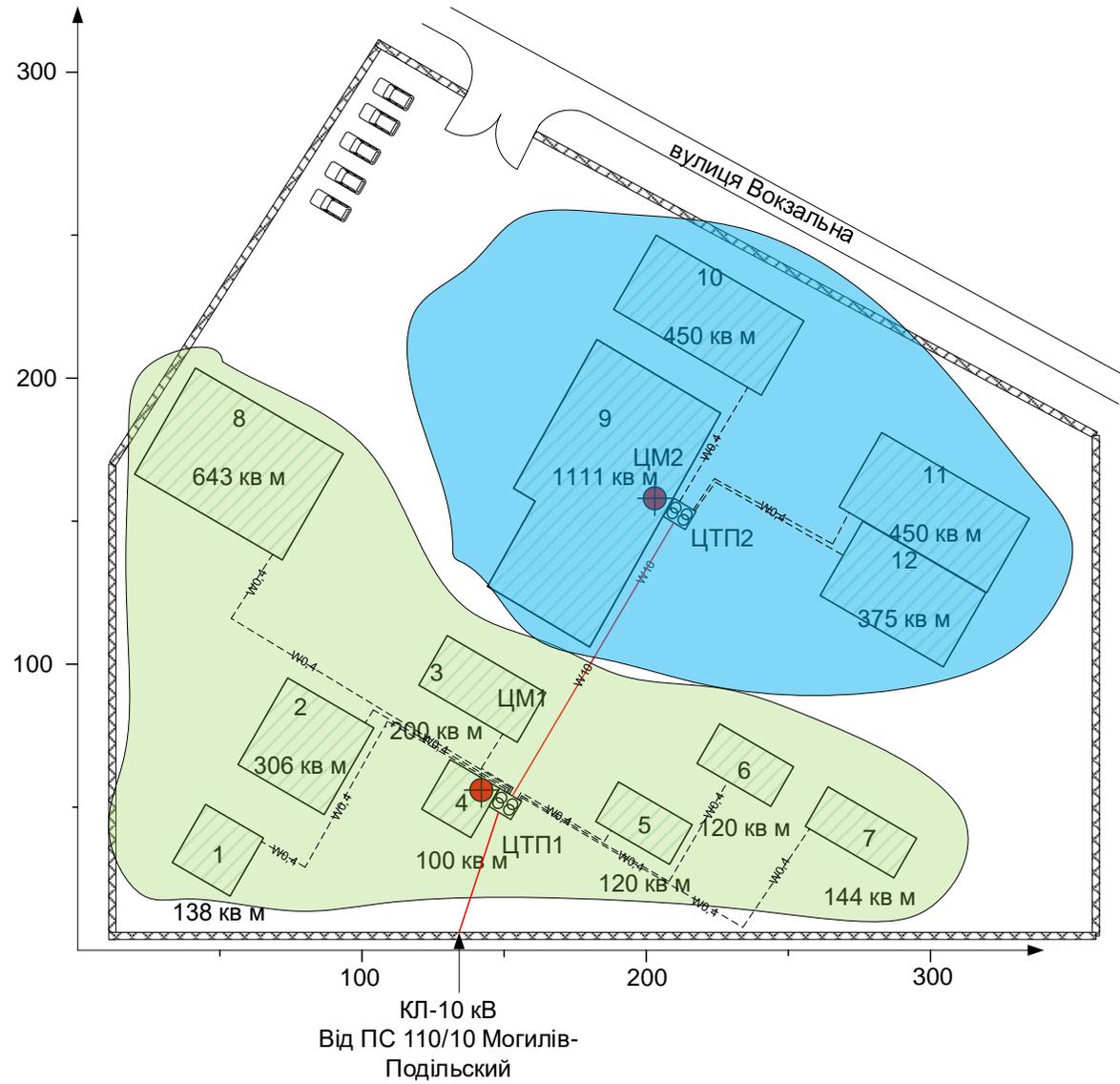
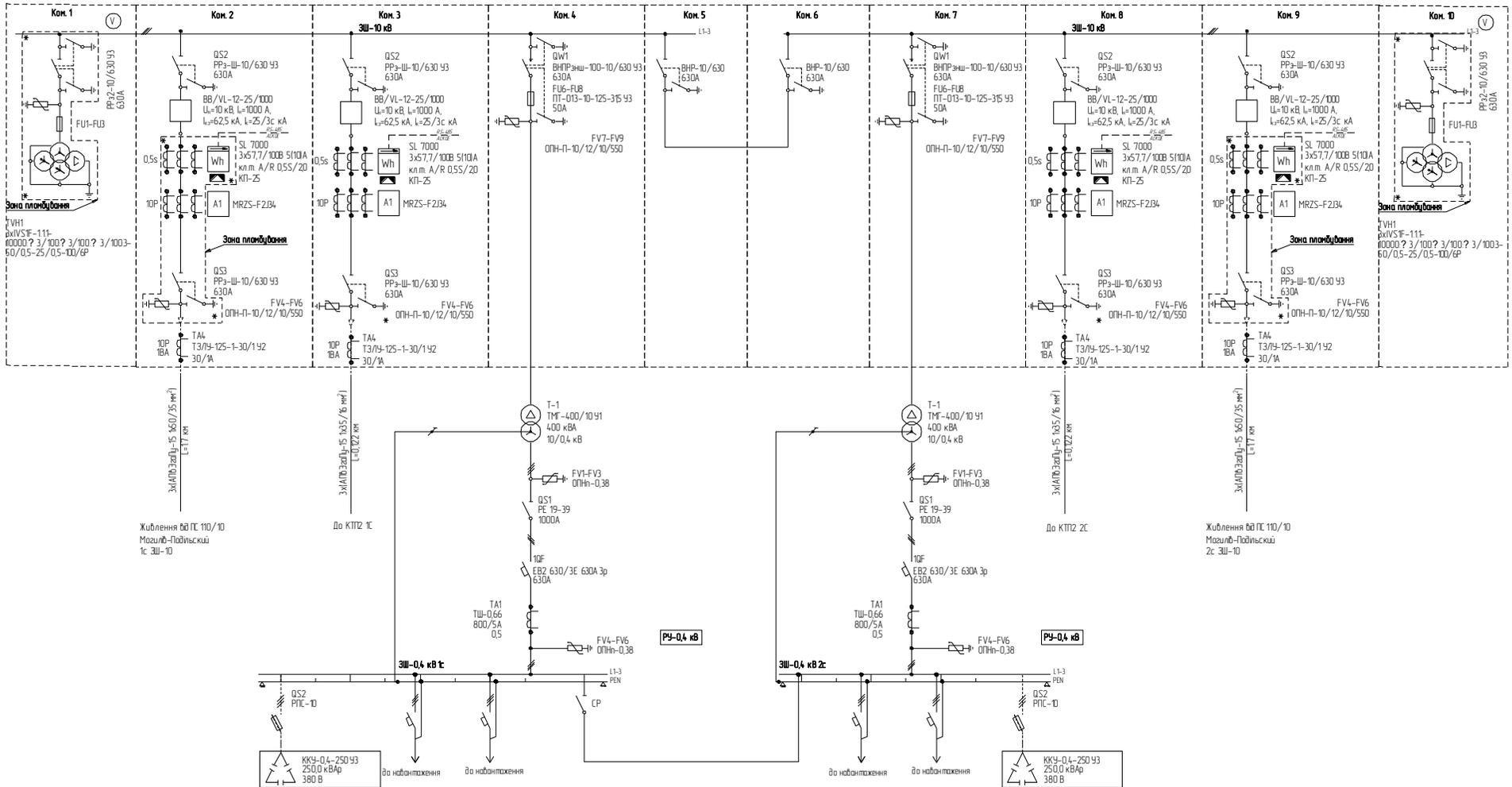


Рисунок А.1 - Генплан

Додаток Б – Генплан підприємства



Додаток В – Однолінійна схема ЦТП1



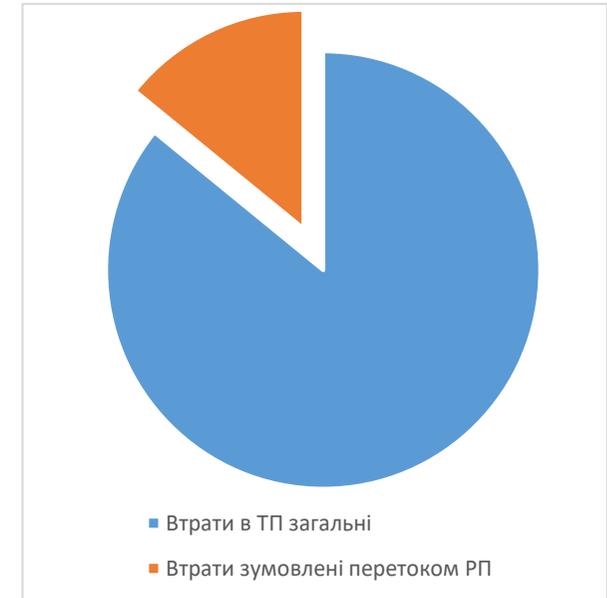
Додаток Д – Розрахунок втрат активної електроенергії зумовлені перетоками реактивної в КЛ-10 кВ

| До компенсації реактивної потужності | | | | | | | | |
|---|--|-------------|-------------|-----------|--------|-------------------|-------------|----------------------------|
| Лінія | Марка кабелю | К-сть ліній | Довжина, км | I_M , А | R, Ом | τ , год./рік | Rпит, Ом/км | $\Delta E_{л.}$, кВт·год. |
| С - ТП1 | 3х(АПвЭгаПу-15 1х50/35 мм ²) | 2 | 1,7 | 27,295 | 1,0897 | 1574,88 | 0,641 | 7671,15 |
| ТП1 - ТП2 | 3х(АПвЭгаПу-15 1х35/16 мм ²) | 2 | 0,122 | 8,8524 | 0,1059 | 1574,88 | 0,868 | 78,4139 |
| Разом | | | | | | | | 7749,56 |
| Після компенсації реактивної потужності | | | | | | | | |
| Лінія | Марка кабелю | К-сть ліній | Довжина, км | I_M , А | R, Ом | τ , год./рік | Rпит, Ом/км | $\Delta E_{л.}$, кВт·год. |
| С - ТП1 | 3х(АПвЭгаПу-15 1х50/35 мм ²) | 2 | 1,7 | 21 | 1,0897 | 1574,838 | 0,641 | 4540,8 |
| ТП1 - ТП2 | 3х(АПвЭгаПу-15 1х35/16 мм ²) | 2 | 0,122 | 6,5 | 0,1059 | 1574,838 | 0,868 | 42,2759 |
| Разом | | | | | | | | 4583,08 |
| Різниця кВт*год | | | | | | | | 3166,48 |
| Різниця % | | | | | | | | 40,8601 |

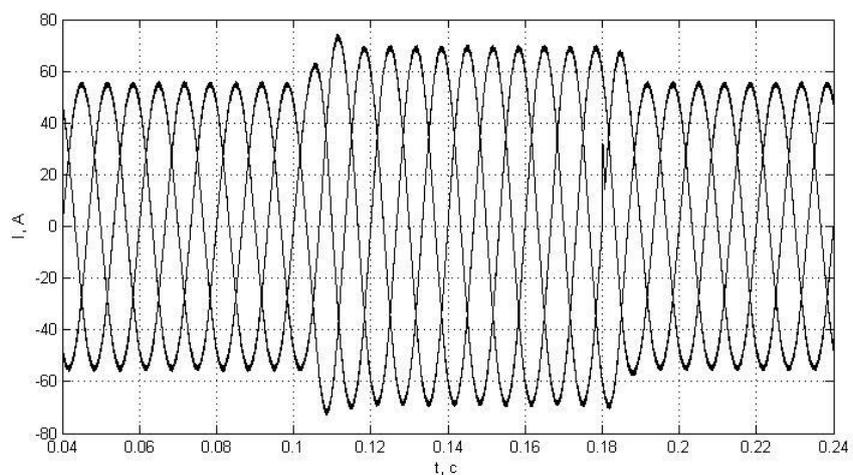
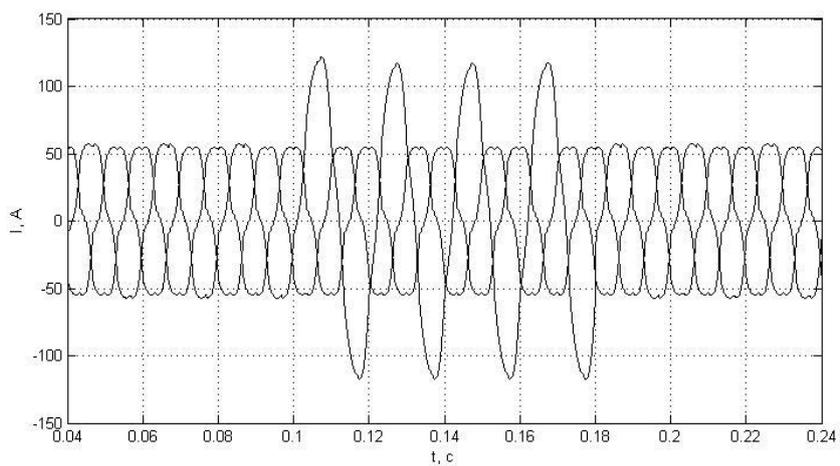
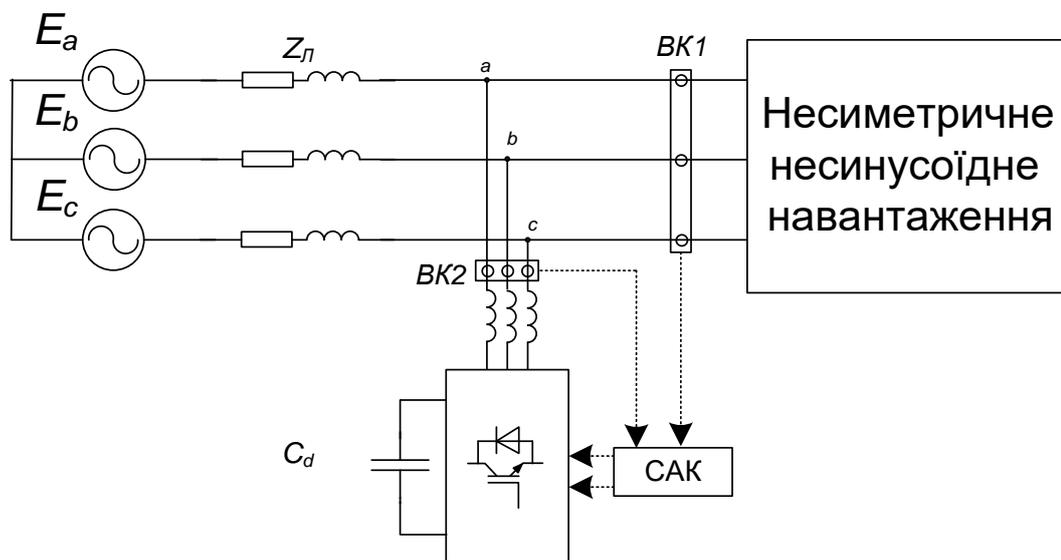


Додаток Е – Розрахунок втрат активної електроенергії зумовлені перетоками реактивної в ТП

| До компенсації реактивної потужності | | | | | | | | | |
|---|--------------|----|---------------------------|---------------------------|-----------------------|----------------------|--------------------------|----------------------|-----------------------------|
| № ТП | Sном, кВА | кТ | dP _{хх} , кВт | dP _{кз} , кВт | U _к , % | P _р , кВт | Q _р , кВАр | S _р , кВА | W _р , кВт*год |
| 1 | 400 | 2 | 0,95 | 5,9 | 4,5 | 420,6129 | 350,5972 | 547,5707 | 26943 |
| 2 | 250 | 2 | 0,74 | 4,2 | 4,5 | 306,2946 | 252,4267 | 396,9076 | 22826,03 |
| Всього | | | | | | | | | 49769,03 |
| Після компенсації реактивної потужності | | | | | | | | | |
| № ТП | Sном, кВА | кТ | dP _{хх} , кВт | dP _{кз} , кВт | U _к , % | P _р , кВт | Q _р , кВАр | S _р , кВА | W _р , кВт*год |
| 1 | 400 | 2 | 0,95 | 5,9 | 4,5 | 420,6129 | 0 | 420,6129 | 22720,87 |
| 2 | 250 | 2 | 0,74 | 4,2 | 4,5 | 306,2946 | 0 | 306,2946 | 18837,41 |
| Всього | | | | | | | | | 41558,28 |
| Різниця кВт*год | | | | | | | | | 8210,752 |
| Різниця % | | | | | | | | | 16,49771 |



Додаток Є – Використання активного фільтра



Додаток Ж – Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність
текстових запозичень

Назва роботи: Підвищення ефективності системи електропостачання
Приватного акціонерного товариства «Могилів-Подільський машинобудівний
завод»

Тип роботи: _____ магістерська кваліфікаційна робота _____
(бакалаврська кваліфікаційна робота / магістерська кваліфікаційна робота)

Підрозділ Кафедра ЕСЕЕМ, ФЕЕЕМ, ЕСЕ-23м _____
(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі
системою StrikePlagiarism 19,9 %

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

Запозичення, виявлені у роботі, є законними і не містять ознак
плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту

У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але
надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових
розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та
самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.

У роботі виявлено ознаки плагіату та/або текстових маніпуляцій як
спроб укриття плагіату, фабрикації, фальсифікації, що суперечить
вимогам законодавства та нормам академічної доброчесності. Робота до
захисту не приймається.

Експертна комісія:

Бурбело М. Й., завідувач кафедри ЕСЕЕМ _____
(прізвище, ініціали, посада) (підпис)

Бабенко О. В., доцент кафедри ЕСЕЕМ _____
(прізвище, ініціали, посада) (підпис)

Особа, відповідальна за перевірку _____ Лобода Ю. В. _____
(підпис)

(прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник _____ Лобода Ю. В. _____
(підпис) (прізвище, ініціали, посада)

Здобувач _____ Свиноріз В. В. _____
(підпис) (прізвище, ініціали)

Додаток 3 – Презентаційні матеріали

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Доповідь до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему: Підвищення ефективності системи електропостачання Приватного акціонерного товариства «Могилів-Подільський машинобудівний завод»

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ-23м
спеціальності 141 – Електротехнічні
системи електроспоживання

Свиноріз В. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник Ph.D., доц. каф. ЕСЕЕМ., Лобода Ю. В.
(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2025 року

Актуальність теми. Ефективне функціонування системи електропостачання є основою стабільної роботи будь-якого промислового підприємства. З урахуванням зростання навантажень, впровадження електронних засобів керування, а також підвищених вимог до якості електроенергії, модернізація електропостачання набуває особливої актуальності. Особливо це стосується таких підприємств, як ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод», яке має складну технологічну структуру, велику територію та потужні енергоспоживачі. Удосконалення системи електропостачання шляхом зменшення втрат, компенсації реактивної потужності, зниження несиметрії та гармонічних спотворень сприятиме підвищенню енергоефективності та надійності виробництва.

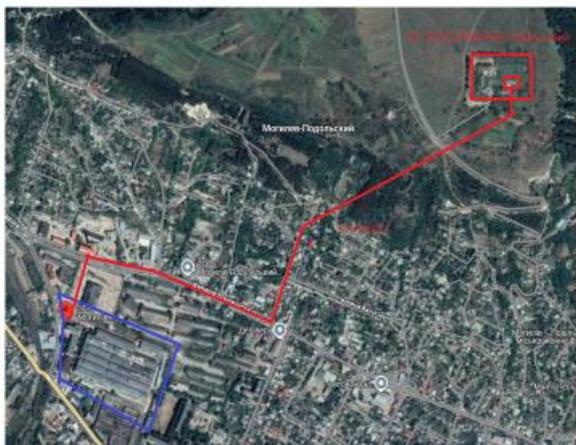
Мета і задачі дослідження. роботи є підвищення ефективності системи електропостачання ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод» шляхом технічного та економічного вибору основного обладнання СЕП, впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності та засобів покращення якості електроенергії.

Об'єкт дослідження – Система електропостачання ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод».

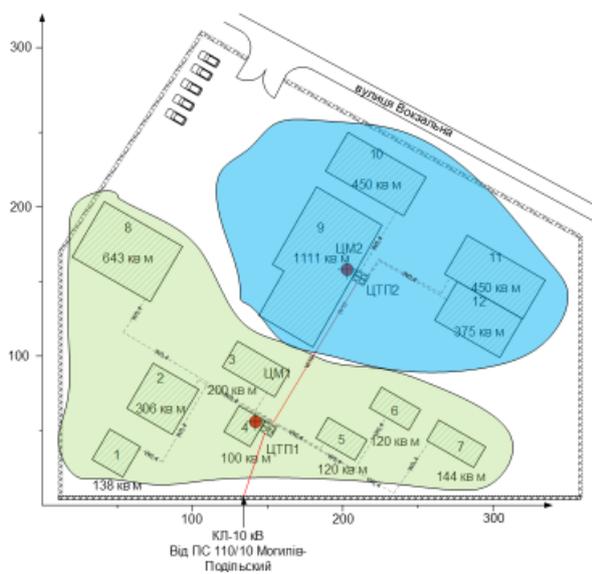
Наукова новизна. Обґрунтування використання САФ на ПрАТ «Могилів-Подільський машинобудівний завод».

Практична цінність. Отримані результати можуть бути використані під час розроблення технічної документації для реконструкції систем електропостачання промислових підприємств. Запропоновані технічні рішення забезпечують зниження енергетичних витрат, покращення якості електроенергії та підвищення надійності електропостачання.

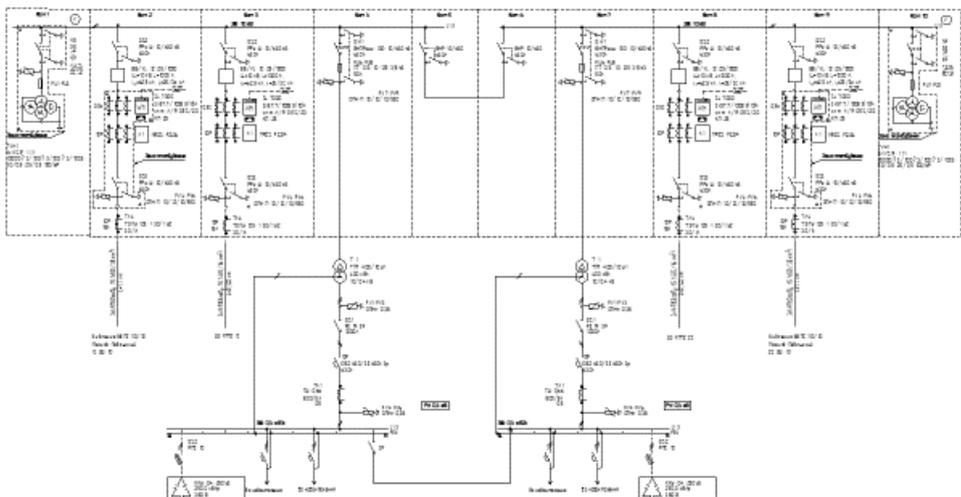
Генплан підприємства із нанесеними елементами СЕП



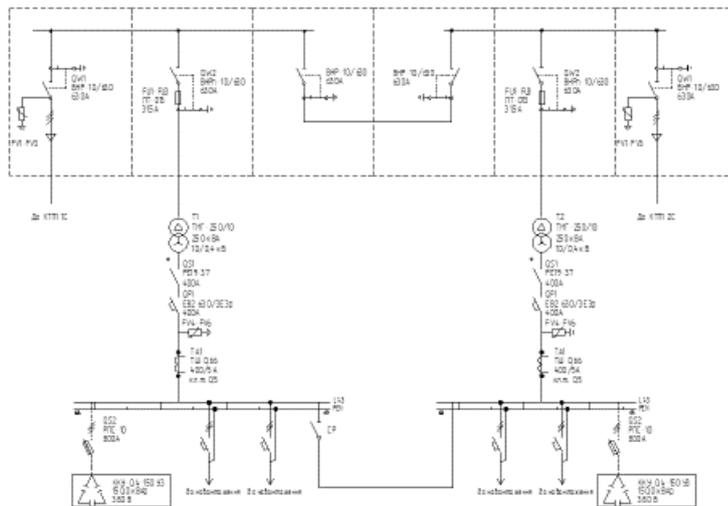
Генплан підприємства із нанесеними елементами СЕП



Однолінійна ЦТП1

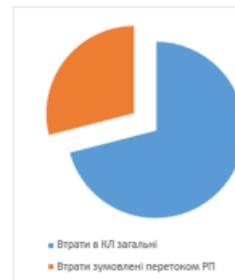


Однолінійна ЦТП2



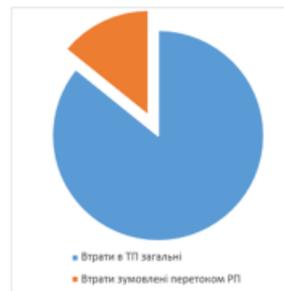
Розрахунок втрат активної електроенергії зумовлені перетоками реактивної в КЛ-10 кВ

| До компенсації реактивної потужності | | | | | | | | |
|---|-----------------------------|-------------|-------------|--------|--------|------------|-------------|---------------------------|
| Лінія | Марка кабелю | К-сть ліній | Довжина, км | Ім, А | R, Ом | τ, год/рік | Rліт, Ом/км | ΔЕ _а , кВт*год |
| С - ТП1 | 3х(АПвЭгаПу-15 1х50/35 мм2) | 2 | 1,7 | 27,295 | 1,0897 | 1574,88 | 0,641 | 7671,15 |
| ТП1 - ТП2 | 3х(АПвЭгаПу-15 1х35/16 мм2) | 2 | 0,122 | 8,8524 | 0,1059 | 1574,88 | 0,868 | 78,4139 |
| Разом | | | | | | | | 7749,56 |
| Після компенсації реактивної потужності | | | | | | | | |
| Лінія | Марка кабелю | К-сть ліній | Довжина, км | Ім, А | R, Ом | τ, год/рік | Rліт, Ом/км | ΔЕ _а , кВт*год |
| С - ТП1 | 3х(АПвЭгаПу-15 1х50/35 мм2) | 2 | 1,7 | 21 | 1,0897 | 1574,838 | 0,641 | 4540,8 |
| ТП1 - ТП2 | 3х(АПвЭгаПу-15 1х35/16 мм2) | 2 | 0,122 | 6,5 | 0,1059 | 1574,838 | 0,868 | 42,2759 |
| Разом | | | | | | | | 4583,08 |
| Різниця кВт*год | | | | | | | | 3166,48 |
| Різниця % | | | | | | | | 40,8601 |



Розрахунок втрат активної електроенергії зумовлені перетоками реактивної в ТП

| До компенсації реактивної потужності | | | | | | | | | |
|---|-----------|----|------------------------|------------------------|--------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------------|
| № ТП | Сном, кВА | kt | dP _{кх} , кВт | dP _{кз} , кВт | U _к , % | P _р , кВт | Q _р , кВАр | S _р , кВА | W _р , кВт*год |
| 1 | 400 | 2 | 0,95 | 5,9 | 4,5 | 420,6129 | 330,5972 | 547,5707 | 26943 |
| 2 | 250 | 2 | 0,74 | 4,2 | 4,5 | 306,2946 | 252,4267 | 396,9076 | 22826,03 |
| Всього | | | | | | | | | 49769,03 |
| Після компенсації реактивної потужності | | | | | | | | | |
| № ТП | Сном, кВА | kt | dP _{кх} , кВт | dP _{кз} , кВт | U _к , % | P _р , кВт | Q _р , кВАр | S _р , кВА | W _р , кВт*год |
| 1 | 400 | 2 | 0,95 | 5,9 | 4,5 | 420,6129 | 0 | 420,6129 | 22720,87 |
| 2 | 250 | 2 | 0,74 | 4,2 | 4,5 | 306,2946 | 0 | 306,2946 | 18837,41 |
| Всього | | | | | | | | | 41558,28 |
| Різниця кВт*год | | | | | | | | | 8210,752 |
| Різниця % | | | | | | | | | 16,49771 |



Розрахунок додаткових втрат електроенергії в трансформаторах зумовлені несиметрією та несинусоїдністю

- $S_{tr} = 400$ Потужність трансформатора
- $R_1 = 5.5$ Активний опір трансформатора
- $X_1 = 17$ Реактивний опір трансформатора
- $P_{kz} = 5.5$ Втрати короткого замикання
- $P_{хх} = 0.8$ Втрати холостого ходу
- $\omega_{kz} = 4.5$ Нарпуга короткого замикання

Отже, втрати зумовлені несиметрією напруги становлять:

$$k_{3U} = 2 \%$$

$$\Delta P_{несим} = \left(\frac{k_{3U}}{100} \right)^2 \left[P_{хх} + \frac{P_{kz}}{(0.01 \omega_{kz})^2} \right] = 1.087 \text{ кВт}$$

Додаткові втрати активної за несинусоїдності:

$$k_5 = 2.1 \quad k_7 = 2.5 \quad k_{11} = 3.2 \quad k_{13} = 3.7$$

Розрахуємо k_{Zj} для кожної гармоніки:

$$Z_1 = \sqrt{R_1^2 + X_1^2}$$

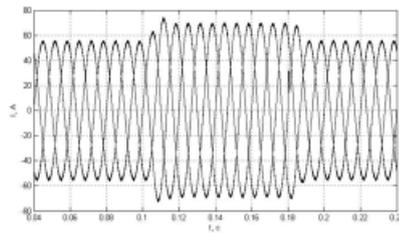
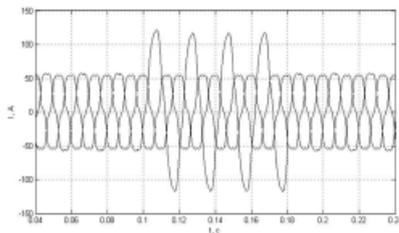
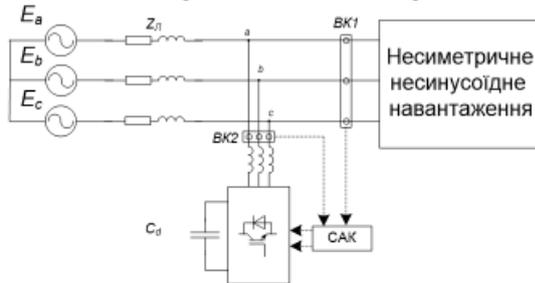
$$k_{Z5} = \frac{\sqrt{(0.47 \cdot \sqrt{5} R_1)^2 + (0.88 \cdot 5 X_1)^2}}{Z_1} \quad k_{Z11} = \frac{\sqrt{(0.47 \cdot \sqrt{11} R_1)^2 + (0.88 \cdot 11 X_1)^2}}{Z_1}$$

$$k_{Z7} = \frac{\sqrt{(0.47 \cdot \sqrt{7} R_1)^2 + (0.88 \cdot 7 X_1)^2}}{Z_1} \quad k_{Z13} = \frac{\sqrt{(0.47 \cdot \sqrt{13} R_1)^2 + (0.88 \cdot 13 X_1)^2}}{Z_1}$$

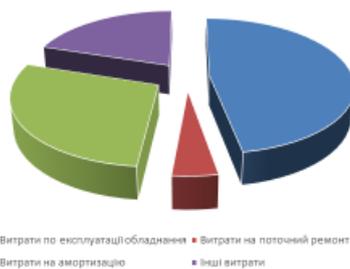
Розрахуємо втрати зумовлені несинусоїдністю:

$$\Delta P_{гарм} = \frac{0.47 \cdot P_{kz}}{\omega_{kz}^2} \left[\left(\frac{k_5}{k_{Z5}} \right)^2 (1 + 0.05 \cdot 5^2) \cdot \sqrt{3} + \left(\frac{k_7}{k_{Z7}} \right)^2 (1 + 0.05 \cdot 7^2) \cdot \sqrt{7} \dots \right] = 1.397 \text{ кВт}$$

Використання САФ на підприємстві



Техніко економічні показники



| Показники | Позначення | Величина показників | Одиниця вимірювання |
|---|------------------|---------------------|---------------------|
| Кількість корисно спожитої електроенергії | E_a | 1814421,997 | кВт·год. |
| Річне споживання електроенергії із втратами | E | 1872785,386 | кВт·год. |
| Плата за електроенергію | P_1 | 14944827,38 | грн. |
| Витрати на передачу і розподіл електроенергії | C_n | 1006542,532 | грн. |
| Сумарні витрати підприємства | $C_{\text{сум}}$ | 15951369,91 | грн. |
| Собівартість електроенергії | S | 879,143327 | кол/кВт·год. |

Висновок

У магістерській роботі виконано комплексне дослідження системи електропостачання Приватного акціонерного товариства «Могилів-Подільський машинобудівний завод» з метою підвищення її ефективності, надійності та енергоефективності.

Запропоновано впровадження:

- автоматичних установок компенсації реактивної потужності, що дозволило зменшити втрати в трансформаторах і кабельних лініях;
- силового активного фільтра гармонік, який забезпечує одночасну компенсацію гармонік та несиметрії навантаження.

Результати моделювання та розрахунків підтверджують, що запропоновані заходи:

- підвищують якість електроенергії;
- зменшують експлуатаційні втрати;
- продовжують термін служби обладнання;
- сприяють загальній енергетичній та економічній ефективності підприємства.

Отримані результати можуть бути використані для практичної реалізації заходів з модернізації систем електропостачання на промислових підприємствах аналогічного типу.