

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

**Магістерська кваліфікаційна робота**

на тему:

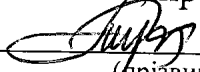
**«ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ  
ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ –  
ПІДПРИЄМСТВА «АВІС»**

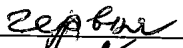
Виконав: студент 2 курсу, групи ЕСЕ-20м  
141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка


(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

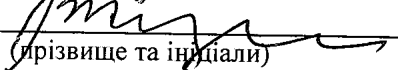
 Клешко В.А.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., професор кафедри ЕСЕЕМ

 Терешкевич Л.Б.  
(прізвище та ініціали)

« 15 »  2022

Опонент  Кирин В.М.

 (прізвище та ініціали)

«    » \_\_\_\_\_ 2022

Допущено до захисту

звідувач кафедри ЕСЕЕМ

к.т.н., проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

  
« 20 » 06 \_\_\_\_\_ 2022 р

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

Освітньо-кваліфікаційний рівень – магістр  
Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
Освітня програма – Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри ЕСЕЕМ  
д.т.н. проф. Бурбело М.Й.

„15” 02 2022 р

**ЗАВДАННЯ**  
**на магістерську кваліфікаційну роботу**  
**Клешко Володимира Анатолійовича**

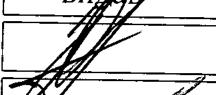





1. Тема роботи: Оптимізація системи електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю – підприємства «АВІС».
- Ініціатор роботи: Терешкевич Леонід Борисович, к.т.н., професор,  
затверджені наказом по ВНТУ від « 24 » березня 2022 року, № 65
- Строк подання студентом роботи « 10 » червня 2022 року
- Вихідні дані до роботи: відомості про електроприймачі та електричні навантаження, живлення підприємства, про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства. Результати дослідження параметрів якості електроенергії в системі електропостачання підприємства.
- Наукові публікації з питань оптимізації якості електроенергії на промислових підприємствах.
- Зміст розрахунково-пояснювальної записки.  
Анотація.  
Зступ.
- РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО**
- 1.1 Відомості про підприємство
- 1.2 Вихідні дані для проведення дослідження та основні науково-технічні завдання, що потребують вирішення
- 1.3 Висновки до розділу 1
- РОЗДІЛ 2. ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТОВ – ПІДПРИЄМСТВА «АВІС»**
- 2.1 Розрахунок електричних навантажень по окремим виробничим підрозділам та по підприємству в цілому
- 2.2 Розрахування оптимальної потужності трансформаторних підстанцій
- 2.3 Оцінка втрат потужності на ТП підприємства
- 2.4 Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній 10 кВ
- 2.5 Обґрунтування оптимального розміщення трансформаторних підстанцій
- 2.6 Оптимальна компенсація реактивної потужності в мережах 10 кВ підприємства
- 2.7 Висновки до розділу 2
- РОЗДІЛ 3. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК В МЕРЕЖАХ ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА «АВІС»**
- 3.1 Несиметричні режими в системах електропостачання та способи їх усунення
- 3.2 Необхідність корекції симетруючого впливу та його здійснення у рамках задачі оптимального керування

- 3.3 Аналіз можливих впливів СП на режим електричної мережі  
 3.4 Математичні моделі комплексного управління КУ СП та КУ симетричного виконання  
 3.5 Загальний алгоритм прийняття комплексного рішення із симетрування електричного режиму та компенсації реактивної потужності  
 3.6 Приклад розрахунку за розробленим алгоритмом  
 3.7 Висновки до розділу 3  
 РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ВИПУСКНОЇ РОБОТИ  
 РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ  
 ВИСНОВКИ  
 Література

5. Перелік графічного матеріалу:

Матеріал, необхідний для висвітлення сутності проведених досліджень та впровадження розроблених методик

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видані	завдання прийняті
Економічна частина	Шулле Ю.А., к.т.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., професор		
Нормоконтроль	Войтюк Ю.П., к.т.н., ст.викладач		

7. Дата видачі завдання « 25 » березня 2022 року


КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

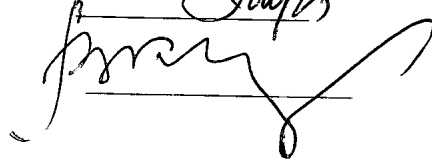
№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Відомості про підприємство та характеристики електроприймачів.	25.03.2022	
2	Оптимізація системи електропостачання ТОВ – підприємства «Авіс»	01.05.2022	
3	Оптимізація електричних режимів в розробленій системі електропостачання	20.05.2022	
4	Економічна частина роботи	25.05.2022	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.06.2022	
6	Написання пояснювальної записки	10.06.2022	

Студент  
 Керівник магістерської роботи

Рецензент

  
 Клешко В.А.

  
 Терешкевич Л.Б.

  
 Кузін В.М.

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

## Магістерська кваліфікаційна робота

на тему:

### «ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ – ПІДПРИЄМСТВА «АВІС»

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕСЕ-20м  
141 «Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Клешко В.А.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., професор кафедри ЕСЕЕМ

Терешкевич Л.Б.

(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022

Опонент \_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022

**Допущено до захисту**

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 р

УДК 621.316

## АНОТАЦІЯ

Клешко В.А. Оптимізація системи електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю – підприємства «АВІС». Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітня програма – «Електротехнічні системи електроспоживання». – Вінниця, ВНТУ, 2022 – 102 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 40 назв; рис.: 18; табл. 11.

Розрахунками обґрунтована оптимізація системи електропостачання інструментального заводу шляхом вибору оптимальних потужностей трансформаторів, перерізів ліній 10кВ як живильної, так розподільної мережі, місця установки ЦРП підприємства шляхом розрахунку центра електричних навантажень, а також потужностей батарей статичних конденсаторів, які призначені для компенсації реактивної потужності, що дозволяє знизити активні втрати потужності в електричній мережі.

Розроблено метод підвищення ефективності конденсаторних батарей шляхом додаткового їх використання для симетрування електричного режиму, який полягає в тому, що частина потужностей конденсаторних батарей включається по несиметричній схемі. Кінцевий вектор керування визначається шляхом послідовного розв'язування трьох оптимізаційних задач: прийняття керуючого рішення про включення ступеней конденсаторних батарей несиметричного під'єднання, другий етап полягає в знаходженні керуючого рішення по симетричним секціям несиметричної батареї, а в разі потреби на останньому етапі знаходиться рішення про включення секцій конденсаторних батарей симетричного з'єднання.

Ключові слова: Оптимальне керування, математична модель, критерій ефективності, втрати потужності.

## ABSTRACT

Kleshko VA Optimization of the power supply system of the Vinnytsia Tool Plant Limited Liability Company. Master's qualification work in the specialty 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics", educational program - "Electrical power consumption systems". - Vinnytsia, VNTU, 2022 - 102 p.

In Ukrainian language. Bibliogr .: 40 titles; fig .: 18; table 11.

The calculations substantiate the optimization of the power supply system of the tool plant by selecting the optimal power of transformers, cross sections of 10 kV lines, both supply and distribution network, the installation site of the CDC by calculating the center of electrical loads, and static capacitor batteries designed to compensate reactive power active power losses in the electrical network.

A method has been developed to increase the efficiency of capacitor banks by additionally using them to balance the electrical mode, which consists in the fact that part of the capacitance of capacitors is included in an asymmetric circuit. The final control vector is determined by sequentially solving three optimization problems: making a control decision to include stages of asymmetric connection capacitor banks, the second stage is to find a control solution for symmetrical sections of asymmetric battery, and if necessary at the last stage is the decision to include sections of capacitor batteries of symmetrical connection. Optimization mathematical models have been developed to allow appropriate calculations. The efficiency of the developed method is demonstrated by a numerical example.

Keywords: Optimal control, mathematical model, efficiency criterion, power loss.

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

1.1 Відомості про підприємство

1.2 Вихідні дані для проведення дослідження та основні науково-технічні завдання, що потребують вирішення

1.3 Висновки до розділу 1

РОЗДІЛ 2. ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

ТОВ – ПІДПРИЄМСТВА «АВІС»

2.1 Розрахунок електричних навантажень по окремим виробничим підрозділам та по підприємству в цілому

2.2 Розрахування оптимальної потужності трансформаторних підстанцій

2.3 Оцінка втрат потужності на ТП підприємства

2.4 Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній 10 кВ

2.5 Обґрунтування оптимального розміщення трансформаторних підстанцій

2.6 Оптимальна компенсація реактивної потужності в мережах 10 кВ підприємства

2.7 Висновки до розділу 2

РОЗДІЛ 3. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КОНДЕНСАТОРНИХ  
УСТАНОВОК В МЕРЕЖАХ ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «АВІС»

3.1 Несиметричні режими в системах електропостачання та способи їх усунення

3.2 Необхідність корекції симетруючого впливу та його здійснення у рамках задачі оптимального керування

3.3 Аналіз можливих впливів СП на режим електричної мережі

3.4 Математичні моделі комплексного управління КУ СП та КУ симетричного виконання

3.4.1 Математичні моделі керування КУ СУ з мінімальною кількістю

вимикачів

3.4.2 Математична модель керування КУ симетричного виконання

3.5 Загальний алгоритм прийняття комплексного рішення із симетрування електричного режиму та компенсації реактивної потужності

3.6 Приклад розрахунку за розробленим алгоритмом

3.7 Висновки до розділу 3

## РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ВИПУСКНОЇ РОБОТИ

4.1 Розрахунок чисельності обслуговуючого та ремонтного персоналу

4.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

4.3 Розрахунок витрат підприємства на матеріали, що потрібні на всі види ремонтів та технічне обслуговування електрообладнання та електромереж

4.4 Визначення амортизаційних відрахувань та інших витрат

4.5 Розрахунок плати за електроенергію

4.6 Собівартість електроенергії

4.7 Висновки до розділу 4

## РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ АВІС в умовах надзвичайних ситуаціях.

5.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ АВІС в умовах дії іонізуючих випромінювань

5.3 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ АВІС в умовах дії електромагнітного імпульсу

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

## ДОДАТКИ

Додаток А. Технічне завдання до магістерської кваліфікаційної роботи

Додаток Б. Вихідні дані для виконання магістерської випускної роботи

Додаток В. Демонстраційний матеріал до МКР



## ВСТУП

*Актуальність теми.* Проектування системи електропостачання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» виконано за інженерними методиками, що рекомендовані провідними проектними установами, які не передбачають перебору варіантів і тому отримані результати не можна визнати як оптимальні. Крім того, установлене електрообладнання використовується не в повній мірі, а електричні режими в такій системі електропостачання характеризуються низкою недоліків серед яких завищені втрати активної потужності в електричних мережах та незадовільна якість електроенергії.

Тому робота, в якій із використанням сучасних проектних автоматизованих технологій розробляється оптимальна система електропостачання, а також розробляються методики підвищення ефективності встановленого електрообладнання та оптимізації параметрів режиму в системі електроспоживання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» слід вважати актуальною.

*Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.*

Робота виконана на факультеті електроенергетики та електромеханіки ВНТУ у рамках наукових досліджень, які проводяться на кафедрі ЕСЕЕМ.

*Мета і завдання дослідження.* Метою роботи є оптимізація системи електропостачання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» та таких параметрів її стану як реактивна потужність в елементах мережі та несиметрія електричного режиму шляхом використання інформаційних технологій та сучасних математичних методів оптимізації для розрахунку оптимальних рішень з вибору трансформаторних підстанцій оптимальної потужності, оптимальних перерізів живильних та розподільних ліній 10 кВ підприємства, та розрахувань оптимальних потужностей конденсаторних установок, що дасть можливість зменшити долю енерговитрат в собівартості продукції підприємства.

Поставлена мета досягається вирішенням таких технічних задач:

- виконанням автоматизованих розрахунків оптимальних потужностей

цехових трансформаторних підстанцій;

- виконанням автоматизованих розрахунків оптимальних перерізів ліній електропередач мереж підприємства;
- розрахуванням оптимальної потужності конденсаторних батарей;
- розробки методики розрахунку оптимальних керуючих рішень для батарей статичних конденсаторів, що має секції несиметричного та симетричного виконання, яка підвищує ефективність її (батарей) використання.

*Об'єкт дослідження* – система електропостачання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс».

*Предмет дослідження* – мережі 10 кВ та режими реактивної потужності і несиметрії в системі електропостачання.

*Наукова новизна одержаних результатів.* Підвищена ефективність системи електропостачання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» шляхом оптимізації потужностей трансформаторів цехових ТП, перерізів кабельних ліній, потужності батарей конденсаторів, а також оптимізації параметрів несиметрії та споживання реактивної потужності на підприємстві.

*Практичне значення одержаних результатів* полягає в тому, що реалізація отриманих рішень дозволить підвищити техніко-економічну ефективність системи електропостачання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» та зменшити долю енерговитрат в собівартості продукції.

*Достовірність теоретичних положень* магістерської кваліфікаційної роботи підтверджується строгістю постановки задач, коректним застосуванням сучасних математичних методів оптимізації.

*Особистий внесок здобувача.* Усі наукові положення та результати магістерської кваліфікаційної роботи, що виносяться на захист, отримані автором одноособово.

*Апробація результатів магістерської випускної роботи.* Викладені в роботі результати доповідались на LI Науково-технічній конференції факультету електроенергетики та електромеханіки, ВНТУ, (2022).

*Публікація: по темі роботи: Ю.В. Гук, В. А. Клешко, Л. Б. Терешкевич.*

Підвищення ефективності конденсаторних установок в умовах несиметрії напруг  
// LI Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та  
електромеханіки (2022) Режим доступу:

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2022/paper/view/15718/13173>

*Обсяг і структура магістерської випускної роботи.* Робота складається із вступу, 5 розділів, списку використаних джерел і додатків, загальний обсяг роботи 102 сторінок, з яких основний зміст викладений на 79 сторінках друкованого тексту, містить 18 рисунків, 11 таблиць, список використаних джерел із 40 найменувань.

## 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

### 1.1 Відомості про підприємство

ТОВ–ПІДПРИЄМСТВО "Авіс" виробляє різноманітні продукти харчування, необхідні людям кожен день. У багатьох українських супермаркетах можна зустріти легкі масла, майонези, безалкогольні напої та іншу продукцію, на якій стоїть бренд "Авіс". Все розманіття виробів випускається на найновішому обладнанні досвідченими майстрами своєї справи і відповідає світовим стандартам якості. Всі наші торгові марки отримують рекламну підтримку, за рахунок чого краще продаються, тому торговельним організаціям вигідно співпрацювати з нами.

Одним з найважливіших напрямків діяльності підприємства є виробництво майонезів, маргаринів, соусів, рослинних і легких масел. Масложировий завод, що входить у структуру компанії, випускає більше десятка найменувань легких масел і маргаринів.

Підприємство виробляє високоякісне рослинну олію методом віджимання. Дана технологія примітна тим, що забезпечує збереження в готовому продукті максимальної кількості корисних речовин.

В "Сімейній пекарні" компанії "Авіс" ретельно культивується домашній підхід до виробництва хлібобулочних і кондитерських виробів. Випічка здійснюється в справжніх кам'яних печах, завдяки чому пряники, печиво та інша продукція виходить надзвичайно смачною.

Пріоритетною лінією роботи підприємства є випуск напоїв на основі натуральних соків. Заводом проводиться п'ять серій соковмісних продуктів, два найменування питної води, а також запашні кваси.

Всі продукти харчування, що випускаються під маркою "Авіс", фасуються в пластикову тару власного виробництва. Завод полімерної упаковки виготовляє десятки видів баночок, стаканчиків і інших ємностей.

Компанією виробляється:

олія сира соняшникова та сафлорова,

олія рафінована соняшникова, сафлорова,

дегра; залишки жирових речовин та тваринного чи рослинного воску,

маргарин та пасти з малим вмістом жирів (крім маргарину рідкого),

продукти харчові з жирів та олій інші, у т. ч. маргарин рідкий,

приправи та смакові добавки змішані,

майонез, соуси емульговані інші,

напої прохолоджувальні (у т. ч. води мінеральні підсолоджені),

бутлі обплетені, пляшки, фляги та аналогічні вироби з пластмас місткістю не більше 2 л,

бутлі обплетені, пляшки, фляги та аналогічні вироби з пластмас місткістю понад 2 л,

пробки, кришки та аналогічні засоби для закривання з пластмас,

Компанія експортує товари в такі країни:

Австрія, Китай, Кіпр, Грузія, Німеччина, Індія, Японія, Литва, Молдова, Нідерланди, Польща, Румунія, Іспанія, Сполучені Штати.

За 20 років існування створено три високорентабельних підприємства - масложировий завод, завод безалкогольних напоїв та завод полімерної упаковки. Побудована також система власної дистрибуції по території України.

Вся продукція ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА "Авіс" виготовляється на новому сучасному обладнанні, що відповідає українським та світовим стандартам харчової промисловості.

1.2 Вихідні дані для проведення дослідження та основні науково-технічні завдання, що потребують вирішення

На рисунку 1.1 представлено генеральний план ТОВ-ПІДПРИЄМСТВО «Авіс», а в таблиці 1.1 – відомості про електричні навантаження підприємства.

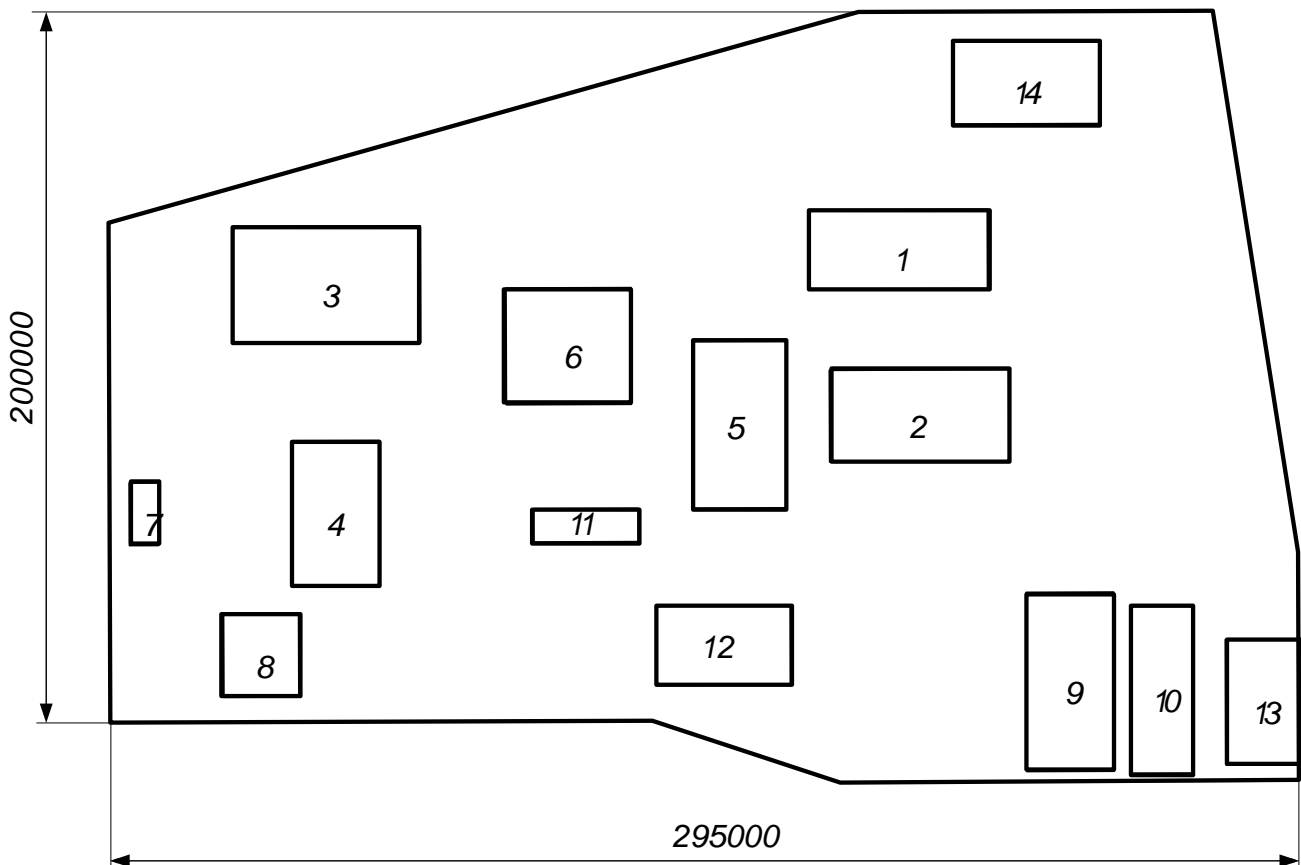


Рисунок 1.1 – Генплан підприємства

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження підприємства

Назва підрозділу	$P_n$ , (кВт)	$S$ , ( $m^2$ )
1.Оліє-очисний цех №1	134	800
2.Оліє-очисний цех №2	130	950
3.Маргарино-майонезний цех №1	200	1275
4.Маргарино-майонезний цех №2	100	1000
5.Цех безалкогольних напоїв	130	900
6.Цех полімерної упаковки	120	850
7.Холодильно-компресорна станція	60	100
8.Котельня	21	360
9.Склад №1	95	900
10.Склад №2	90	600
11.Повітряно-компресорна станція	300	200
12.Механічна майстерня	316	600
13.Гараж	50	525
14.Очисні споруди	70	700

За надійністю електропостачання підприємство в цілому відносяться до II категорії.

Джерелом живлення підприємства є системна підстанція 110/10 кВ «Нова», яка знаходиться на віддалі 4,2 км.

Потужність короткого замикання в точці приєднання системи складає 100 МВА. Вхідна реактивна потужність для підприємства, що задана енергосистемою, становить 150 квар.

На підприємстві має місце несиметрія електричних режимів, зумовлена несиметричними електроприймачами комунально-побутового навантаження. Результати експериментальних досліджень, зроблених на живильній лінії 10 кВ підприємства, зображені на рис.1.2.

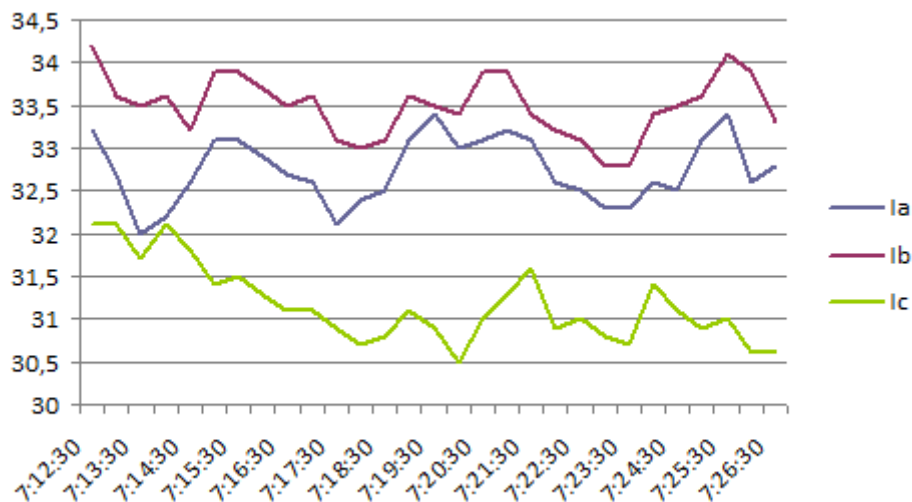


Рисунок 1.2 – Фазні струми в лінії підприємства 10 кВ

На підприємстві має місце суттєве споживання реактивної потужності, яка змінюється в часі та яка зумовлює втрати активної потужності в елементах живлення підприємства. Графік зміни реактивної потужності для характерної зимової доби зображено на рис. 1.3.

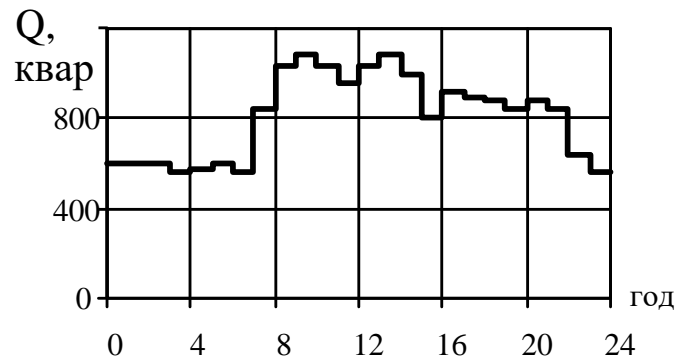


Рисунок 1.3 – Добовий графік реактивних навантажень ТОВ–  
ПІДПРИЄМСТВА «Авіс»

### 1.3 Висновки до розділу 1

Наведена інформація свідчить, що на підприємстві актуальними є такі науково-технічні задачі:

- визначення оптимальних параметрів елементів схеми електропостачання (трансформаторів, кабельних ліній електропостачання, потужностей конденсаторних установок (КУ)) та місця розміщення ЦРП підприємства;
- підвищення ефективності використання КУ шляхом їх використання для компенсації реактивних навантажень та симетрування електричного режиму в мережах підприємства



РОЗДІЛ 2.  
ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ  
ТОВ – ПІДПРИЄМСТВА «АВІС»

Однією складовою оптимізації системи електропостачання підприємства «Авіс» є вибір електрообладнання оптимальних параметрів. Серед множини різноманітних видів обладнання зроблено вибір оптимальних потужностей трансформаторів, оптимальних перерізів ліній 10 кВ, оптимального розміщення ЦРП підприємства, оптимальних потужностей конденсаторних установок. При розрахунках використано класичний математичний апарат вирішення оптимізаційних задач.

2.1 Розрахунок електричних навантажень по окремим виробничим підрозділам та по підприємству в цілому

Проведення оптимізаційних розрахунків із вибору цехових трансформаторних підстанцій, кабельних ліній 10 кВ (живильних та розподільних), конденсаторних установок та визначення оптимального місця установки центрального розподільного пункту (ЦРП) підприємства потребує інформацію про середні, максимальні (розрахункові) навантаження окремих підрозділів підприємства та по підприємству в цілому, розрахунки яких виконуються за методиками [3; 5].

Виконаємо автоматизований розрахунок навантажень по всім виробничим об'єктам ТОВ – ПІДПРИЄМСТВА «Авіс», а також по підприємству в цілому. Цей розрахунок проведемо за методом коефіцієнта попиту, який рекомендований провідними проектними організаціями для розрахунку саме силового та освітлювального навантаження промислових об'єктів [1, 3].

Середні та розрахункові навантаження, використовуючи метод коефіцієнта попиту, визначаються так:

– розрахункове активне освітлювальне навантаження  $i$ -того цеху визначається за формулою:

$$P_{poi} = K_{poi} \cdot F_i \cdot p_{питі} \cdot K_{праі}, \quad (2.1)$$

де  $K_{poi}$  – коефіцієнт попиту для освітлювального навантаження  $i$ -го об'єкту підприємства «Авіс»;

$P_{питі}$  – питома густина освітлювального навантаження для  $i$ -того об'єкту підприємства «Авіс», кВт/м<sup>2</sup>;

$F_i$  – площа  $i$ -того об'єкту підприємства «Авіс», м<sup>2</sup>;

$K_{праі}$  – коефіцієнт, враховує втрати в пуско-регулюючій апаратурі  $i$ -того об'єкту підприємства «Авіс»;

– розрахункове реактивне освітлювальне навантаження  $i$ -того об'єкту підприємства «Авіс» розраховується за формулою:

$$Q_{poi} = F_i \cdot K_{noi} \cdot P_{номі} \cdot K_{праі} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{oi}, \quad (2.2)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_{oi}$  – коефіцієнт реактивної потужності освітлювального навантаження  $i$ -того об'єкту підприємства «Авіс».

– середнє активне силове навантаження  $i$ -того об'єкту підприємства «Авіс» розраховується так:

$$Q_{poi} = F_i K_{noi} K_{праі} \operatorname{tg} \varphi_{oi} \quad (2.3)$$

де  $P_{номі}$  – номінальна потужність  $i$ -того об'єкту підприємства «Авіс», кВт.

$K_{ві}$  – коефіцієнт використання для  $i$ -того об'єкту підприємства «Авіс»;

– середнє реактивне силове навантаження  $i$ -того об'єкту підприємства «Авіс» розраховується за формулою:

$$Q_{ci} = P_{ном} K_{ві} \operatorname{tg} \varphi_i + Q_{poi} \quad (2.4)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_i$  – коефіцієнт реактивної потужності  $i$ -того об'єкту підприємства «Авіс».

– повне середнє навантаження  $i$ -того об'єкту підприємства «Авіс» розраховується так:

$$S_{ci} = \sqrt{P_{ci} + Q_{ci}} \quad (2.5)$$

Розрахункове активне навантаження будь-якого  $i$ -того об'єкту підприємства «Авіс».

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

де  $K_{ni}$  – коефіцієнт попиту і-того цеху.

Розрахункове реактивне навантаження і-того об'єкту підприємства «Авіс»:

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

Розрахункове повне навантаження і-того об'єкту підприємства «Авіс»:

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

Розрахунковий струм і-того об'єкту підприємства «Авіс»:

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

де  $U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга мережі, кВ.

Складовими навантаження об'єктів підприємства «Авіс» є силове та освітлювальне навантаження.

Розрахуємо середні та розрахункові навантаження об'єктів підприємства «Авіс» та підприємства в цілому:

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

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

$$P_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N P_{ci}; \quad (2.12)$$

$$Q_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N Q_{ci}; \quad (2.13)$$

$$P_{p\Sigma} = \sum (P_{\text{ном}i} K_{ni}) + P_{po\Sigma} \quad (2.14)$$

$$Q_{p\Sigma} = K_o \sum_{i=1}^N (P_{\text{ном}i} K_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i) + Q_{po\Sigma}, \quad (2.15)$$

де  $K_o$  – коефіцієнт одночасності [3], прийmemo  $K_o = 0,95$ ;

$N$  – кількість підрозділів підприємства «Авіс».

Повне навантаження підприємства в цілому:

$$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2}; \quad (2.16)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}. \quad (2.17)$$

Сумарний струм розрахуємо через повну розрахункову потужність:

$$I_{p\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}. \quad (2.18)$$

Питома густина навантаження і-того об'єкту підприємства «Авіс»:

$$\rho = \frac{S_{pi}}{F_i}. \quad (2.19)$$

Питома густина навантаження по підприємству «Авіс»:

$$\rho_{\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{F_{\Sigma}}. \quad (2.20)$$

Результати автоматизованого розрахунку навантажень ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» в цілому та всіх його виробничих підрозділів зокрема зведені до електронної таблиці (рис. 2.1).

		U= 0,38					Cos= 0,95															
№	Найменування цехів	Дані сипи					Світло					Середні навантаження			Розрах. Нав.			ρ кВА/м <sup>2</sup>				
		Rn кВт	cos	tg	Kп	Kв	Площа м <sup>2</sup>	Kco	Rпип кВт/м <sup>2</sup>	Kпра	tgφ0	Qмо квар	Ppo кВт	Pc кВт	Qc квар	Sc кВА	Pp кВт		Qp квар	Sp кВА	Ip, А	
1	1.Опс-очисний цех №1	134	0,6	1,3	0,56	0,2	800	0,80	0,017	1,20	0,48	6,27	13,06	39,86	41,11	57,26	88,10	103,82	136,16	206,87	0,1702	
2	2.Опс-очисний цех №2	130	0,6	1,3	0,56	0,4	950	0,85	0,015	1,10	0,48	6,40	13,32	65,32	74,00	98,70	86,12	101,04	132,76	201,71	0,1397	
3	3.Маргаріно-майонезний цех №1	200	0,75	0,88	0,46	0,5	1275	0,80	0,017	1,10	0,48	9,16	19,07	119,07	97,16	153,68	111,07	90,12	143,03	217,32	0,1122	
4	4.Маргаріно-майонезний цех №2	100	0,75	0,88	0,46	0,35	1000	0,85	0,017	1,10	0,48	7,63	15,90	50,90	38,43	63,77	61,90	48,11	78,39	119,11	0,0784	
5	5.Завод безалкогольних напоїв	130	0,75	0,88	0,5	0,55	900	0,85	0,017	1,10	0,48	6,87	14,31	85,81	69,79	110,60	79,31	64,07	101,95	154,90	0,1133	
6	6.Завод полімерної упаковки	120	0,65	1,17	0,3	0,5	850	0,70	0,017	1,10	0,48	5,34	11,13	71,13	75,54	103,76	47,13	47,46	66,88	101,62	0,0787	
7	7.Холодильно-компресорна станція	60	0,8	0,75	0,4	0,45	100	0,90	0,015	1,10	0,48	0,71	1,49	28,49	20,96	35,37	25,49	18,71	31,62	48,04	0,3162	
8	8.Котельня	21	0,75	0,88	0,6	0,7	360	0,80	0,014	1,10	0,48	2,13	4,44	19,14	15,06	24,35	17,04	13,22	21,56	32,76	0,0599	
9	9.Склад №1	95	0,75	0,88	0,5	0,3	900	0,85	0,012	1,10	0,48	4,85	10,10	38,60	29,93	48,84	57,60	46,65	74,12	112,61	0,0824	
10	10.Склад №2	90	0,75	0,88	0,4	0,55	600	0,85	0,012	1,10	0,48	3,23	6,73	56,23	46,79	73,15	42,73	34,91	55,18	83,84	0,092	
11	11.Повітряно-компресорна станція	300	0,8	0,75	0,5	0,45	200	0,90	0,015	1,10	0,48	1,43	2,97	137,97	102,68	171,98	152,97	113,93	190,73	289,79	0,9537	
12	12.Механічна майстерня	316	0,75	0,88	0,6	0,2	600	0,85	0,017	1,20	0,48	4,99	10,40	73,60	60,61	95,35	200,00	171,84	263,69	400,63	0,4395	
13	13.Гараж	50	0,65	1,17	0,3	0,50	525	0,80	0,016	1,10	0,48	3,55	7,39	32,39	32,80	46,10	22,39	21,10	30,77	46,74	0,0586	
14	14.Очисні споруди	70	0,8	0,75	0,9	0,25	700	0,80	0,014	1,10	0,48	4,14	8,62	26,12	17,26	31,31	71,62	51,39	88,15	133,93	0,1259	
Всього по підприємству		1816				0,39	9760,00						66,68	138,92	844,62	722,11	1111,23	1017,23	883,37	1347,26	2046,95	0,138

Рисунок 2.1 – Результати автоматизованого розрахунку навантажень ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА «Авіс»

## 2.2 Розрахування оптимальної потужності трансформаторних підстанцій

Для проведення розрахунку потужності трансформаторів попередньо потрібно сформувавши навантаження підстанцій.

Враховуючи те, що підприємство відноситься до другої категорії за надійністю електропостачання і потребує живлення від двох незалежних джерел, то вибираємо двотрансформаторні підстанції [4]. Вибір трансформаторної підстанції проводиться із врахуванням питомої густини навантаження. При питомій густині навантаження до 0,2 (кВА/м<sup>2</sup>) [7] рекомендується обирати трансформатори потужність до 1000 (кВА). Крім того, при виборі трансформаторів потрібно прагнути до їх однотипності.

Сформуємо навантаження кожної підстанції враховуючи територіальне розміщення виробничих об'єктів,. Для цього використаємо табличну форму розподілу навантаження між ТП підприємства, рис. 2.2.

№ ТП	Номер 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	Кількість трансформаторів в ТП
ТП1	3	111,07	90,12	143,03	119,07	97,16	153,68	2
	7	25,49	18,71	31,62	28,49	20,96	35,37	
	4	61,90	48,11	78,39	50,90	38,43	63,77	
	8	17,04	13,22	21,56	19,14	15,06	24,35	
	6	47,13	47,46	66,88	71,13	75,54	103,76	
	11	152,97	113,93	190,73	137,97	102,68	171,98	
	Всього по ТП1	415,59	331,54	531,63	426,69	349,83	551,76	
ТП2	12	200,00	171,84	263,69	73,60	60,61	95,35	2
	9	57,60	46,65	74,12	38,60	29,93	48,84	
	10	42,73	34,91	55,18	56,23	46,79	73,15	
	13	22,39	21,10	30,77	32,39	32,80	46,10	
		Всього по ТП2	322,73	274,50	423,68	200,83	170,13	
ТП3	5	79,31	64,07	101,95	85,81	69,79	110,60	2
	1	88,10	103,82	136,16	39,86	41,11	57,26	
	2	86,12	101,04	132,76	65,32	74,00	98,70	
	14	71,62	51,39	88,15	26,12	17,26	31,31	
		Всього по ТП3	325,15	320,31	456,42	217,11	202,15	

Рисунок 2.2 – Розподіл виробничих об'єктів підприємства «Авіс» між трансформаторними підстанціями

Розрахунки, пов'язані із вибором оптимальної потужності трансформаторів, виконаємо методами дослідження операцій. Методологія цього математичного апарату передбачає попереднє створення математичної моделі. Вибір оптимальних потужностей трансформаторів виконаємо за економічною характеристикою, прийнявши за критерій ефективності річні приведені затрати на підстанцію.

Для вибору оптимальної потужності трансформаторних підстанцій, від яких живляться виробничі об'єкти підприємства, скористаємось дискретною математичною моделлю.

Керованою змінною в математичній моделі є потужність трансформаторів –  $S_T$ . Вона вибирається із ряду стандартних потужностей трансформаторів. В процесі вибору попередньо відкидаються із розгляду трансформатори, що мають недопустимі значення номінальної потужності. Із множини, яка залишилась, керуючись зазначеним критерієм, вибирається до установки трансформатор потужністю якій відповідає мінімум річних приведених затрат на підстанцію.

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(S_T) = (E_c + E_a) \cdot k_{ТП}(S_T, k_T) + \left[ \Delta P_{xx}(S_T) \cdot k_T + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot \frac{S_{ТП}^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right] \cdot t \cdot \tau \rightarrow \min_{S_T \in S_{СТ}} \\ S_T \cdot k_T \cdot k_H \geq S_{ТПСМ} \\ k_T > 1 \Rightarrow S_T \cdot k_{па} \geq S_{ТПР} \cdot k_{нпа} \\ S_T \in S_{СТ} \end{array} \right. \quad (2.21)$$

де  $S_{СТ}$  – множина стандартних потужностей трансформаторів;

$E_c$  – коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень;

$E_a$  – коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

$S_{ТПР}$  – розрахункова потужність трансформаторної підстанції;

$S_{ТПСМ}$  – середня потужність трансформаторної підстанції;

$k_{ТП}(S_T, k_T)$  – капіталовкладення в ТП, що залежать від кількості вибраних трансформаторів та їх потужностей.

Результати розрахунків з вибору потужностей трансформаторних підстанцій наведені на рис. 2.3 – 2.5.

Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат												
Економічні характеристики												
Питома вартість втрат, грн/кВт									Bo =	560,895		
Коефіцієнт ефективності капітовкладень									Ee =	0,1		
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію									Ea =	0,036		
									ТП1			
Дані нормального режиму												
Розрахункова потужність ТП, кВА									Sp=	531,63		
Середня потужність ТП, кВА									Sc=	551,76		
Кількість трансформаторів									кТ=	2		
Допустимий коефіцієнт навантаження в н. режимі									Кн=	1		
Дані післяварійного режиму												
Допустимий коефіцієнт навантаження в післяварійному режимі									Кпа =	1,3		
Доля навантаження в післяварійному режимі									Кпа =	0,8		
* St кВА	ΔРкз кВт	ΔРхх кВт	Ктп, тис.грн.	Е*К, тис.грн.	ΔРзм кВт	ΔРпс кВт	ΔР кВт	Вв, тис.грн.	з, тис.грн.	Х	кТ*кн*St >=Sc р	=кнпа*S р
63	1,28	0,24	950,78	129,306	45,5742	0,48	46,0542	25,8315	-	-	-	-
100	1,97	0,33	1010,71	137,457	27,8392	0,66	28,4992	15,985	-	-	-	-
160	3,1	0,51	1090,45	148,301	17,1124	1,02	18,1324	10,1704	-	-	-	-
250	4,2	0,74	1190,46	161,903	9,4964	1,48	10,9764	6,15661	-	-	-	-
400	5,9	0,95	1430,38	194,532	5,21101	1,9	7,11101	3,98853	198,52	400	+	V
630	8,5	1,31	1590,53	216,312	3,02641	2,62	5,64641	3,16704	219,479	630	+	+
1000	10,5	2,1	1880,23	255,711	1,48381	4,2	5,68381	3,18802	258,899	1000	+	+
1600	18	2,8	2340	318,24	0,99362	5,6	6,59362	3,69833	321,938	1600	+	+
2500	23,5	3,85	2670,73	363,219	0,53135	7,7	8,23135	4,61692	367,836	2500	+	+
Мінімальні затрати, грн								3min=	198,52			
Оптимальна потужність трансформатора, кВА								St*=	400			
Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора								кз*=	0,66454			

Рисунок 2.3 – Результати розрахунку оптимальної потужності ТП1





Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат														
Економічні характеристики														
Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo =	560,895			
Коефіцієнт ефективності капітоловкладень										Ee =	0,1			
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea =	0,036			
											ТПЗ			
Дані нормального режиму														
Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	456,42			
Середня потужність ТП, кВА										Sc=	296,65			
Кількість трансформаторів										кТ=	2			
Допустимий коефіцієнт навантаження в н. режимі										Кн=	1			
Дані післяварійного режиму														
Допустимий коефіцієнт навантаження в післяварійному режимі										Кпа =	1,3			
Доля навантаження в післяварійному режимі										Кппа =	0,8			
•	St кВА	ΔРкз кВт	ΔРХх кВт	Ктп, тис.грн.	Е*К, тис.грн.	ΔРзМ кВт	ΔРпс кВт	ΔР кВт	Вв, тис.грн.	З, тис.грн.	Х	кТ*Кн*St >=Sc	=кппа*Sp	•
	63	1,28	0,24	950,78	129,306	33,5917	0,48	34,0717	19,1106	-	-	-	-	-
	100	1,97	0,33	1010,71	137,457	20,5196	0,66	21,1796	11,8795	-	-	-	-	-
	160	3,1	0,51	1090,45	148,301	12,6132	1,02	13,6332	7,64678	-	-	+	-	-
	250	4,2	0,74	1190,46	161,903	6,99958	1,48	8,47958	4,75615	-	-	+	-	-
<b>V</b>	400	5,9	0,95	1430,38	194,532	3,84091	1,9	5,74091	3,22005	197,752	400	+	+	<b>V</b>
	630	8,5	1,31	1590,53	216,312	2,2307	2,62	4,8507	2,72073	219,033	630	+	+	-
	1000	10,5	2,1	1880,23	255,711	1,09368	4,2	5,29368	2,9692	258,68	1000	+	+	-
	1600	18	2,8	2340	318,24	0,73238	5,6	6,33238	3,5518	321,792	1600	+	+	-
	2500	23,5	3,85	2670,73	363,219	0,39164	7,7	8,09164	4,53856	367,758	2500	+	+	-
Мінімальні затрати, грн										Зmin=				
Оптимальна потужність трансформатора, кВА										St*=				
Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора										кз*=				

Рисунок 2.5 – Результати розрахунку оптимальної потужності ТПЗ

### 2.3 Оцінка втрат потужності на ТП підприємства

Трансформація електричної енергії супроводжується втратами активної потужності в опорах схеми заміщення трансформатора. Ці втрати мають враховуватись при виборі кабельних ліній живлення, оскільки по цим лініям передаються потужності навантажень об'єктів підприємства, а також зазначені втрати в трансформаторах.

Втрати активної потужності в трансформаторах можуть бути розрахованими таким чином[5]:

$$\Delta P_{\text{тр}} = n\Delta P_{\text{хх}} + \frac{1}{n} \Delta P_{\text{кз}} \left( \frac{S_p}{S_{\text{ном тр}}} \right)^2, \quad (2.22)$$

де  $n$  - кількість трансформаторів в ТП;

$\Delta P_{\text{ТР}}$  - втрати активної потужності в трансформаторах, (кВт);

$\Delta P_{\text{хх}}$  - потужність холостого ходу трансформатора, (кВт);

$\Delta P_{\text{кз}}$  - втрати короткого замикання трансформатора, (кВт);

Результати проведеного розрахунку активних втрат в трансформаторах представлені на рис. 2.6.

$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$I_{\text{хх}}$ , %	$U_{\text{к}}$ , %	$P_{\text{р}}$ , кВт	$Q_{\text{р}}$ , квар	$S_{\text{р}}$ , кВА	$\Delta P_{\text{тр}}$ , кВт	$\Delta Q_{\text{тр}}$ , квар	$\Delta S_{\text{тр}}$ , кВА	$P$ , кВт	$Q$ , квар
5,9	2,1	4,5	415,5857	331,5411	531,6305	7,111009	32,69799	33,4623	422,6967	364,2391
5,9	2,1	4,5	322,726	274,4985	423,6762	5,209559	26,89696	27,39682	327,9356	301,3954
5,9	2,1	4,5	325,1493	320,3104	456,4217	5,740915	28,51805	29,09015	330,8902	348,8285
			1063,461	926,3501		18,06148	88,113	89,94508	1081,522	1014,463

Рисунок 2.6 – Результати розрахунку потужностей трансформаторів із врахуванням втрат потужності в них

### 2.4 Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній 10 кВ

ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» відноситься до підприємств другої категорії за надійністю електропостачання [4]. Такі підприємства повинні живитися від двох незалежних джерел. Крім того підприємство знаходиться в межах м. Вінниця. Саме тому прийнято рішення про під'єднання ЦРП підприємства та всіх ТП двома кабельними лініями 10 кВ.

Існує ряд стандартних перерізів кабельних ліній. З цього ряду перерізів є частина, яка не задовольняє умовам вибору кабелів. Із множини, що залишилась виберемо переріз кабелю, який забезпечить мінімум річних приведених затрат. Таку оптимізаційну задачу вирішимо, скориставшись математичною моделлю, яка забезпечує вимоги всіх нормативних документів

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(x) = [(E_e + E_a)K_o(x) + 3I_L^2 r_o(x)t \tau] L k_L \rightarrow \min \\ x \geq x_{доп} \equiv k_{доп} I_{доп}(x) \geq I_L \\ x \geq x_{доп} \equiv k_{па} I_{доп}(x) \geq I_L k_L k_{нпа} \\ \Delta U_H(x) \leq \Delta U_{доп} \\ \Delta U_{па}(x) \leq \Delta U_{доп} \\ x \geq x_{кз} = \frac{I_{кз} \sqrt{t_H}}{C} \\ x \in X_{ст} \end{array} \right. \quad (2.23)$$

де  $Z(X)$  - експлуатаційні витрати в кабельних лініях перерізом  $X$ ;

$k_o(x)$  – питома вартість кабельних ліній (залежить від перерізу і кількості ліній);

$B_v(x)$  - річна вартість втрат електричної енергії в кабельних лініях перерізом  $X$ ;

$I_L$  – струм лінії, відповідає розрахунковій потужності;

$I_{доп}(x)$  – допустимий струм для відповідного перерізу згідно ПУЕ [3];

$\Delta U_H(x)$  – втрати напруги в лінії перерізом  $X$ , що відповідають нормальному режиму роботи;

$\Delta U_{na}(x)$  – втрати напруги в лінії перерізом  $X$ , що відповідають післяаварійному режиму роботи;

$\Delta U_{don}$  – допустимі втрати напруги, яким відповідають допустимі відхилення напруги [8];

$K_{don}(x)$  - коефіцієнт допустимого навантаження [3];

$k_{доп}$  – коефіцієнт допустимого навантаження,  $k_{доп} = k_{п} \cdot k_{с}$ ;

$k_{п}$  – коефіцієнт прокладки,  $k_{п}=1$  [3], що відповідає випадку, за умови живлення двокабельною лінією коли кабелі прокладені в різних траншеях (по одному кабелю в траншеї);

$k_{с}$  – коефіцієнт середовища;

$k_{na}$  – максимальний допустимий коефіцієнт навантаження кабельних ліній при їх прокладці у землі в післяаварійному режимі, приймаємо  $k_{na} - 1,25$  для найважчих умов перевантаження і при його тривалості 6 год. і  $Kз = 0,6$ .

$x_{кз}$  – мінімальний переріз лінії за умовою термічної дії струмів к. з.;

$t_n$  – приведений час к. з. (с)  $\approx 1,5(c)$ ;

$I_{кз}$  – струм к. з. на початку лінії;

$C$  – тепловий коефіцієнт  $\left(\frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}\right)$  (згідно [6], для кабелів 10кВ з

алюмінієвими жилами коефіцієнт  $C = 90$ ).

Цільова функція математичної моделі описує річні приведені затрати. Множиною можливих рішень є множина всіх стандартних перерізів кабелів 10 кВ. Змінною  $X$  (мм<sup>2</sup>) позначено переріз кабельної лінії. Її числове значення необхідно розрахувати

Обмеженнями математичної моделі контролюються втрати напруги в лініях в нормальних і післяаварійних режимах та допустимість термічної дії струмів короткого замикання. Розрахунок проведено за допомогою електронних таблиць Excel. Результати, що отримані, зведені в таблиці, рис. 2.7 – рис. 2.10





Вибір оптимального перерізу КЛЗ																
Економічні характеристики																
Питома вартість втрат, грн/кВт										В0=		560,895				
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ев=		0,1				
Коефіцієнт відраховувань на амортизацію										Ез=		0,04				
Дані нормального режиму																
Напряг, кВ										U=		10				
Активна розрахункова потужність споживача, кВт										P=		327,93556				
Реактивна розрахункова отужність споживача, кВАр										Q=		301,39544				
Розрахунковий струм окремого кабелю, А										Iр=		25,72				
Коефіцієнт допустимого навантаження										Кдоп=		0,92				
Допустима втрата напруги в КЛ, %										dУладоп=		5				
Кількість кабелів										k=		1				
Довжина лінії, км										L=		0,5				
Дані аварійного режиму																
СТРУМ КЗ на початку лінії, кА										Ikз=		2,1032752				
Приведений час КЗ, с										tn=		1,5				
Тепловий коефіцієнт С, (А*с <sup>1/2</sup> )/мм <sup>2</sup>										C=		90				
Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм <sup>2</sup>										Fкз=		28,62				
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі										Кла=		1,25				
Доля навантаження в післяаварійному режимі										Кпла=		0,8				
Допустима втрата напруги в КЛ, %										dУладоп=		5				
Мінімальні затрати, тис. грн																
Оптимальний переріз КЛ, мм <sup>2</sup>																
F, мм <sup>2</sup>	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Ko, Ом/км	Iдоп, А	dUn, %	dUла, %	dP, кВт	K, т.грн	Т.грн	ВВ, т.грн	З, т.грн	X	Кдоп*Iдоп >= Iр	Кпла*К* Iр	dUn <= dУладоп	F >= Fкз
10	3,1	0,122	90,5381	65	0,53	0,42	3,07	45,27	6,34	1,72	-	-----	+	+	+	-
16	1,94	0,113	130,784	75	0,34	0,27	1,92	65,39	9,15	1,08	-	-----	+	+	+	-
25	1,24	0,099	190,854	90	0,22	0,17	1,23	95,43	13,36	0,69	-	-----	+	+	+	-
<b>V</b>	35	0,89	0,095	250,953	115	0,16	0,88	125,48	17,57	0,50	18,06	35	+	+	+	+
	50	0,62	0,09	360,927	140	0,12	0,61	180,46	25,26	0,34	25,61	50	+	+	+	+
	70	0,443	0,086	500,501	165	0,09	0,44	250,25	35,04	0,25	35,28	70	+	+	+	+
	95	0,326	0,083	650,451	205	0,07	0,32	325,23	45,93	0,18	45,71	95	+	+	+	+
	120	0,258	0,081	820,823	240	0,05	0,26	410,41	57,46	0,14	57,60	120	+	+	+	+
	150	0,206	0,079	1020,11	275	0,05	0,20	510,06	71,41	0,11	71,52	150	+	+	+	+
	185	0,167	0,077	1370,48	310	0,04	0,17	685,24	95,93	0,09	96,03	185	+	+	+	+
Мінімальні затрати, тис. грн											Змін		18,06			
Оптимальний переріз КЛ, мм <sup>2</sup>											Холт		35			

Рисунок 2.9 – Вибір перерізу кабельної лінії від ЦРП до ТП2





За результатами розрахунку приймаємо лінії живлення:

- районна трансформаторна підстанція – ЦРП підприємства – ААБ (3\*50);
- ЦРП підприємства – ТП1; ТП2; ТП3 – ААБ (3\*35).

## 2.5 Обґрунтування оптимального розміщення трансформаторних підстанцій

Довжини ліній 0,4 кВ, що живлять виробничі об'єкти підприємства, залежать від місця розташування ТП до яких вони під'єднанні. Вибране місце розташування ТП визначає сумарні втрати активної потужності в розподільній мережі 0,4 кВ, яка до неї під'єднана. На плані підприємства існує багато варіантів можливої установки ТП і кожному із них відповідатиме певне значення активних втрат. Таким чином, зазначена задача може вирішуватись як оптимізаційна. Відомі теоретичні розробки, в яких запропонована методика такого розрахунку [2]. Вона широко використовується в проектній практиці. У відповідності до зазначеної методики розраховується центр електричних навантажень (ЦЕН) – точка на плані підприємства установка ТП в якій забезпечує мінімальні втрати в розподільній мережі, що під'єднана до неї.

Для розрахунку ЦЕН будується картограма електричних навантажень, що являє собою генплан підприємства з усіма виробничими об'єктами і на їх площі у вигляді кіл наносяться їх силові та освітлювальне активні навантаження. Діаметри кіл пропорційні потужності відповідного об'єкта і розраховуються в певному масштабі.

$$m_p = \frac{P_p}{\pi r^2}, \quad (2.24)$$

де  $m_p$  – масштаб побудови, вибирають кратним 1,2,5;

$P_p$  – розрахункова активна потужність цеха, (кВт);

$r$  – радіус кола навантаження, см.

Визначаємо масштаб побудови картограми на прикладі маргарино-майонезного цеху №1:

$$m_p = \frac{111,07}{\pi \cdot 10^2} = 0,35 \text{ (кВт/см}^2\text{)}.$$

Приймаємо  $m_p = 0,35 \text{ кВт/см}^2$ . Визначимо радіус кола картограми навантажень при даному масштабі для оліє-очисного цеху №1:

$$r_i = \sqrt{\frac{88,10}{3,14 \cdot 0,35}} = 8,9 \text{ (см)}.$$

Сектор освітлювального навантаження для оліє-очисного цеху №1 складає [1]:

$$\alpha_i = \frac{360^0 \cdot P_{po}}{P_{pi}} = \frac{360 \cdot 13,06}{88,1} = 53,4^0.$$

Аналогічні розрахунки по інших виробничих об'єктах підприємства зводимо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку картограми електричних навантажень об'єктів ТОВ «Авіс»

№ п.п	Споживачі		Координати		P <sub>м</sub> , (кВт)	P <sub>мо</sub> , (кВт)	αк	rk, (см)
			Xк, (см)	Yк, (см)				
1	2	3	4	5	6	7	8	
ТП1								
3	Маргарино-майонезний цех №1	2,5	5,9	111,07	19,07	61,8	10	
4	Маргарино-майонезний цех №2	3,0	2,7	61,9	15,9	92,5	7,5	
6	Завод полімерної упаковки	6,0	5,7	47,13	11,13	85,0	6,5	
7	Холодильно-компресорна станція	0,5	2,7	25,49	1,49	21,0	4,8	
8	Котельня	2,0	0,8	17,04	4,44	93,8	3,9	
11	Повітряно-компресорна станція	6,2	2,5	152,97	2,97	7,0	11,8	
	По ТП1	3,6	5,0	415,6				
ТП2								
9	Склад №1	13,0	1,1	57,6	10,10	63,1	7,2	
10	Склад №2	15,2	1,2	42,73	6,73	56,4	6,2	
12	Механічна майстерня	8,3	1,7	200,0	10,4	18,7	13,5	
13	Гараж	16,5	0,9	22,39	7,39	118,8	4,5	
	По ТП2	12,0	1,6	322,72				
ТП3								
1	Оліє-очисний цех №1	10,5	7,0	88,10	13,06	53,4	8,9	
2	Оліє-очисний цех №2	11,0	4,8	86,12	13,32	55,7	8,8	

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Завод безалкогольних напоїв	8,2	4,2	79,31	14,31	65	8,5
14	Очисні споруди	12,4	9,2	71,62	8,62	43,3	8,07
	По ТПЗ	10,2	6,0	325,15			

Разом 1063,5

Визначаємо координати ЦЕН за формулою [1]:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^3 P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^3 P_{pi}} = \frac{415,6 \cdot 3,6 + 322,72 \cdot 12 + 325,15 \cdot 10,2}{415,6 + 322,72 + 325,15} = 8,2 \text{ (см)}$$

де  $P_{p,i}$  – розрахункова активна потужність  $i$ -ої ТП, (кВт);

$X_i$  – координати абсциси  $i$ -ої ТП, см.

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^3 P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^3 P_{pi}} = \frac{415,6 \cdot 5 + 322,72 \cdot 1,6 + 325,15 \cdot 6}{415,6 + 322,72 + 325,15} = 4,3 \text{ (см)},$$

де  $Y_i$  – координати ординати  $i$ -ої ТП цеха, (см).

Розрахована картограма та центр електричних навантажень зображені на рис.

2.11.

Безпосередньо в ЦЕН розташувати ЦРП немає можливості оскільки він розташований на території виробничого приміщення, де розташовано технологічне обладнання. Тому встановимо ЦРП, зсунувши його в сторону живильної підстанції 110/10 кВ «Нова». Розташування ЦРП показано на рисунку 2.11.

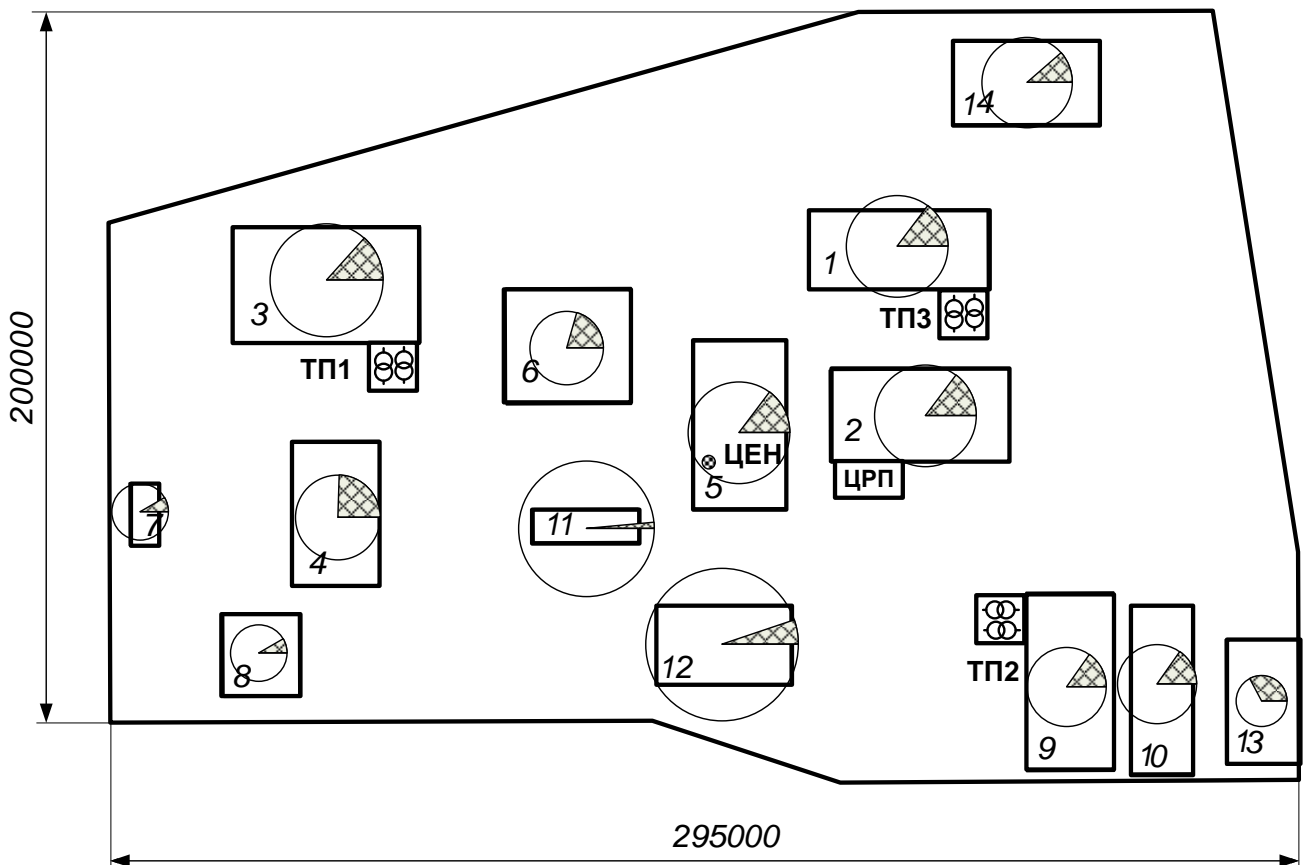


Рисунок 2.11 – Картограма електричних навантажень, ЦЕН та розташування ЦРП, що прийнято за результатами розрахунку

## 2.6 Оптимальна компенсація реактивної потужності в мережах 10 кВ підприємства

В електричних мережах мають місце суттєві втрати активної потужності на передачу необхідної для виробництва електроенергії. Найбільш ефективним та поширеним технічним заходом є установка конденсаторних батарей. В результаті цього конденсаторними установками генерується реактивна потужність, зменшується її значення, що передається по мережах, зменшується повний струм і в результаті зменшуються активні втрати в мережах живлення.

Енергосистемою може задаватись для підприємства значення вхідної реактивної потужності, яку можна споживати з мереж енергосистеми, але в будь

якому випадку зворотні перетоки реактивної потужності із мереж споживача в мережі енергосистеми – недопустимі.

Ефективність конденсаторних установок зростає при наближенні їх до електроприймачів електроенергії, але їх установка безпосередньо біля електроприймачів є технічно не можливою. Установка конденсаторних батарей може здійснюватись на трансформаторних підстанціях як на низькій напрузі, так і на високій.

Однією із задач, що стосується компенсації реактивної потужності, є задача розподілу вхідної реактивної потужності між трансформаторними підстанціями підприємства. Може існувати багато варіантів вирішення такої задачі. Звісно, вона має бути розподіленою так щоб в результаті втрати в мережах 10 кВ були найменшими. Відповідно до вихідних, даних для підприємства задано значення вхідної реактивної потужності  $Q_e=300$  квар. Для вирішення задачі можна скористатись математичною моделлю:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{\Sigma} = \frac{10^{-3}}{U_H^2} \sum_{i=1}^N Q_{ei} * R_{ei} \rightarrow \min \\ \sum_{i=1}^N Q_{ei} = Q_e \\ Q_{pi} = Q_{ei} \end{array} \right. \quad (2.25)$$

де  $N$  – кількість вузлів електричної енергії, в якій споживається величина  $Q_{ei}$ :

$U_H$  – номінальна напруга мережі;

$R_{ei}$  – еквівалентний опір мереж  $i$ -го приєднання;

$Q_{ei}$  – величина реактивної потужності, яку доцільно передавати в  $i$ -тий вузол електричної мережі з точки зору мінімальних загальних втрат потужності.

Задачу оптимального розподілу  $Q_e$  між ТП виконаємо за методом невизначених множників Лагранжа. За цим методом визначимо оптимальне значення долі вхідної –  $Q_e$ , яку доцільно передати  $i$ -й вузол мережі за мінімальних сумарних втратах активної потужності в мережі 10 (кВ) підприємства [7]:

$$Q_{ei} = \frac{10^3 * U_H^2 * \lambda}{2R_{ei}};$$

де  $\lambda$  - множник Лагранжа,  $\lambda = \frac{B * Q_{BB}}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{R_{ei}}}$ ,

$Q_{BB}$  - вхідна реактивна потужність, що задана енергосистемою;

$B$ - коефіцієнт,  $B = \frac{2 * 10^3}{U_H^2} = \frac{2 * 10^3}{10^2} = 2 * 10^{-5}$ .

Необхідна потужність компенсувальних пристроїв, що має бути встановлена [1]:

$$Q_{KY} \geq Q_M - Q_e = 883,37 - 150 = 733,37 \text{ (квар)}.$$

Розрахунок значення  $Q_{ei}$  виконаємо, керуючись схемою заміщення розподільчої мережі підприємства, рис. 2.12.

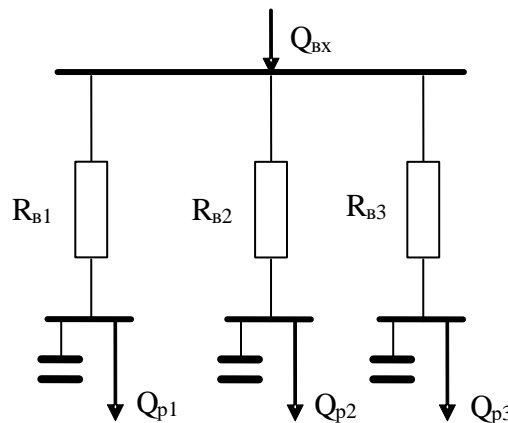


Рисунок 2.12 – R-схема заміщення розподільчої мережі підприємства

Знаючи перерізи кабелів та довжин ліній, а також опорів трансформаторів, розрахуємо еквівалентний опір. Питомий опір кабеля ААБ(3\*35), яким живляться ТП1, ТП2 та ТП3 – 0,95 (Ом/км) [2]. Довжини кабелю від ЦРП до кожної ТП (за планом електричних мереж підприємства) та їх опори:

ЦРП – ТП1: –  $L=0,41$  км;  $R_{л1}=0,380$  (Ом);

ЦРП – ТП2: –  $L=0,06$  км;  $R_{л2}=0,057$  (Ом);

ЦРП – ТП3: –  $L=0,44$  км;  $R_{л3}=0,430$  (Ом);

Потужності трансформаторів на всіх ТП однакові (ТМ 400/10). Тому врахування їх опорів при розподілі вхідної потужності немає потреби.

Еквівалентні опори розподільної мережі:

$$R_{e1}=0,380 \text{ (Ом);}$$

$$R_{e2}=0,057 \text{ (Ом);}$$

$$R_{e3}=0,430 \text{ (Ом);}$$

$$\Sigma \frac{1}{R_e} = \frac{1}{R_{e1}} + \frac{1}{R_{e2}} + \frac{1}{R_{e3}} = 22,491 \text{ (См).}$$

Множник Лагранжа:

$$\lambda = \frac{2 * 10^{-5} * 250}{22,491} = 22,229 * 10^{-5}.$$

Значення  $Q_{ei}$ , які доцільно передавати у вузли навантаження:

$$Q_{e1} = \frac{10^3 * 10,5^2 * 22,32 * 10^{-5}}{2 * 0,380} = 29,36 \text{ (квар);}$$

$$Q_{e2} = \frac{10^3 * 10,5^2 * 22,32 * 10^{-5}}{2 * 0,057} = 195,8 \text{ (квар);}$$

$$Q_{e3} = \frac{10^3 * 10,5^2 * 22,32 * 10^{-5}}{2 * 0,430} = 25,95 \text{ (квар).}$$

Розрахуємо потужність конденсаторних батарей, що потрібно встановити на кожній і-тій ТП –  $Q_{BK_i}$ :

$$Q_{BK_i} = Q_{Pi} - Q_{ei}, \quad (2.26)$$

де  $Q_{Pi}$  – розрахункова реактивна потужність вузла і;

$$Q_{BK1} = 364,23 - 29,36 = 334,87 \text{ (квар);}$$

$$Q_{BK2} = 301,39 - 195,8 = 105,59 \text{ (квар);}$$

$$Q_{\text{БКЗ}} = 348,82 - 25,95 = 322,87 \text{ (квар)};$$

Для установки виберемо комплектну конденсаторну установку серії ККУ-0,4-  
На ТП-1 встановити:

ККУ-0,4-150/8-10-21УЗ потужністю 150 (квар) в кількості 2 шт (по одній на кожну секцію збірних шин). Кожна установка має по 8 секцій керування по 10 квар. Загальна потужність встановлених батарей становить: (300) квар.

ККУ-0,4-15/6-2,5-21УЗ потужністю 15 квар в кількості 2 шт (по одній на кожну секцію збірних шин КТП). Кожна установка має по 6 секцій керування по 2,5 (квар). Загальна потужність встановлених батарей становить: (30) квар.

На ТП-2 встановити:

ККУ-0,4-45/9-5-21УЗ потужністю 45 (квар) в кількості 2 шт (по одній на кожну секцію збірних шин). Кожна установка має по 9 секцій керування по 5 (квар). Загальна потужність встановлених батарей становить: (90) квар

На ТП-3 встановити:

ККУ-0,4-150/8-10-21УЗ потужністю 150 квар в кількості 2 шт (по одній на кожну секцію збірних шин). Кожна установка має по 8 секцій керування по 10 квар. Загальна потужність встановлених батарей становить: (300) квар.

ККУ-0,4-15/6-2,5-21УЗ потужністю 15 квар в кількості 2 шт (по одній на кожну секцію збірних шин КТП). Кожна установка має по 6 секцій керування по 2,5 (квар). Загальна потужність встановлених батарей становить: 30 квар.

Вибрані КУ мають окремі секції і дозволяють здійснювати керування в залежності від споживання реактивної потужності по окремо взятій підстанції [7]. Вони укомплектовані автоматичними мікропроцесорними регуляторами реактивної потужності. Регулятор дозволяє здійснювати управління реактивною потужністю в ручному і автоматичному режимах.



## 2.7 Висновки до розділу 2

1. В системі електропостачання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» оптимальним рішенням є установка трьох двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами потужністю 400 (кВА) кожна.

2. За мінімумом річних приведених витрат доцільним є виконання кабельних ліній такими перерізами:

- підстанція «Нова» – ЦРП підприємства 2(3×50);
- ЦРП підприємства – ТП1 2(3×35);
- ЦРП підприємства – ТП2 2(3×35);
- ЦРП підприємства – ТП3 2(3×35).

3. Для зниження активних втрат в мережах 10 кВ підприємства, в лініях 10 кВ і трансформаторах, а також для забезпечення вимог енергосистеми до шин 0,4 кВ ТП слід під'єднати комплектні конденсаторні батареї:

на ТП1:

ККУ-0,4-150/8-10-21УЗ потужністю 150 квар в кількості 2 шт (по одній на кожную секцію збірних шин ТП);

ККУ-0,4-15/6-2,5-21УЗ потужністю 15 квар в кількості 2 шт (по одній на кожную секцію збірних шин ТП);

на ТП-2:

ККУ-0,4-45/9-5-21УЗ потужністю 45 квар в кількості 2 шт (по одній на кожную секцію збірних шин ТП);

На ТП-3:

ККУ-0,4-150/8-10-21УЗ потужністю 150 (квар) в кількості 2 шт (по одній на кожную секцію збірних шин ТП). Кожна установка має по 8 секцій керування по 10 (квар). Загальна потужність встановлених батарей становить: 300 (квар).

ККУ-0,4-15/6-2,5-21УЗ потужністю 15 (квар) в кількості 2 шт (по одній на кожную секцію збірних шин ТП).

## РОЗДІЛ 3.

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КОНДЕНСАТОРНИХ  
УСТАНОВОК В МЕРЕЖАХ ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «АВІС»

На багатьох підприємствах в тому числі на ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» має місце несиметрія електричних режимів в системі електропостачання підприємства, що є наслідком впливу однофазних електроприймачів комунально-побутового навантаження, що розташоване поруч. Для зменшення несиметрії напруг широкого поширення знайшли КУ, які включаються за несиметричної схемою (симетруючі пристрої (СП)). Як свідчать багаточисельні дослідження [19, 22, 29] СП одночасно генерують також реактивну потужність, яку доцільно використовувати для компенсації реактивних навантажень. Це підвищує ефективність КУ. Однак при цьому слід ув'язувати в єдиному алгоритмі управління КУ симетричного виконання та КУ СП.

Управління КУ СП в комплексі з КУ симетричного виконання для компенсації реактивних навантажень підприємства має реалізуватись у єдиній керуючій системі. Для її раціональної побудови потрібно, щоб аналіз розроблених математичних моделей управління СП та КУ симетричного виконання міг проводитися за однаковими або подібними алгоритмами. В результаті конденсаторні установки будуть використовуватись з максимальною ефективністю.

За результатами досліджень, результати яких представлені в цьому розділі, розроблено алгоритм спільного управління КУ СП та КУ симетричного виконання, який забезпечує необхідний вплив на реактивну потужність. Для такого управління синтезовані математичні моделі для КУ СП різних схем, що забезпечують максимальну ефективність використання потужності їх КУ.

### 3.1 Несиметричні режими в системах електропостачання та способи їх усунення

В одному випадку несиметричні режим системи електропостачання промислових підприємств створюються електроприймачами електроенергії, які з певних (конструктивних, технологічних або техніко-економічних) міркувань мають несиметричне виконання. Прикладами таких електроприймачів однофазного виконання є [29]: індукційні печі (каналні та тигельні), установки для плавлення металу, термічної обробки деталей, нагрівання металу під пластичну деформацію, електропечі опору, установки електрошлакового переплаву, дугові печі непрямої дії, однофазні зварювальні установки, електротяга.

Серед несиметричних електроприймачів є електроприймачі з різко змінним характером навантаження і, відповідно, несиметричні режими, які ними утворювані, рис. 3.1 [30], характеризуються великою швидкістю зміни параметрів електрорежиму. Для керування такими несиметричними режимами слід використовувати швидкодіючі автоматичні пристрої.

Крім таких споживачів з різко змінним графіком навантаження використовуються споживачі, у яких швидкість зміни режиму незначна при великих діапазонах зміни параметрів режиму зворотної послідовності та реактивної потужності. Це підтверджується результатами 5-ти добових експериментальних досліджень у системі електропостачання з потужними печами графітації, рис. 3.2, [26].

У випадку іншому несиметричні режими створюються несиметричними електроприймачами, які знаходяться за межами підприємства. У числі таких є ТОВ «Авіс», в оточенні якого однофазні електроприймачі комунально-побутового навантаження суттєвої сумарної потужності. Несиметрія, що створюється ними трансформується через силові трансформатори, якими пов'язані розподільні міські мережі і мережі підприємства.

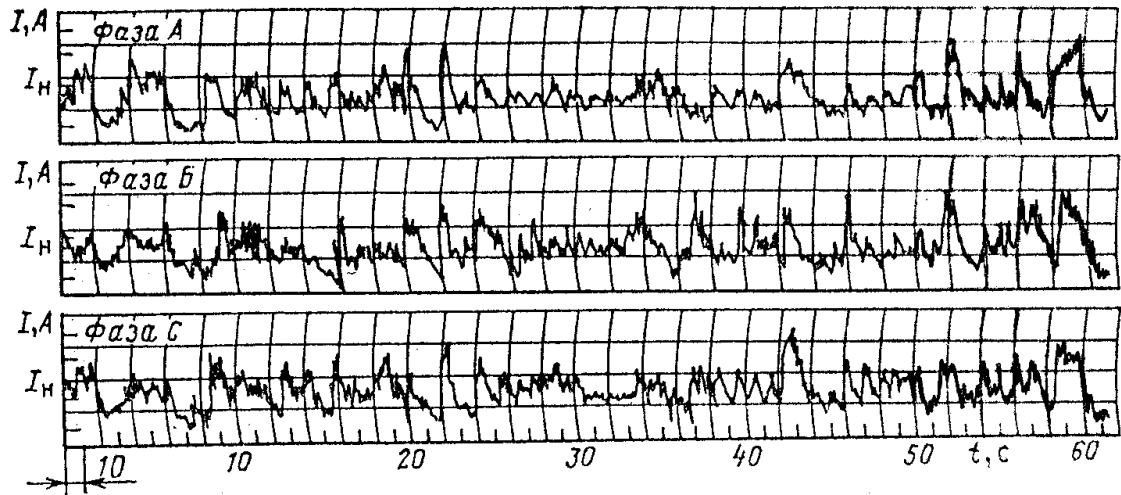


Рисунок 3.1 – Режими електроспоживання дугової сталеплавильної печі

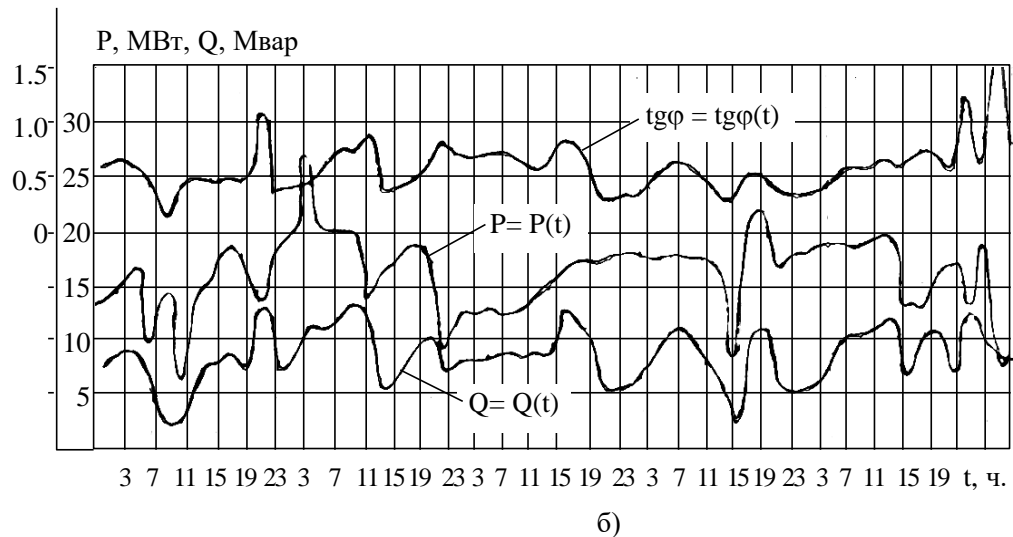
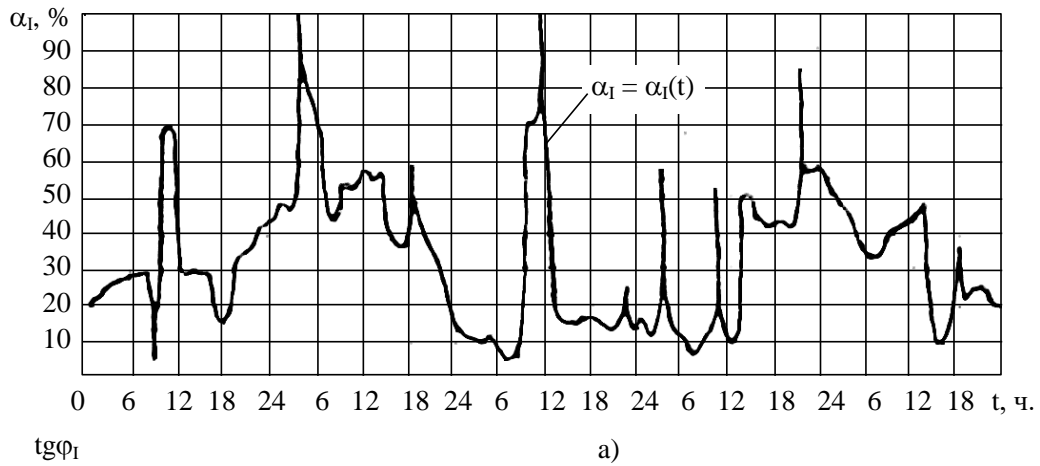


Рисунок 3.2 – Траекторії коефіцієнта несиметрії струмів (а), коефіцієнта реактивної потужності та потужностей споживання (б) увода 35 (кВ) електродного заводу

Наукова розробка, що виконана в роботі, стосується саме такого випадку.

Науковці, які проводили дослідження в мережах підприємств, які за характером електроспоживання подібні до «Авіс», роблять такі висновки:

1. Параметри несиметрії режиму змінюються в широкому діапазоні, що вимагає постійної корекції симетруючого впливу.
2. Споживана реактивна потужність суттєва за величиною. Для зменшення втрат потужності в мережі живлення потрібна компенсація реактивних навантажень електроприймачів.
3. Характер динаміки процесів може бути таким, що дозволяє здійснювати управління режимами в рамках автоматизованої системи.

Розроблено та на практиці використовується велика кількість способів симетрування навантажень [22-24]: розподіл несиметричного навантаження між фазами трифазної системи напруг (внутрішнє симетрування); використання багатофазної схеми випрямлення струму; застосування перетворювального агрегату "трифазний двигун - однофазний генератор"; застосування несиметричних трифазно-двофазних трансформаторів; симетрування за допомогою спеціальних статичних СП. Останній спосіб знайшов найбільше застосування [23].

Статичні СП є несиметричним навантаженням в своїх схемах містять реактивні елементи: конденсаторні батареї і (або) реактори, які зазвичай застосовуються в системах електропостачання для компенсації реактивної потужності в першому випадку і для обмеження струмів короткого замикання в другому [25].

### 3.2 Необхідність корекції симетруючого впливу та його здійснення у рамках задачі оптимального керування

Ефективне симетрування режимів, параметри зворотної послідовності яких або незмінні, або змінюються в незначних межах, досягається шляхом разового

впливу, яке залишається незмінним (не корегованим). Якщо параметри несиметрії режиму, наприклад, модуль струму зворотної послідовності -  $I_2$  і аргумент вектора струму зворотної послідовності -  $\arg \dot{I}_2$ , мають широкий діапазон зміни, то для ефективного симетрування необхідна постійна, через певні моменти часу, корекція вектора керування. Для першого випадку проектуються некеровані СП [15; 16]. Схеми керованих СП містять конденсаторні батареї та реактори дискретного керування [21]. Математичні моделі та алгоритми управління такими пристроями достатньо вивчені у роботах [27, 29, 33]. Оптимальне управління несиметрією режиму за допомогою СУ можна здійснювати відповідно до показника якості керування [11]:

$$\sum_{i=1}^N (I_2^K)^2 [I_2^H(t_i), \mathbf{x}^{CU}(t_i)] \Delta t \rightarrow \min, \quad (3.1)$$

де  $I_2^K$  - струм зворотної послідовності живильного вводу при реалізації вектора керування;

$I_2^H$  - струм зворотної послідовності, що відповідає природному режиму (без урахування впливу СП);

$\mathbf{x}^{CU}$  - вектор керування СП.

Оптимальне керування несиметрією режиму, як правило, виконується в умовах обмежень різного змісту, що записуються у вигляді рівностей або нерівностей та які забезпечують врахування впливу такого пристрою на інші параметри електричного режиму, одним із яких є реактивна потужність.

Для вирішення сформульованої задачі оптимального керування можна скористатися відомим підходом, який полягає в тому, що така задача вирішується як послідовність задач дослідження операцій. Методологія такого підходу вимагає розробки математичних моделей керування, що відображають особливості конструкції КУ СП, а з позицій системності – забезпечення в математичних моделях врахування впливу СП на інші параметри режиму (в тому числі і на реактивну потужність).

### 3.3 Аналіз можливих впливів СП на режим електричної мережі

Відомі результати досліджень СП, що свідчать пристрої, синтезовані на основі конденсаторних батарей, одночасно з симетруючим ефектом генерують реактивну потужність [21]. З цієї причини управління КУ СП необхідно здійснювати з урахуванням зазначеної властивості цього пристрою [29].

Для розробки алгоритму керування КУ СП, що забезпечує повне і ефективне їх використання, у тому числі і для потреб компенсації реактивної потужності підприємства, необхідно виявити і провести аналіз всіх можливих ситуацій, що можуть виникнути на практиці експлуатації системи електропостачання. Аналіз виконаємо для групового несиметричного навантаження, взявши до уваги лише втрати активної потужності в лінії живлення [14].

Втрати активної потужності, спричинені передачею по лінії живлення реактивної потужності групового несиметричного навантаження –  $Q$  у припущенні, що  $Q = 1$ , дорівнюють:

$$\Delta P_{Q^*} = \varepsilon(1 - Q^{CY})^2, \quad (3.2)$$

$$\text{де } \varepsilon = \frac{r}{U_H^2};$$

$r$  – активний опір мережі живлення;

$U_H$  - номінальна напруга мережі;

$Q^{СП}$  – реактивна потужність, генерована СП.

Додаткові втрати активної потужності в тій же лінії, зумовлені несиметрією режиму –  $P_2$ , мають таку функціональну залежність  $P_2(Q^{СП})$ :

$$\Delta P_2 = \alpha\varepsilon - 2\sqrt{3\alpha\varepsilon\eta}Q^{СП} + 3\varepsilon\eta^2(Q^{СП})^2, \quad (3.3)$$

$$\text{де } \alpha = \frac{\Delta P_2^H}{\Delta P_Q};$$

$P_2^H$  – додаткові втрати активної потужності, зумовлені несиметрією режиму за умови, коли КУ СП відключено;

$\eta = 0.288 \div 0.577$  – коефіцієнт, який визначається аргументом струму зворотної послідовності, який генерується груповим несимметричним навантаженням.

Залежності втрат потужності  $\Delta P_{Q^*}(Q^{СП})$  та  $\Delta P_2(Q^{СП})$  при різних значеннях  $\Delta P_2^H$ , ( $\alpha = 2$  и  $\alpha = 0.4$ ), а також при  $\varepsilon = 1$  зображені на рис. 3.3. Рівність нуля  $\Delta P_{Q^*}$  відповідає повній компенсації реактивної потужності, а  $\Delta P_2$  – повному симетруванню режиму.

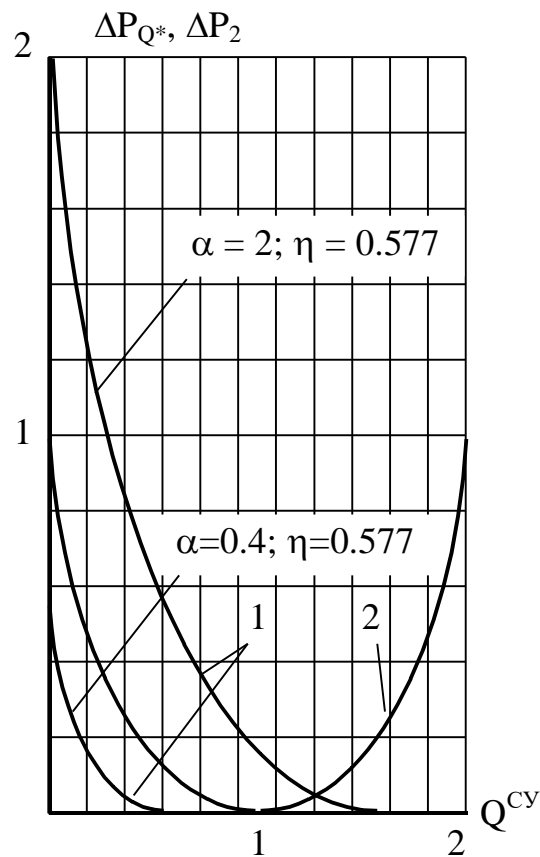


Рисунок 3.3 – Залежності втрат активної потужності:

$\Delta P_{Q^*}(Q^{СП}), \Delta P_2(Q^{СП})$  при  $\varepsilon = 1$ :

1 –  $\Delta P_2(Q^{СП})$ ; 2 –  $\Delta P_{Q^*}(Q^{СП})$

Із наведених графіків можна зробити висновки.

1. Сумарна потужність КУ СП, необхідна для повного симетрування режиму, визначається величиною  $\Delta P_2^H$



2. При незначних значеннях природної несиметрії режиму на момент прийняття керуючого рішення необхідні незначні потужності СП, при яких  $Q^{СП} \ll Q$ . При цьому може залишатися невикористана частина потужностей КУ СП. Схеми СП дозволяють зробити включення конденсаторів за симетричною схемою і тим самим, при необхідності, здійснити додаткову компенсацію реактивної потужності (умовимося ту частину КУ СП, яку можна включити за симетричною схемою, називати симетричним елементом СП, параметри якого слід уточнювати кожен раз на момент прийняття рішення).

3. Сумарна потужність симетричного елемента КУ СП в певний момент часу може виявитися більшою за реактивну потужність споживання, яка має місце за результатами реалізації рішення щодо симетрування режиму. Ця обставина вимагає контролю потужності симетричного елемента СП, що включається.

4. Можливі режими, повне симетрування яких за допомогою СП, вимагає  $Q^{СП} > Q$ . В результаті з'являються зворотні перетікання реактивної потужності з мереж споживача в мережі енергопостачальної компанії. У разі повного симетрування може бути або економічно не вигідним, або навіть технічно неприпустимим.

З результатів досліджень видно, що в процесі оперативного управління КУ СП можуть скластися різноманітні ситуації, які вимагають визначення вектора керування за різними математичними моделями, що забезпечують ті, або інші вимоги. Управління СП необхідно здійснювати в єдиному комплексі з керуванням компенсуючими пристроями підприємства за єдиним алгоритмом, який передбачає проведення оцінки ситуації, що склалася, на момент прийняття рішення і звернення в залежності від цього до відповідних математичних моделей.

### 3.4 Математичні моделі комплексного управління КУ СП та КУ симетричного виконання

Включення будь-яких секцій симетричного елемента СП не позначається на несиметрії режиму (по всім фазам включаються реактивні потужності однакового значення). Тому багатокритеріальну задачу оптимізації електричного режиму на підприємстві (симетрування та компенсації реактивної потужності) вирішуватимемо методом жорсткого пріоритету [22]. При цьому на першому етапі розраховується вектор керування з метою симетрування режиму, використовуючи для цього потужності КУ СП. Знайдене рішення фіксується. Якщо компенсація реактивної потужності не достатня то знаходиться рішення, яке стосується симетричного елемента КУ СП (якщо такий елемент має місце). Якщо потрібного рівня компенсації реактивної потужності не забезпечено, то приймається рішення про включення відповідних секцій КУ симетричного виконання.

Включення будь-яких секцій симетричного елемента СП не позначається на несиметрії режиму, оскільки по всіх фазах включаються реактивні потужності однакового значення.

Вектор керування КУ СП -  $\mathbf{x}^{\text{СП}}$  визначається як такий, що складається з двох складових [24]:

$$\mathbf{x}^{\text{СП}} = \mathbf{x}_1^{\text{СП}} + \mathbf{x}_2^{\text{СП}}, \quad (3.4)$$

де  $\mathbf{x}_1^{\text{СП}}$  - вектор керування, визначений з міркувань симетрії режиму, а його реалізація забезпечує вплив на несиметрію електричного режиму та здійснює компенсацію реактивної потужності;

$\mathbf{x}_2^{\text{СП}}$  – вектор керування, знайдений для симетричного елемента СП, тієї частини СП, яка може бути включеною за симетричною схемою.

3.4.1 Математичні моделі керування КУ СУ з мінімальною кількістю вимикачів. В науковій літературі відомі математичні моделі керування СУ, рис. 3.4, цільова функція у яких описує модуль струму зворотної послідовності. Цілочислові рішення, що отримуються в результаті аналізу математичних моделей, вказують, у якому стані має перебувати кожен із вимикачів схеми СП.

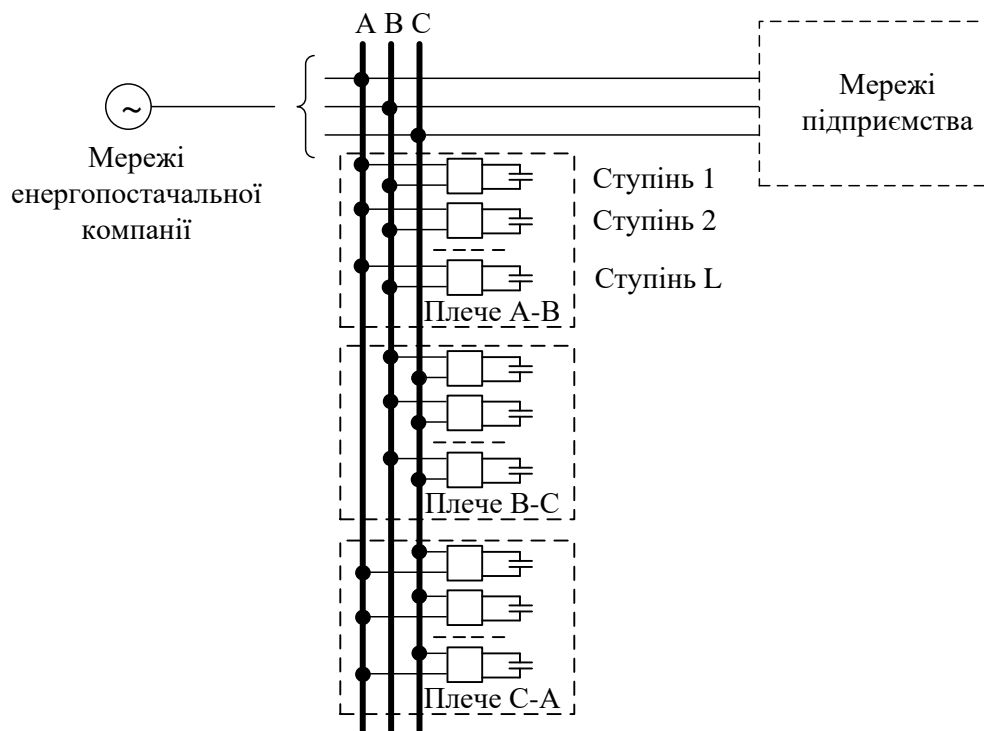


Рисунок 3.4 – Схема СП дискретного керування з мінімальною кількістю вимикачів

Оскільки включення ступенів СП (як за несиметричною, так і за симетричною схемою) супроводжуються генерацією реактивної потужності, то в математичні моделі необхідно ввести обмеження на значення реактивної потужності СП [21], яке у функціональному вигляді можна записати так:

$$\sum_{i=1}^L \sum_{j=1}^3 Q_{ij} x_{ij} \leq Q_d, \quad (3.5)$$

де  $Q_{ij}$  - реактивна потужність  $i$ -го ступеня  $j$ -го плеча СП,  $i = 1, 2, \dots, L$ ,  
 $j = 1, 2, 3$ ;

$x_{ij}$  - компонент вектора управління  $x_1^{\text{СП}}$ , якщо  $x_{ij} = 1$ , то  $i$ -ю ступінь  $j$ -го плеча слід включити, а якщо  $x_{ij} = 0$ , то навпаки;

$Q_d$  – допустиме значення реактивної потужності, яке генерується СП.

Обмеження (3.7) «працюватиме» лише у випадку, коли для симетрування потрібна потужність конденсаторних батарей СП яка більша за  $Q_d$ . Величина  $Q_d$  може встановлюватися такою, що дорівнює реактивній потужності вузла навантаження [25].

В цілому математична модель для СП, рис. 3.4, має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left| \operatorname{Re} \dot{I}_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} + j \left( \operatorname{Im} \dot{I}_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} \right) \right| \rightarrow \min \\ \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 \Delta Q_{pl} x_{pl} \leq Q_d \\ x_{11} + \bar{x}_{11} = 1 \\ x_{12} + \bar{x}_{12} = 1 \\ \text{---} \\ x_{1L} + \bar{x}_{1L} = 1 \\ \text{---} \\ x_{3L} + \bar{x}_{3L} = 1 \\ x_{pl}; \bar{x}_{pl} \in \{1, 0\}, \end{array} \right. \quad (3.6)$$

де  $x_{pl}$  – змінна, яка опису стан  $l$ -ого ступеня  $p$ -го плеча СП; якщо  $x_{pl} = 1$ , то зазначену ступінь потрібно включити, а якщо  $x_{pl} = 0$ , то навпаки, не включати;

$\bar{x}_{pl}$  – фіктивна змінна, яка не має фізичного змісту, якщо  $x_{pl} = 1$ , то  $\bar{x}_{pl} = 0$  і навпаки.

Якщо несиметрія електричного режиму така, що для симетрування потрібні невеликі потужності конденсаторних батарей СП, то частина його ступенів залишається невикористаною. Вони можуть утворювати симетричний елемент (наприклад, якщо для СП, див. рис. 3.4, потужності ступенів 1 у всіх плечах

однакові і жодна з них не використовується для симетрування режиму, то вони утворюють секцію симетричного елемента СП, яку за потреби можна включити).

Знаходження керуючого рішення по симетричному елементу СП, яке визначається шляхом аналізу відповідної математичної моделі, вимагає попереднього виділення цього елемента. Зробити це можна після розрахунку керування за наведеною моделлю (3.6) за алгоритмом, який полягає в наступному.

Крок 1. Переглянути стан вимикачів будь-якого плеча СП.

Крок 2. Якщо всі ступені цього плеча необхідно включити для симетрування режиму, то розрахунки припиняються, додатковий ефект отримати по компенсації реактивних навантажень отримати не можна.

Крок 3. По черзі, у довільній послідовності перебираються не включені ступені і виявляється наявність ступенів такої ж потужності в двох інших плечах СУ, для яких немає потреби включення. Якщо такі є, то в множину  $K1$  записується потужність такої секції симетричного елемента СП -  $Q_n$ .

Реалізація симетричних елементів множини  $K1$  не позначиться на режимі зворотної послідовності, але здійснить вплив на значення реактивної потужності, забезпечуючи при цьому додатковий ефект від використання КУ. Визначити вектор для включення потужностей ступенів множини  $K1$  –  $Y$  можна за такою математичною моделлю.

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_H - 3 \sum_{n=1}^m Q_n y_n \rightarrow \min \\ y_n + \bar{y}_n = 1, \quad n = 1, 2, \dots, m \\ Q_H - 3 \sum_{n=1}^m Q_n y_n \geq Q_d \\ y_n, \bar{y}_n = 1 \forall 0, \end{array} \right. \quad (3.7)$$

де  $Q_H$  – споживання реактивної потужності з урахуванням компенсуючого ефекту реактивної потужності ступенів, що включаються при реалізації вектора  $x1$  СП;

$Q_n$  – елемент множини  $K1$ ;

$N = 1, 2, \dots, m$ , де  $m$  - загальна кількість ступенів, які увійшли до множини  $K1$ ;

$y_n$  – елемент вектора управління для множини потужностей секцій  $K1 - Y$ , якщо  $y_n = 1$ , то відповідні ступені СП по всіх плечах необхідно включити, а якщо  $y_n = 0$ , то навпаки;

$\bar{y}_n$  – змінна, що має такий зв'язок з  $y_n$ :  $y_n = 1$ , то  $\bar{y}_n = 0$  і навпаки;

$Q_d$  - допустима реактивна потужність споживання.

Математична модель (3.7) забезпечує компенсацію реактивної потужності шляхом включення секцій симетричного елемента до величини  $Q_d$ . Математична модель є дискретною. Це пов'язано з технічним виконанням СП, див. рис. 3.4. Перше з обмежень описує можливі стани кожної із симетричних секцій СП (можуть бути "включеними" або "відключеними"). Друге обмеження математичної моделі контролює значення реактивної потужності.

Може бути складено алгоритм, за яким, маючи результати розрахунку векторів  $x1$  СП та  $Y$  можна сформується вектор управління для симетричного елемента СП –  $x2$ .

Математична модель (3.6) є не скалярною моделлю з дискретними змінними і для знаходження керуючих рішень можна скористатись методами не скалярної оптимізації [3.7]. Керуючі рішення за математичною моделлю (3.6) можна знайти, використовуючи, наприклад, симплекс-метод лінійного програмування [22].

3.4.2 Математична модель керування КУ симетричного виконання. КУ симетричного виконання, рис. 3.5, для якої розроблена математична модель, дискретного керування і складається із окремих секцій, кожна із яких може бути в одному із двох станів: включеною або відключеною. Задача полягає в тому щоб виконати включення такої комбінації секцій щоб забезпечити оптимальне значення реактивного навантаження.

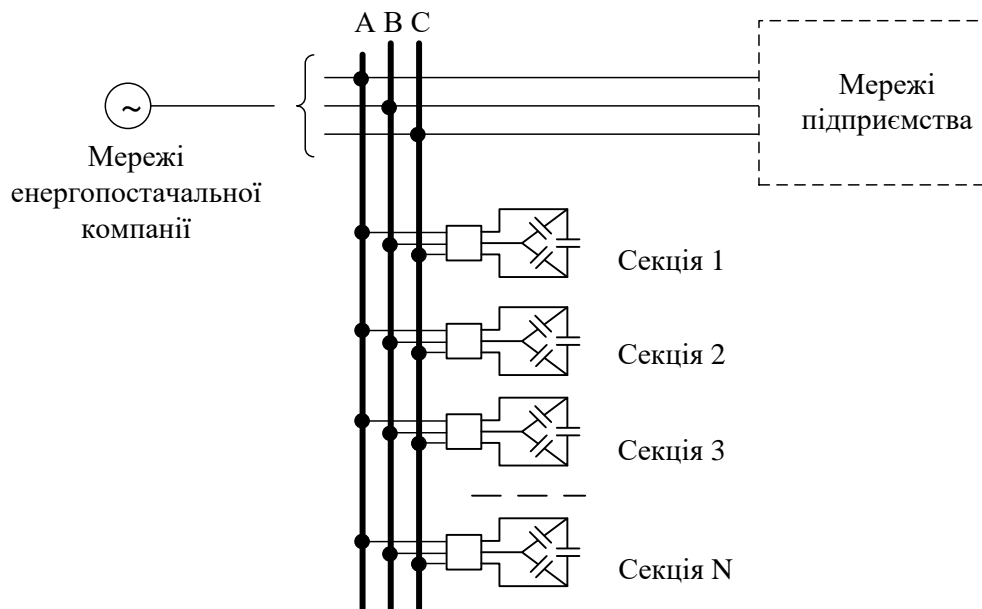


Рисунок 3.5 – Схема КУ симетричного виконання

Цільова функція розробленої математичної моделі описує реактивну потужність по лінії живлення. Перше обмеження встановлює вимогу цілочисловості розв'язків, друге – забезпечує допустиме значення реактивних навантажень.

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_H - \sum_{n=1}^m Q_n x_n \rightarrow \min \\ x_n + \bar{x}_n = 1, \quad n = 1, 2, \dots, m \\ Q_H - \sum_{n=1}^m Q_n x_n \geq Q_d \\ x_n, \bar{x}_n = 1 \forall 0, \end{array} \right. \quad (3.8)$$

де  $x_n$  – керована змінна, що описує стан n-ої секції КУ симетричного виконання.

Математична модель (3.8) лінійна за характером аналітичних співвідношень, які входять до її складу, та дискретна за характером керуючих змінних. Для знаходження розв'язку за цією моделлю можуть бути використані симплекс-метод лінійного програмування або метод динамічного програмування.

### 3.5 Загальний алгоритм прийняття комплексного рішення із симетрування електричного режиму та компенсації реактивної потужності

Кінцеве рішення з комплексної оптимізації несиметрії електричного режиму та компенсації реактивної потужності, яке дозволяє з максимальною ефективністю використовувати потужності КУ, приймається шляхом аналізу математичних моделей (3.6) – (3.7). Послідовність вирішення полягає в наступному:

- на підставі оперативної інформації про режим в системі електропостачання визначаються ступені КУ СП, які слід включити для забезпечення (в даних умовах) найменшого рівня несиметрії електричного режиму, вектор  $\mathbf{x}_1^{\text{СП}}$ ;

- використовуючи секції симетричного виконання КУ СП, що залишилися не задіяними за результатами прийняття рішення на попередньому етапі, визначається рішення із компенсації реактивних навантажень, на підставі математичної моделі (3.7), вектор  $\mathbf{x}_2^{\text{СП}}$ .

- приймається остаточне рішення з компенсації реактивної потужності за допомогою КУ симетричного виконання шляхом включення секцій симетричного виконання, на підставі математичної моделі (3.8), вектор  $\mathbf{x}$ .

В процесі функціонування системи електропостачання в залежності від режиму, що склався на момент прийняття рішення, можуть бути випадки, коли остаточний вектор керування визначається як:

$$\mathbf{x}^{\text{СП}} = \mathbf{x}_1^{\text{СП}}; \text{ (випадок несуттєвого споживання реактивної потужності);}$$

$$\mathbf{x}^{\text{СП}} = \mathbf{x}_1^{\text{СП}} + \mathbf{x}_2^{\text{СП}}; \text{ (випадок, коли потреба в компенсації реактивної потужності забезпечується КУ СП);}$$

$$\mathbf{x}^{\text{СП}} \text{ та } \mathbf{x}; \text{ (випадок, коли потреба в компенсації реактивної потужності забезпечується КУ СП та КУ симетричного виконання).}$$

Блок-схема алгоритму представлена на рис. 3.6.



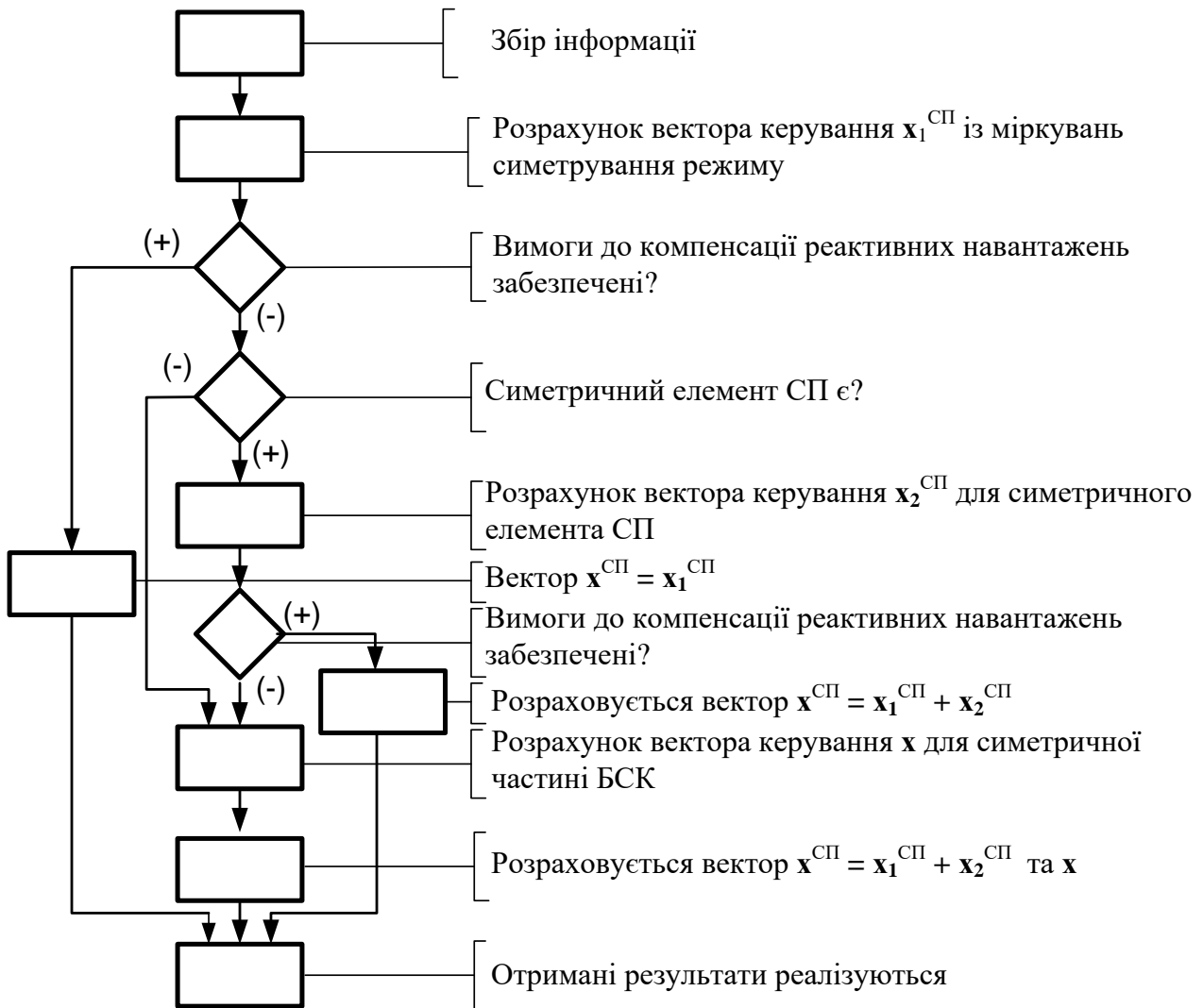


Рисунок 3.6 – Блок-схема алгоритму розрахунку рішення з оптимального симетрування електричного режиму та компенсації реактивних навантажень

### 3.6 Приклад розрахунку за розробленим алгоритмом

Приклад. У вузлі навантаження встановлено КУ СП із мінімальним числом симетруючих елементів та КУ симетричного виконання.

КУ СП які мають такі параметри (табл. 3.1).

Номінальна напруга – 10 (кВ). Вхідна реактивна потужність, визначена енергопостачальною компанією – 1000 (квар).

Таблиця 3.1 – Параметри симметрируючих елементов КУ СП

Симметрирующий елемент, що включається на напругу	Потужності, (квар)
$U_{AB}, U_{BC}$	40; 100; 120; 150; 300; 400
$U_{BC}, U_{CA}$	40; 100; 120; 150; 300; 400
$U_{CA}, U_{AB}$	40; 100; 120; 150; 300; 500

До цього ж вузла під'єднано КУ симетричного виконання. Його параметри наведені в табл. 3.2

Таблиця 3.2 – Параметри секцій КУ симетричного виконання

№ секції КУ симетричного виконання	Потужності секцій, (квар)
1	200
2	200
3	200
4	100
5	100
6	100
7	50
8	50

Знайти керуюче рішення, якщо на момент прийняття рішення склався несиметричний режим:

$$I_A = 115 \text{ (A)}; \quad \cos\varphi_A = 0,59;$$

$$I_B = 130 \text{ (A)}; \quad \cos\varphi_B = 0,84;$$

$$I_C = 160 \text{ (A)}; \quad \cos\varphi_C = 0,65.$$

Реактивна потужність, що при цьому споживається, становить 2848 (квар).

Розв`язування.







### 3.7 Висновки до розділу 3

1. В системах електропостачання, де має місце несиметрія, доцільно частину потужності конденсаторних установок залучити до симетрування електричного режиму.

2. Розроблений алгоритм управління КУ враховує всі можливі співвідношення між параметрами режиму, які можуть складатися в системі електропостачання, і забезпечує максимальну ефективність використання конденсаторних батарей для симетрування режиму і компенсації реактивних навантажень.

3. Вектор управління КУ, знайдений з урахуванням усіх можливих ефектів від його реалізації, може бути розрахованим за допомогою розроблених математичних моделей.

## РОЗДІЛ 4.

## ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ВИПУСКНОЇ РОБОТИ

Економічну ефективність комплексу розроблених в МКР технічних заходів, а також кожного окремо із них є потреба в оцінюванні. Така оцінка необхідна для обґрунтування доцільності витрат на впровадження будь-якого технічного заходу і може бути виконаною за різними показниками. Один із них – собівартість електроенергії для підприємства. Це інтегральний показник, за яким розраховується вартість електроенергії в собівартості продукції і має ряд складових. Собівартість електроенергії для ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» розрахована в даному розділі. При розрахунках прийнято ряд спрощень, пов'язаних із недостатністю інформації або її неточністю.

## 4.1 Розрахунок чисельності обслуговуючого та ремонтного персоналу

Чисельність електроперсоналу визначається трудомісткістю поточного ремонту та технічного обслуговування електрообладнання та мереж. Планова трудомісткість відповідного виду робіт  $T'$  ( $T_{п р}$ ,  $T_{огл}$ ) визначається:

$$T' = \Pi * t_{норм} * h \quad (4.1)$$

де  $\Pi$  – число ремонтів даного виду за рік, що приходить на одиницю обладнання;

$t_{норм}$  – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, (люд\*год);

$h$  – кількість обладнання даного виду.

Розрахунок планової трудомісткості технічного обслуговування виконується

:

$$T_{т о} = 12 * t_{норм} * k_{с р} \quad (4.2)$$

де  $t_{норм}$  – планова трудомісткість поточного ремонту, (люд\*год);

$k_{с р}$  – коефіцієнт складності ремонту, 1/(міс).

Розрахунок виконаємо у табличній формі за [11].

Таблиця 4.1 – Розрахунок планової трудомісткості технічного обслуговування

Обладнання та мережі	Поточний ремонт				Огляди			Технічне обслуговування, (люд*год),
	Кількість	Число одиниць обладнання, рем/рік	Норми трудомісткості, люд*год	Загальна трудомісткість, люд*год	Число оглядів на одиницю облад., 1/рік	Норми трудомісткості, люд*год	Загальна трудомісткість, люд*год	
1.Кабельні лінії зовнішньої системи електропост, (км) ААБ(3*50)	6,4	1	15	75	-	-	-	180
2.Кабельні лінії заводського електропостачання ААБ(3*35), (км)	1,82	1	15	30	-	-	-	180
4. Силовий трансформатор ТМ400/10	6	0,33	60	118,8	12	4,5	324	147,6
5.Батарея конденсаторів ККУ-0,4-150/8-10-21УЗ	4	1	20	80	12	8,4	403,2	204,2
6.Батарея конденсаторів ККУ-0,4-15/6-2,5-21УЗ	4	1	20	80	12	8,4	403,2	204,2
7.Батарея конденсаторів ККУ-0,4-45/9-5-21УЗ	2	1	20	40	12	8,4	403,2	204,2
Всього				423,8			1534	1120,4

Потреба в ремонтному персоналі визначається за формулою:

$$N_{\text{ПР}} = \frac{T_{\text{ПР}}}{\Phi_{\text{Д}} * K_{\text{ВН}}}, \quad (4.3)$$

де  $\Phi_{\text{Д}}$  – дійсний фонд робочого часу за рік,  $\Phi_{\text{Д}}=1850-1900$  (год);

$K_{\text{ВН}}$  - коефіцієнт виконання норм,  $K_{\text{ВН}}=1,1$  – для ремонтного персоналу та

$K_{\text{ВН}}=1,05$  – для експлуатаційного,

$$N_{\text{ПР}} = \frac{423,8}{1850 * 1,1} = 0,215 \text{ (людини).}$$



Отриманий результат заокруглимо до цілого числа і приймемо до уваги те, що ряд робіт по ремонту електрообладнання у відповідності з правилами безпеки повинні виконувати двоє людей [10].

Приймемо кількість ремонтного персоналу 2 чол.

Розрахуємо потребу в експлуатаційному персоналі:

$$N_{\text{обсл}} = \frac{T_{\text{огл}} + T_{\text{то}}}{\Phi_{\text{д}} \cdot K_{\text{вн}}} = \frac{1534 + 1120,4}{1850 \cdot 1,05} = 1,3 \text{ (людини)}. \quad (4.4)$$

Приймаємо кількість експлуатаційного персоналу 2 чоловіки.

#### 4.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Визначимо річний фонд прямої заробітної плати для робочих, що зайняті на роботах з експлуатації та обслуговуванні електрообладнання та мереж

$$\Phi_{\text{п}} = N_{\text{обс}} \cdot \beta_{\text{в}} \cdot t_{\text{ч.е}} \cdot \Phi_{\text{д}}, \quad (4.5)$$

де  $\beta_{\text{в}}$  - коефіцієнт використання річного номінального фонду робочого часу,  $\beta_{\text{в}} = 0.9$ ;

$t_{\text{ч.е}}$  - годинна тарифна ставка, що відповідає середньому тарифному розряду експлуатаційних робочих, що дорівнює 15 (грн/год).

$$\Phi_{\text{п}} = 2 \cdot 0,9 \cdot 15 \cdot 1850 = 49950 \text{ (грн.)}$$

Річний фонд прямої заробітної плати для робочих, що виконують поточний ремонт електрообладнання та електромереж

$$\Phi_{\text{в}} = T_{\text{пр}} \cdot t_{\text{г.в}}, \quad (4.6)$$

де  $t_{\text{г.в}}$  - годинна тарифна ставка відрядників, що відповідає середньому розряду ремонтних робіт,  $t_{\text{г.в}} = 20,5$  (грн/год).

$$\Phi_{\text{в}} = 2 \cdot 690,2 \cdot 20,5 = 28298,2 \text{ (грн.)}$$

Фонд основної заробітної плати:

– на експлуатацію та обслуговування

$$\Phi_{\text{о.п}} = \Phi_{\text{п}} (1 + 0,05 + 0,01 + \alpha),$$

де 0.05 (5%) - доля доплат за роботу в нічний час;

0.01 (1%) - доля доплат за роботу в святкові дні;

$\alpha$  - доля преміальних доплат,  $\alpha = 0,2$ ,

$$\Phi_{o.n} = 49950 (1+0,05+0,01+0,2) = 62937 \text{ (грн.)};$$

– на поточний ремонт електрообладнання та мереж

$$\Phi_{o.b} = \Phi_b (1+0,05+0,01+\alpha) = 28298,2(1+0,05+0,01+0,2) = 35655,7 \text{ (грн.)}.$$

Величина сумарного фонду заробітної плати з врахуванням додаткової заробітної плати:

$$\Phi_{об.п} = 62937 \cdot (1 + 0,075) = 67657,2 \text{ (грн/рік)};$$

$$\Phi_{об.в} = 35655,7 \cdot (1 + 0,075) = 38329,9 \text{ (грн/рік)},$$

де  $0,075$  = доля додаткової заробітної плати.

Врахувавши нарахування на заробітну плату (фонд соціального страхування - 4%; фонд зайнятості - 1.5%; пенсійний фонд - 32%), визначимо витрати підприємства на заробітну плату робітникам, що забезпечують експлуатацію та обслуговування електрообладнання та ремонтному енергоперсоналу

$$C_{зп.т.о} = \Phi_{об.п} (1+0,04+0,015+0,32+) = 139543,1 \text{ (грн.)};$$

$$C_{зп.п.р.} = \Phi_{об.в} (1+0,04+0,015+0,32+) = 52703,6 \text{ (грн.)}$$

4.3 Розрахунок витрат підприємства на матеріали, що потрібні на всі види ремонтів та технічне обслуговування електрообладнання та електромереж

Розрахунок потреби кількості основних матеріалів для всіх видів ремонтів та технічного обслуговування виконаємо на основі норм витрат матеріалів. В системі ППРОСПЭ витрати матеріалів, віднесені на 100 люд.-год трудомісткості ремонтів, включаючи і технічне обслуговування. Розрахунок виконаємо в табличній формі, табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок потреби кількості основних матеріалів

Назва матеріалу	Ціна, грн	Норма витрат на 100 (люд.-год)	Вартість матеріалу, (грн.)
<b>Силові трансформатори</b>			
Сталь сортова, кг	33,3	6	200
Припой олов'яно-свинцевий, кг	409,6	0,02	8,2
Припой мідно-фосфористий, кг	129,5	0,03	3,9
Електроди, кг	77,2	0,15	12
Кріпильні вироби, кг	69,2	2,0	138
Провід, м	130,7	0,5	653
Мідь/алюміній (голий), кг	145,3	62	9009
Картон електроізоляційний, кг	54,8	1,4	77
Кабельна бумага, кг	48	0,6	29
Лакотканина, м	101,0	0,2	20,2
Стрічка кіперна, кг	328	40	13120
Стрічка асбестова, електроіз. кг	9,2	0,05	0,46
Лак ізоляційний, кг	47,6	1,5	71,4
Емалі ґрунтові, кг	59,4	2,5	89,1
Масло трансформаторне, кг	36	0,58	20,9
Бензин, кг	300	0,7	210
Розчинник, кг	98,9	0,8	79
Маслостійка гума, кг	121	0,4	48,4
Гума профільна, кг	121	0,13	16
Шнур кручений, м	101,2	0,3	30,4
Обтирочний матеріал, кг	72	0,4	29
<b>ВСЬОГО</b>			<b>23077</b>
<b>Кабельна лінія</b>			
Сталь сортова, кг	166	2	332
Електроди, кг	77,2	0,1	7,7
<b>ВСЬОГО</b>			<b>340</b>

Вартість матеріалів для поточного ремонту:

$$C_{M \text{ ПР.}} = 0,01 \sum_{i=1}^f T_{\text{п.р.}i} \sum_{j=1}^g m_{\text{пр.}i} \dots \dots \dots j, \quad (4.7)$$

де  $f$  - кількість груп обладнання та мереж;

$T_{\text{п.р.}i}$  - трудомісткість поточного ремонту для  $i$  групи;

$g$  - число різновидності матеріалів;

$m_{\text{пр.}j}$  - норма витрати  $j$ -го виду матеріалу на 100 (люд.-год). трудомісткості

поточного ремонту;

$C_{mj}$  - ціна одиниці матеріалу, грн.

$$C_{МПР}=0,01 [39,6 * 23077 + (81 + 57,8 + 12 + 47) * 340] = 9819 \text{ (грн.)}$$

Планова вартість матеріалів для технічного обслуговування

$$C_{М.Т.О.} = 0.01 \sum_{i=1}^f T_{Т.О.і} \sum_{j=1}^g m_{ПРj} \cdot C_{mj}, \quad (4.8)$$

де  $T_{Т.О.і}$  - трудомісткість технічного обслуговування для всієї і-ої групи.

$$C_{МТО}=0,01 [147,6 * 2 * 23077 + 180 * 2 * 340] = 68932 \text{ (грн.)}$$

Витрати на обслуговування

$$C_{обс} = C_{зп.т.о} + C_{М.Т.О.} = 139543,1 + 68932 = 208475,1 \text{ (грн.)}$$

Витрати на поточний ремонт

$$C_{п.р.} = C_{зп.п.р} + C_{М.п.р} = 52703,6 + 9819 = 625226 \text{ (грн.)}$$

#### 4.4 Визначення амортизаційних відрахувань та інших витрат

Амортизаційні відрахування визначимо за формулою

$$C_a = \sum_{i=1}^f P_{ai} \cdot K_i, \quad (4.9)$$

де  $P_{ai}$  - норма амортизаційних відрахувань для і-ої групи;

$K_i$  - капітальні вкладення в і-ту групу обладнання системи електропостачання.

$$C_a = [0,043 * 4670,53 * 1,7 + 0,064(2276,2 + 2276,2 + 2505,8)] * 10^3 = 793 * 10^3 \text{ (грн.)}$$

Інші витрати (витрати на допоміжні матеріали, послуги виробничим підрозділам підприємства, частина загально - заводських витрат) приймають в розмірі 25-30% від суми витрат на обслуговування, поточний ремонт та амортизацію

$$\begin{aligned} C_i &= 0,25(C_{обс} + C_{п.р.} + C_a) = \\ &= 0,25 (208475,1 + 625226 + 793000) = 406675,2 \text{ (грн.)} \end{aligned}$$

Таблиця 4.3 – Кошторис різних поточних витрат

Найменування статей	Втрати, грн	% до підсумку
Затрати на експлуатацію електро-обладнання та мереж	208475,1	10,2
Поточний ремонт	625226	30
Амортизаційні відрахування	793000	38
Інші витрати	406675,2	19
<b>ВСЬОГО</b>	<b>2033376</b>	

#### 4.5 Розрахунок плати за електроенергію

Величина корисно спожитої електроенергії на підприємстві за рік

$$E_a = P_p T_m = 1071,23 * 3000 = 3213690 \text{ (кВт*год)}. \quad (4.10)$$

Розрахуємо величину втрат електроенергії в лініях 10 кВ.

$$\Delta E = 7497 \text{ (кВт*год)}.$$

Втрати потужності в трансформаторах

$$\Delta P_T = 32,96 \text{ (кВт)}.$$

Розрахуємо величину втрат електроенергії в трансформаторах.

$$\Delta E_T = \Delta P_{mp} * \tau = 32,96 * 2000 * 10^{-3} = 65920 \text{ (кВт*год)}. \quad (4.11)$$

Загальна потреба підприємства в електроенергії

$$E = E_a + \Delta E_{л} + \Delta E_T = 3213690 + 7497 + 65920 = 3287107 \text{ (кВт*год)}.$$

Плата за електроенергію, що спожита підприємством. Тариф на електроенергію становить 3,48 грн/кВт\*год [ ].

$$Ц = C_0 * E = 3,48 * 10^{-3} * 3287107 = 11439132,4 \text{ (тис грн)}. \quad (4.12)$$

#### 4.6 Собівартість електроенергії

Собівартість однієї корисно спожитої кіловатт\*години електроенергії розраховується за формулою:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} * 100}{E_a} \quad (4.13)$$

де  $C_{\text{сум}}$  - загальні втрати підприємства на електроенергію за рік,

$$C_{\text{сум}} = Ц + C_{\text{н}} = 11439132 * 10^3 + 2033,376 * 10^3 = 11441165,38 * 10^3 \text{ (грн.)};$$

$$S = \frac{11441165,38 * 10^3}{3213690} = 3,56 \text{ (грн/кВт*год)}.$$

#### 4.7 Висновки до розділу 4

1. За умови, що тариф на електроенергію 3,48 (грн/кВт\*год), собівартість електроенергії для ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» становить 3,56 (грн/кВт\*год).

## РОЗДІЛ 5.

## ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ АВІС в умовах надзвичайних ситуаціях.

Всі системи електропостачання СЕП ТОВ АВІС є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Тому важливим питанням є забезпечення високої стійкості роботи СЕП. В даному випадку оцінка стійкості може бути проведена за допомогою моделювання його ураження, що враховують можливі наслідки ураження людей, виникнення пожеж, виходу з ладу енергетичних систем.

Дія радіації на матеріали залежить від виду випромінювання, дози, природи опроміненої речовини та від умов навколишнього середовища. В енергетичних системах використовують різні матеріали: метали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли), найбільш чутливими до радіації є метали, бо в них велика концентрація вільних носіїв. Основними заходами підвищення радіаційної стійкості є: використання радіаційно-стійких елементів та матеріалів; застосування різних екранів, або активного захисту від дії радіації.

При взаємодії гама-випромінювань та деяким середовищем, цьому середовищу надається певна кількість енергії. Більша частина цієї енергії йде на поступальний рух електронів та іонів, що були утворені в процесі іонізації. Подальшу іонізацію викликають первинні електрони, що мають велику енергію. Як наслідок виникають тимчасові електричні та магнітні поля.

Виникнення електромагнітного імпульсу (ЕМІ), може викликати високі імпульси струму та напруги в кабельних лініях електропередач, системи зв'язку, обчислювальних машин, антен радіостанцій тощо. В результаті імпульс струму чи напруги проникає в систему і спричиняє пошкодження, ступінь яких залежить від чутливості складових системи вузлів. ЕМІ може поширюватись на десятки

кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях, здійснюючи вплив на об'єкти там, де ударна хвиля, світлове вимірювання і проникаюча радіація втрачають своє значення, як вражаючі фактори.

Результатом такого впливу може бути вихід із ладу різних пристроїв та спорядження. Особливо негативний вплив електромагнітного імпульсу на обладнання, яке не має спеціального захисту (вимикачі, різні «домішки» до системи проводів, електромагнітне екранування і т.п.).

Електромагнітний імпульс являє собою велику небезпеку для елементів СЕП, зокрема вимикачі та трансформатори, добре захищених від дії інших вражаючих факторів. Тому захист елементів від механічних пошкоджень не захищає від дії електромагнітного імпульсу. Саме тому, обов'язковим для обладнання СЕП є дослідження стійкості його роботи в умовах впливу електромагнітного імпульсу та іонізуючих випромінювань.

## 5.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ АВІС в умовах дії іонізуючих випромінювань

Критерієм стійкості роботи енергетичного обладнання СЕП є граничне значення експозиційної дози ( $D_{гр, P}$ ), при якому в елементній базі можуть виникати зворотні зміни. Визначаємо граничні значення експозиційних доз для елементів СЕП. По мінімальному значенню  $D_{гр}$ , визначаємо границю стійкості системи в цілому. Так як трансформатори та вимикачі мають мінімальне значення  $D_{гр}$ , то далі для них розрахована Дослідження стійкості роботи при дії ІВ та ЕМІ, а кабельні лінії та повітряна лінія мають грозозахист, і стійкі до дії ЕМІ, то подальші розрахунки для них не виконуються. Результати заносимо у таблицю 5.1

Таблиця 5.1- Граничні дози для елементів СЕП ТОВ АВІС

№	Елементи СЕП ТОВ АВІС	$D_{гр, P}$	$D_{гр, P}$
1	Кабельні лінії ААБ (3x70 мм <sup>2</sup> )	10 <sup>8</sup>	10 <sup>2</sup>
2	Кабельна лінії ААБ (3x120 мм <sup>2</sup> )	10 <sup>9</sup>	
3	Трансформатори	10 <sup>2</sup>	
4	Вимикачі	10 <sup>4</sup>	



Розрахуємо можливу дозу для СЕП, граничний час експлуатації 10р.

$$D_{em} = \frac{2 \cdot P_{1max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{k_{ocл}} = \frac{2 \cdot 4,92 \cdot (\sqrt{87660} - \sqrt{1})}{1} = 2903,53 \text{ (Р)}.$$

Таким чином система буде працювати стійко, так як, можлива експозиційна доза менша за граничну  $2903,53 < 100000$ .

Визначаємо допустимий час роботи елементів СЕП:

$$t_{дон} = \left( \frac{D_{зр} \cdot K_{ocл} + 2 \cdot p_{1max} \cdot \sqrt{t_p}}{2 \cdot p_{1max}} \right)^2$$

$$t_{донтр-р} = \left( \frac{10^2 \cdot 1 + 2 \cdot 4,92 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,92} \right)^2 = 116,7 \cdot 10^2 \text{ год} = 13,3 \text{ (років)}$$

$$t_{донвим} = \left( \frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 4,92 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,92} \right)^2 = 9631 \cdot 10^4 \text{ год} = 10,9 \text{ (років)}$$

Отже допустимий час роботи трансформаторів складатиме не менше 13 років, а вимикачів близько 11 років.

5.3 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ АВІС в умовах дії електромагнітного імпульсу

Напряга наводки в горизонтальній і вертикальній струмопровідній частині:

$$U_{Г} = E_{В} \cdot l_{Г},$$

$$U_{В} = E_{В} \cdot l_{В},$$

де  $E_{В}$  – величина електромагнітного імпульсу (кВ/м);

$l_{Г}$  – довжина горизонтальної струмопровідної частини системи (м),

$l_{В}$  – довжина вертикальної струмопровідної частини системи (м).

Розрахуємо  $U_{Г}$  для трансформаторів та вимикачів:

$$U_{Гтр-р} = 11,78 \cdot 1,48 \cdot 10^3 = 17460 \text{ (кВ/м)},$$

$$U_{ГВим} = 11,78 * 0,68 * 10^3 = 8051 \text{ (кВ/м)}.$$

Допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\text{дон}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N,$$

де  $N$  – відсоток допуску,

$U_{\text{ж}}$  – напруга живлення;

$$U_{\text{дон}} = 10 + \frac{10}{100} \cdot (\pm 5) = 9,5 - 10,5 \text{ (кВ)}$$

За критерієм стійкості роботи радіоелектронних систем, або окремих їх елементів в умовах дії електромагнітних випромінювань можна прийняти коефіцієнт безпеки, який для нормальної роботи механізму повинен бути рівним:

$$K_{\text{б}} \geq 40 \text{ (дБ)}.$$

Визначаємо коефіцієнти горизонтальної і вертикальної безпеки:

$$K_{\text{бгі}} = 20 \cdot \lg(U_{\text{д}} / U_{\text{гі}}),$$

$$K_{\text{бгі}} = 20 \cdot \lg(U_{\text{д}} / U_{\text{гі}}).$$

$$K_{\text{бГр-р}} = 20 \lg\left(\frac{9500}{17460}\right) = -9,3 \text{ (дБ)},$$

$$K_{\text{бГВим}} = 20 \lg\left(\frac{9500}{8051}\right) = 5,43 \text{ (дБ)}.$$

Так як для трансформатора і вимикача  $K_{\text{бз}} < 40$  дБ, то обладнання не буде працювати стійко.

Для збільшення стійкості слід застосувати екранування. Перехідне затухання екрану:

$$A = K_{\text{Бном}} - K_{\text{Бмін}}, \text{ (дБ)};$$

де  $K_{\text{Бном}}$  – номінальний коефіцієнт безпеки (40 дБ),

$K_{\text{Бмін}}$  – мінімальний коефіцієнт безпеки, отриманий при розрахунку;

$$A = 40 - 5,43 = 34,57 \text{ (дБ)}.$$

Товщина захисного екрану

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}$$

де  $f$  – частота,

$$t = \frac{34,57}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,12 \text{ (см)}.$$

Розрахуємо  $U_v$  трансформатора 630 кВА:

$$U_{вТР} = 11,58 \cdot 0,251 = 2,91 \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо коефіцієнти горизонтальної безпеки для трансформатора:

$$K_{бзГр-р} = 20 \lg\left(\frac{9500}{2,91}\right) = 70,2 \text{ (дБ)}.$$

Так як  $K_{бз} < 40$  дБ, то обладнання буде працювати не стійко.

Розрахуємо  $U_v$  для вимикача 10 кВ:

$$U_v = 11,58 \cdot 0,335 = 3,88 \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для вимикача:

$$K_б = 20 \lg\left(\frac{9500}{3,88}\right) = 67,7 \text{ (дБ)},$$

Так як  $K_{бз} < 40$  дБ, то обладнання буде працювати не стійко.

Результати зведемо у таблицю 5.2

Таблиця 5.2 - Результати розрахунків пасивного екрану елементів СЕП

Елементи СЕП	$U_r$ ,кВ	$U_v$ ,кВ	$K_{бв}$ ,дБ	$K_{б,г}$ ,дБ	Товщина захисного екрану, см
Трансформатори	17460	2,91	70,2	-9,3	0,12
Вимикачі	8051	3,88	67,7	5,43	0,11

Приймаємо, що вибір товщини захисного екрану для кабельних ліній не розглядається.

Отже, спроектована система електроспоживання буде працювати стійко до дії іонізуючих випромінювань. А до дії ЕМІ – не стійко, але при застосуванні захисного екрану для трансформаторів та вимикачів (0,12см), буде працювати стійко.

Таким чином наша система при застосуванні вище вказаних заходів буде працювати стійко в умовах НС. Провівши аналіз, щодо стійкості системи електропостачання ТОВ АВІС до дії ЕМІ, видно, що трансформатори та вимикачі найбільш уразливі, тому передбачила застосування захисного екрану (0,11см). Інші елементи (кабельні лінії) стійкі до дії ЕМІ, з коефіцієнтами безпеки 70,2 та 67,7 відповідно.

Отже дія ЕМІ та іонізуючого випромінювання негативно впливають на роботу СЕП, що призводить до виходу з ладу, або ж повного знищення елементів системи електропостачання ТОВ АВІС, зокрема трансформатори та вимикачі.

В результаті дослідження стійкості роботи СЕП ТОВ АВІС до дії іонізуючих випромінювань, були визначено, що елементи СЕП стійкі, тому проводити додаткові заходи не потрібно.

Також в даному розділі було проведене дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ АВІС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. Досліджена стійкість роботи СЕП в умовах дії іонізуючих випромінювань, час роботи якої в заданих умовах становить 13 років, для трансформаторів та 11 років для вимикачів, при рівні радіації 4,92 Р/год. Досліджена стійкість роботи СЕП в умовах впливу електромагнітного імпульсу.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

1. Ефективність роботи системи електропостачання ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА «Авіс», може бути підвищеною якщо запровадити виконані наробки.

2. Для умов ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» оптимальним за річними приведеними витратами є варіант установки трьох двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами потужністю 400 (кВА). Виконання живильної лінії кабелем ААБ (3\*50), а ліній від ЦРП до ТП – кабелем ААБ(3\*35).

3. Суттєве зниження активних втрат в трансформаторах та в лініях живлення з одночасним забезпеченням вимог енергосистеми що до споживання реактивної потужності якщо до шин 0,4 (кВ) ТП слід під'єднати комплектні БСК серії ККУ-0,4 загальною потужністю (750) квар.

4. Ефективність конденсаторних установок в мережах ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА „Авіс” може бути підвищеною шляхом використання їх потужності одночасно для симетрування електричного режиму та компенсації реактивних навантажень та прийняття оперативних рішень, використовуючи розроблений алгоритм.

5. За умови, що тариф на електроенергію 3,48 (грн/кВт\*год), собівартість електроенергії для ТОВ «Вінницький інструментальний завод» становить 3,56. (грн/кВт\*год).

## ЛІТЕРАТУРА

1. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник з дисципліни «Електропостачання». – Вінниця: ВДТУ. 2002. – 140с.
2. Основы построения промышленных сетей / Г.М. Каялов, Є.А. Каждан, И.Н. Ковалев, Э.Г. Куренный – М.: Энергия, 1978. – 320с.
3. Справочник по проектированию электроснабжения / Под редакцией Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 576 с.
4. Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - X.: Міненерговугілля України, 2014.
5. Рудницький В.Г. Внутрішньозаводське електропостачання Київ Освіта України, 2013. – 286 с
6. ГОСТ 13109-97.Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения
8. Рогальський Б.С. Проблеми енергозбереження. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах: [навчальний посібник] - Вінниця: ВДТУ, 1996. – 112 с.
9. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов – .М.: ЭААС, 2009. – 456 с. – ISBN 978-5-93196-958-9.
- 11 Тарифы на электроэнергию для предприятий в 2021 году. Режим доступа: <https://delaenergy.systems/ru/articles/tarify-na-elektroenergiyu-dlya-predpriyatij-v-2021-godu/>
12. Милосердов В.О., Терешкевич Л.Б. Алгоритмізація оптимізаційних задач енергетики. – Вінниця.: ВНТУ, 2004. – 120 с.
13. Аввакумов В. Г. Симметрирование и компенсация реактивной мощности несимметричных промышленных нагрузок //Промышленная энергетика.– 1967.– №7. – С. 1 – 5.

14. Кузнецов В.Г., Григорьев А.С., Данилюк В.Б. Снижение несимметрии и несинусоидальности напряжений в электрических сетях. - К.: Наукова думка, 1992. - 240 с.
15. Мельников А.А., Электрические сети и системы. М.: Энергия, 1969. - 456с.
16. Электрические системы. Электрические сети/ В.А.Веников, А.А.Глазунов, Л.А.Жуков, Л.А.Солдаткина/ Под. ред. В.А. Веникова М.: Высшая школа, 1971. - 440 с.
17. Кузнецов В.Г. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях с несимметричными нагрузками // Электричество. – 1983. - №2. - С. 64-67.
18. Шидловский А.К., Борисов Б.П. Симметрирование однофазных и двухплечевых электротехнологических установок. - К.: Наукова думка, 1977. - 160с
19. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1987. - 336 с.
20. Аввакумов В.Г. Методы нескальной оптимизации и их приложения. К.: Вища школа, 1990. - 188 с.
21. Шидловский А.К., Музыченко О.Д. Симетруючі пристрої. К.: Техніка, 1970.- 164с
22. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. К.: Наукова думка, 1985.- 286 с.
23. Жежеленко И.В., Рабинович М.Л., Боженко В.М. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. К., Техніка, 1981, - 160 с.
24. Pirog S. : Kompensacia mocy bierneyj i symetzyzacja cheiazeia odbioznikow tzojfazowych. Zeszyty Naukowe Akademia Gorniczo-Hutnicza im. Stanislaw Staszica, №784, pp. 97-114, 1980.
25. Аввакумов В.Г., Багиев Г.Л., Воскобойников Д.М. Технико-экономическая оценка качества электроэнергии в промышленности. –Л.:Изд-во ЛГУ, 1977. - 132 с.

26. Терешкевич Л.Б. АСУ режимами систем электропоставки: Навчальний посібник – Вінниця; ВДТУ/ - 1998. - 119 с.
27. Григорьев А., Лысенко А. Емкостные симметрокомпенсирующие устройства для изменяющихся несимметричных электротехнологических нагрузок. В к.н. YAKOSC ENERGIJ ELEKTRYCZNEJ, Spala, 1991,-с. 53-59.
28. Винославский В.Н., Аввакумов В.Г., Терешкевич Л.Б. Математические модели оперативного управления несимметрией режима электрической сети и алгоритм их решения // Техническая электродинамика. – 1985.- №5. - С. 83-86.
29. Терешкевич Л.Б. Принятие решения по симметрированию режима системы электроснабжения на основе статистической информации // Изв. вузов СССР. Энергетика. - 1989. - №6. - С. 40-43.
30. Кузнецов В.Г., Григорьев А.С, Лысенко А.Г. Симметро-компенсирующие устройства для изменяющихся несимметричных электротехнологических нагрузок // Промышленная энергетика.- 1992.- №8-9.- С. 37-41.
31. Винославский В.Н., Терешкевич Л.Б. Оптимизация электропотребления в сетях с несимметричными нагрузками // Промышленная энергетика. - 1983. - №4. - С. 32-34.
32. Винославский В.Н., Терешкевич Л.Б. Управление несимметричным режимом сети на основе принципов системного подхода // Известия вузов СССР. Электромеханика. - 1983. - №12. - С.18-20.
33. Терешкевич Л.Б., Хінді Айман Тахер. Алгоритм управління конденсаторними батареями симетруючого пристрою// Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах. – 2000. - №4, - С.70-73.
34. Веников В.А, Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1981.-464 с.
35. Саати Т. Целочисленные методы оптимизации и связанные с ними экстремальные проблемы – М.: Мир, 1973. – 302 с.
36. Хемди А. Таха. Введение в исследование операций. –Вильнюс, 2007. – 912 с. – ISBN 0-13-032374-8.



37. Реклейтис Г., Рейвиндран А., Рэгсдел К. Оптимизация в технике. Ч.1. – М.: Мир, 1986. – 347 с.
38. Реклейтис Г., Рейвиндран А., Рэгсдел К. Оптимизация в технике. Ч.2 – М.: Мир, 1986. – 318 с.
39. Калихман И.Л., Войтенко М.А. Динамическое программирование в примерах и задачах – М.: Высшая школа, 1979. – 125 с.
40. Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Уклад. Л. Б. Терешкевич, О. Д. Демов, Ю. А. Шулле. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 28 с.

# ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедри ЕСЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

\_\_\_\_\_

“ ” \_\_\_\_\_ 2022 р.

\_\_\_\_\_

“ ” \_\_\_\_\_ 2022 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

**«ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ  
ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ –  
ПІДПРИЄМСТВА «АВІС»**

08-17.МКР.003.05.100 ТЗ

Науковий керівник:

проф. Терешкевич Л.Б. \_\_\_\_\_

(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ - 20м

Клешко В.А. \_\_\_\_\_

(підпис)

Вінниця 2022 р.

## 1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_ 2022 р.

Дата початку роботи 1 січня 2022 р.

Дата закінчення роботи 10 червня 2022 р.

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

а) *мета* – Метою роботи є оптимізація системи електропостачання ТОВ – Підприємство «Авіс» шляхом прийняття оптимальних рішень з кількості та потужності трансформаторних підстанцій, оптимальних перерізів ліній мереж підприємства, визначення оптимальних координат місця установки трансформаторних підстанцій та розрахувань оптимальних потужностей конденсаторних установок та розробка алгоритму використання конденсаторної установки для симетрування режиму та компенсації реактивної потужності

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР: генплан підприємства (об'єкта); відомості про особливості технологічних процесів та навикишнього середовища (внутрішнього та зовнішнього); відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення, їх віддаленість; графіки електричних навантажень (для діючого підприємства, енергетичного району); результати експериментальних досліджень; основні техніко-економічні показники.

## 3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Уклад. Л. Б. Терешкевич, О. Д. Демов, Ю. А. Шулле. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 28 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. Демов О. Д. «Економія електроенергії на промислових підприємствах». – Вінниця: ВНТУ, 2006р.

#### 4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Відомості про підприємство та характеристики електроприймачів.	15.03.2022	
2	Оптимізація системи електропостачання ТОВ «Вінницький агрегатний завод»	31.04.2022	
3	Оптимізація електричних режимів в розробленій системі електропостачання	25.05.2022	
4	Економічна частина роботи	30.05.2022	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.06.2022	
6	Написання пояснювальної записки	10.06.2022	

#### 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

Додаток Б  
ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ  
ВИПУСКНОЇ РОБОТИ

Дані про електроспоживачів цехів підприємства наведені в таблиці Б.1.

План підприємства, зображено на рис. Б.1.

Таблиця Б.1 – Дані про електроспоживачів підприємства

Назва підрозділу	$P_n$ , кВт	$S$ , м <sup>2</sup>
1.Оліє-очисний цех №1	134	800
2.Оліє-очисний цех №2	130	950
3.Маргарино-майонезний цех №1	200	1275
4.Маргарино-майонезний цех №2	100	1000
5.Цех безалкогольних напоїв	130	900
6.Цех полімерної упаковки	120	850
7.Холодильно-компресорна станція	60	100
8.Котельня	21	360
9.Склад №1	95	900
10.Склад №2	90	600
11.Повітряно-компресорна станція	300	200
12.Механічна майстерня	316	600
13.Гараж	50	525
14.Очисні споруди	70	700

План підприємства зображено на рис. Б.2.

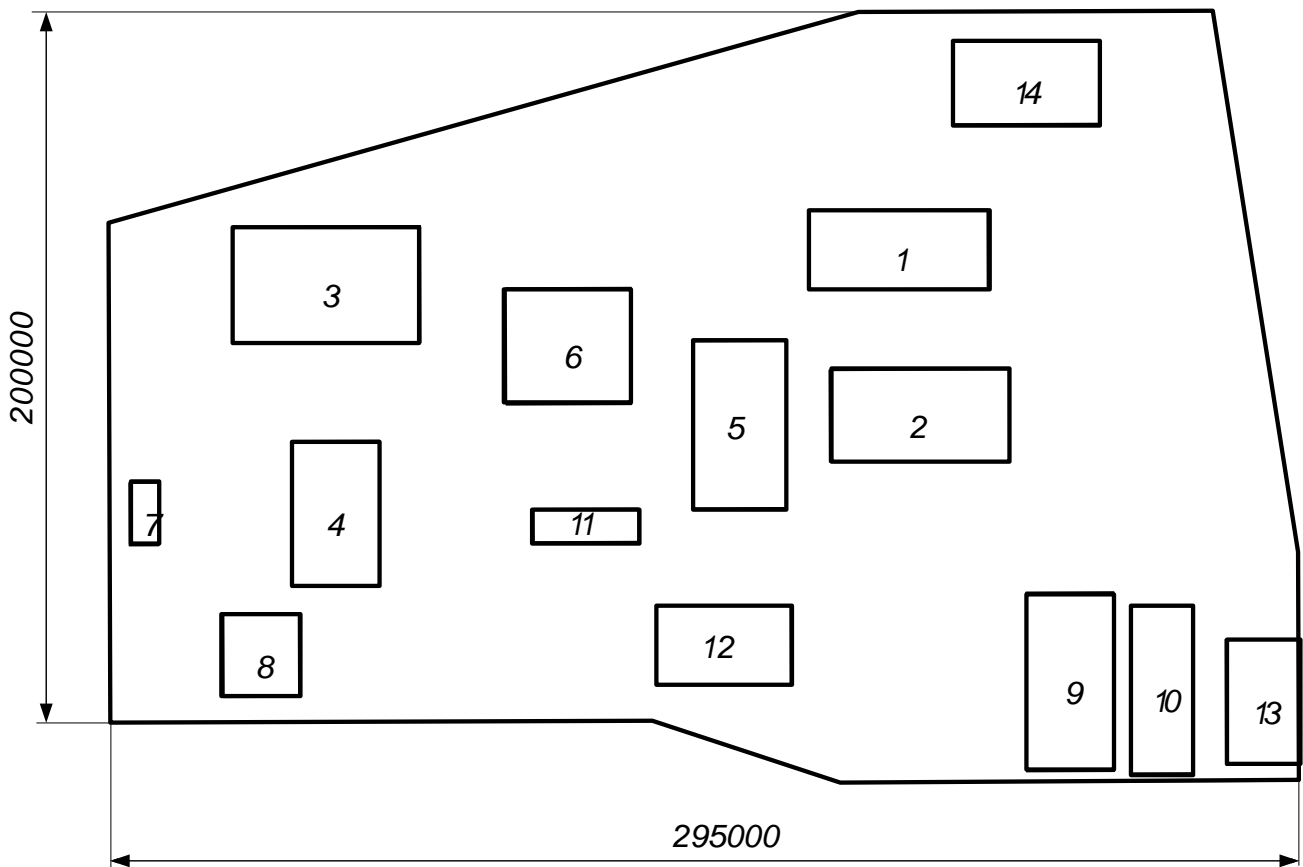


Рисунок Б.1 – План підприємства

Джерелом живлення підприємства є системна підстанція 110/10 кВ «Нова», яка знаходиться на віддалі 4,2 (км).

Потужність короткого замикання в точці приєднання системи складає 100 (МВА). Вхідна реактивна потужність для підприємства, що задана енергосистемою, становить 150 (квар).

Додаток В  
ДЕМОНСТРАЦІЙНИЙ МАТЕРІАЛ ДО РОБОТИ

КЛЕШКО Володимир Анатолійович

«ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ  
ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ – ПІДПРИЄМСТВА «АВІС»

Магістерська кваліфікаційна робота

Керівник:

Терешкевич Леонід Борисович  
к.т.н, професор



### *Актуальність .*

Проектування системи електропостачання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» виконано за інженерними методиками, що рекомендовані провідними проектними установами, які не передбачають перебору варіантів і тому отримані результати не можна визнати як оптимальні.

Тому робота, в якій із використанням сучасних проектних технологій розробляється оптимальна система електропостачання, а також розробляються методики підвищення ефективності встановленого електрообладнання та оптимізації параметрів режиму в системі електроспоживання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» слід вважати актуальною.

*Об’єкт дослідження* – система електропостачання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс».

*Предмет дослідження* – мережі 10 кВ та режими реактивної потужності і несиметрії в системі електропостачання.

## МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

*Мета і завдання дослідження.* Метою роботи є оптимізація системи електропостачання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» та таких параметрів її стану як реактивна потужність в елементах мережі та несиметрія електричного режиму шляхом використання інформаційних технологій та сучасних математичних методів оптимізації для розрахунку оптимальних рішень з вибору трансформаторних підстанцій оптимальної потужності, оптимальних перерізів живильних та розподільних ліній 10 кВ підприємства, та розрахувань оптимальних потужностей конденсаторних установок, що дасть можливість зменшити долю енерговитрат в собівартості продукції підприємства.

Поставлена мета досягається вирішенням таких технічних задач:

- виконанням автоматизованих розрахунків оптимальних потужностей цехових трансформаторних підстанцій, перерізів ліній електропередач мереж підприємства, оптимальної потужності конденсаторних батарей;
- розробки методики розрахунку оптимальних керуючих рішень для батареї статичних конденсаторів, що має секції несиметричного та симетричного виконання, яка підвищує ефективність її (батарей) використання.

## Визначення оптимальної потужності ТП підприємства

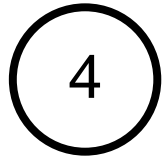
*Математична модель*

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(S_T) = (E_e + E_a) \cdot k_{ТП}(S_T, k_T) + \left[ \Delta P_{xx}(S_T) \cdot k_T + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot \frac{S_{ТП}^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right] \cdot t \cdot \tau \rightarrow \min_{S_T \in S_{СТ}} \\ S_T \cdot k_T \cdot k_H \geq S_{ТП\text{см}} \\ k_T > 1 \Rightarrow S_T \cdot k_{ПА} \geq S_{ТПР} \cdot k_{ПА}, \\ S_T \in S_{СТ} \end{array} \right.$$

*Показник ефективності вибору трансформаторів ТП - річні приведені затрати на підстанцію*

*Керована змінна - потужність трансформаторів –  $S_T$*

*Множина доступних значень – всі стандартні потужності трансформаторів  $S_T$ .*



## Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ТП

Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат														
Економічні характеристики														
Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo = 560,895				
Коефіцієнт ефективності капітоловкладень										Ee = 0,1				
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea = 0,036				
ТП1														
Дані нормального режиму														
Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp= 531,63				
Середня потужність ТП, кВА										Sc= 551,76				
Кількість трансформаторів										kt= 2				
Допустимий коефіцієнт навантаження в н. режимі										Kn= 1				
Дані післяаварійного режиму														
Допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі										Kпа = 1,3				
Доля навантаження в післяаварійному режимі										Kнпа = 0,8				
*	St кВА	ΔРкз кВт	ΔРхх кВт	Ктп, тис.грн.	Е*К, тис.грн.	ΔРзм кВт	ΔРпс кВт	ΔР кВт	Вв, тис.грн.	З, тис.грн.	Х	kt*kn*St >=Sc	=knпа*S p	*
	63	1,28	0,24	950,78	129,306	45,5742	0,48	46,0542	25,8315		-	-	-	
	100	1,97	0,33	1010,71	137,457	27,8392	0,66	28,4992	15,985		-	-	-	
	160	3,1	0,51	1090,45	148,301	17,1124	1,02	18,1324	10,1704		-	-	-	
	250	4,2	0,74	1190,46	161,903	9,4964	1,48	10,9764	6,15661		-	-	-	
<b>V</b>	400	5,9	0,95	1430,38	194,532	5,21101	1,9	7,11101	3,98853	198,52	400	+	+	<b>V</b>
	630	8,5	1,31	1590,53	216,312	3,02641	2,62	5,64641	3,16704	219,479	630	+	+	
	1000	10,5	2,1	1880,23	255,711	1,48381	4,2	5,68381	3,18802	258,899	1000	+	+	
	1600	18	2,8	2340	318,24	0,99362	5,6	6,59362	3,69833	321,938	1600	+	+	
	2500	23,5	3,85	2670,73	363,219	0,53135	7,7	8,23135	4,61692	367,836	2500	+	+	
Мінімальні затрати, грн									Зmin= 198,52					
Оптимальна потужність трансформатора, кВА									St*= 400					
Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора									kз*= 0,66454					

ТП1	ТП2	ТП3
2×400 кВА	2×400 кВА	2×400 кВА

## Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній

*Математична модель*

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(x) = \left[ (E_e + E_a) \cdot K_0(x) + 3 \cdot I_L^2 \cdot r_0(x) \cdot t \cdot \tau \right] \cdot L \cdot k_L \rightarrow \min_{x \in X_{cm}} \\ x \geq x_{дон} \equiv k_{дон} \cdot I_{дон}(x) \geq I_L \\ x \geq x_{на} \equiv k_{на} \cdot I_{дон}(x) \geq I_L \cdot k_L \cdot k_{ппа} \\ \Delta U_H(x) \leq \Delta U_{дон} \\ \Delta U_{па}(x) \leq \Delta U_{дон} \\ x \geq x_{кз} = \frac{I_{кз} \cdot \sqrt{t_H}}{C} \\ x \in X_{cm} \end{array} \right.$$

*Критерій ефективності:* річні приведені затрати в зовнішню лінію живлення 10 кВ

*Керована змінна:* переріз кабельних ліній (мм<sup>2</sup>).

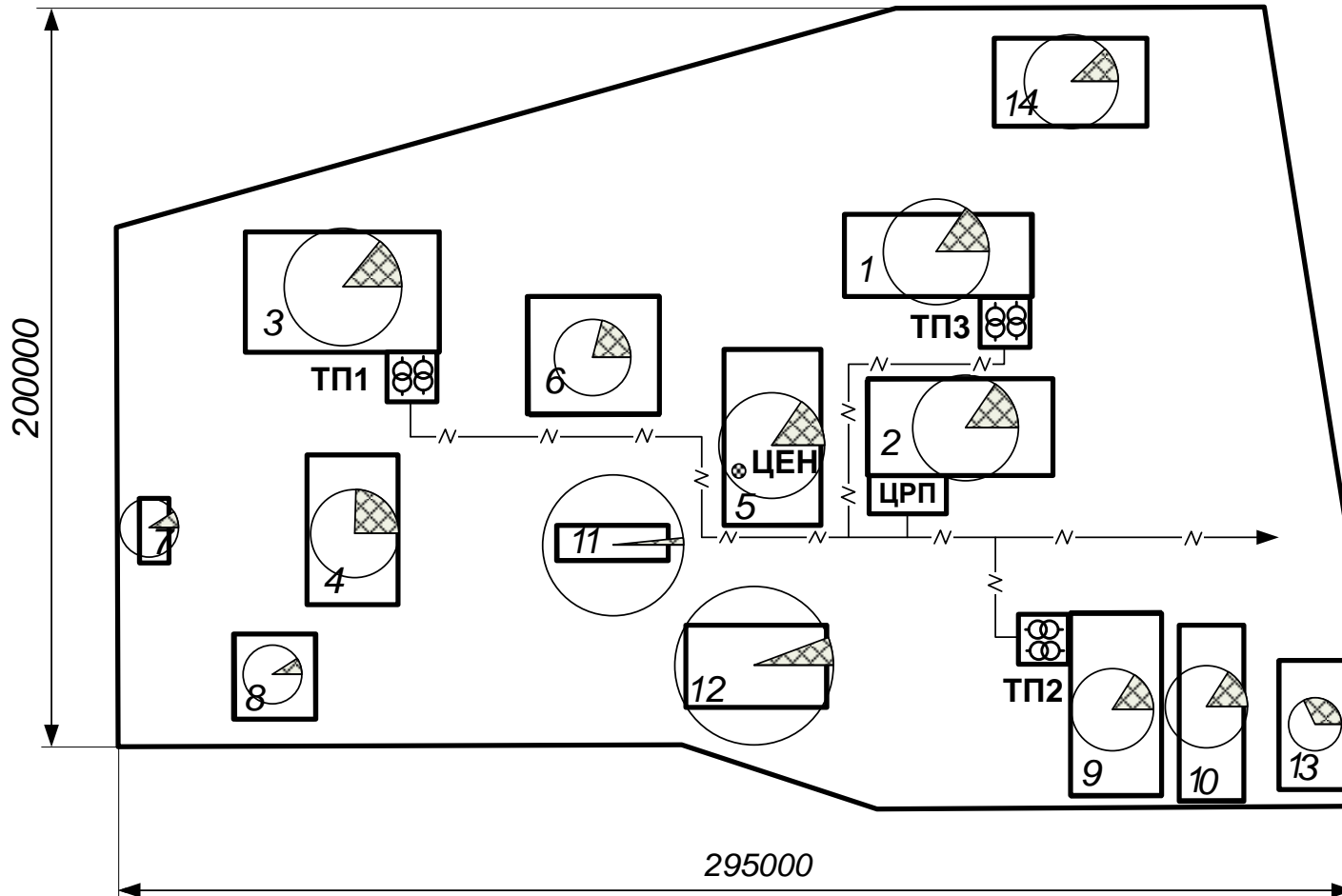
*Множина доступних рішень:* множина всіх стандартних перерізів кабельних ліній 10 кВ.

## Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній

6

Коефіцієнт відрахувань на амортизацію												Ea=		0,04			
Дані нормального режиму																	
Напруга, кВ												U =		10			
Активна розрахункова потужність споживача, кВт												P =		1081,5224			
Реактивна розрахункова отужність споживача, кВАр												Q =		1014,4631			
Розрахунковий струм окремого кабелю, А												I <sub>каб</sub> =		42,81			
Коефіцієнт допустимого навантаження																	
Допустима втрата напруги в КЛ, %																	
Кількість кабелів																	
Довжина лінії, км																	
Дані аварійного режиму																	
Струм КЗ на початку лінії, кА												I <sub>кз</sub> =		3,0386856			
Приведений час КЗ, с												t <sub>пр</sub> =		1,5			
Тепловий коефіцієнт C, (A*c^(1/2))/мм^2												C =		90			
Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2												F <sub>кз</sub> =		41,35			
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі												K <sub>па</sub> =		1,25			
Доля навантаження в післяаварійному режимі												K <sub>нпа</sub> =		0,8			
Допустима втрата напруги в КЛ, %												dU <sub>падоп</sub> =		5			
F, мм^2	R <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км	K <sub>0</sub> , т.грн/км	I <sub>доп</sub> , А	dU <sub>н</sub> , %	dU <sub>па</sub> , %	dP, кВт	K, т.грн	E*К, т.грн	Вв, т.грн	З, т.грн	X	K <sub>доп</sub> *I <sub>доп</sub> >= I <sub>p</sub>	n*I <sub>доп</sub> >= K <sub>нпа</sub> *k*I	dU <sub>н</sub> <= dU <sub>ндоп</sub>	dU <sub>па</sub> <= dU <sub>падоп</sub>	F >= F <sub>кз</sub>
10	3,1	0,122	90,5381	65	4,35	6,95	85,20	452,69	63,38	47,79	-	-----	+	+	+	-	-
16	1,94	0,113	130,784	75	2,77	4,43	53,32	653,92	91,55	29,91	-	-----	+	+	+	+	-
25	1,24	0,099	190,854	90	1,80	2,88	34,08	954,27	133,60	19,12	-	-----	+	+	+	+	-
35	0,89	0,095	250,953	115	1,32	2,12	24,46	1254,77	175,67	13,72	-	-----	+	+	+	+	-
<b>v</b> 50	0,62	0,09	360,927	140	0,95	1,52	17,04	1804,64	252,65	9,56	262,21	50	+	+	+	+	+
70	0,443	0,086	500,501	165	0,71	1,13	12,18	2502,51	350,35	6,83	357,18	70	+	+	+	+	+
95	0,326	0,083	650,451	205	0,55	0,87	8,96	3252,26	455,32	5,03	460,34	95	+	+	+	+	+
120	0,258	0,081	820,823	240	0,45	0,72	7,09	4104,12	574,58	3,98	578,55	120	+	+	+	+	+
150	0,206	0,079	1020,11	275	0,38	0,61	5,66	5100,55	714,08	3,18	717,25	150	+	+	+	+	+
185	0,167	0,077	1370,48	310	0,32	0,52	4,59	6852,40	959,34	2,57	961,91	185	+	+	+	+	+
Мінімальні затрати, тис.грн										Змін		262,21					
Оптимальний переріз КЛ, мм^2										Хопт		50					

## План підприємства з електричними мережами



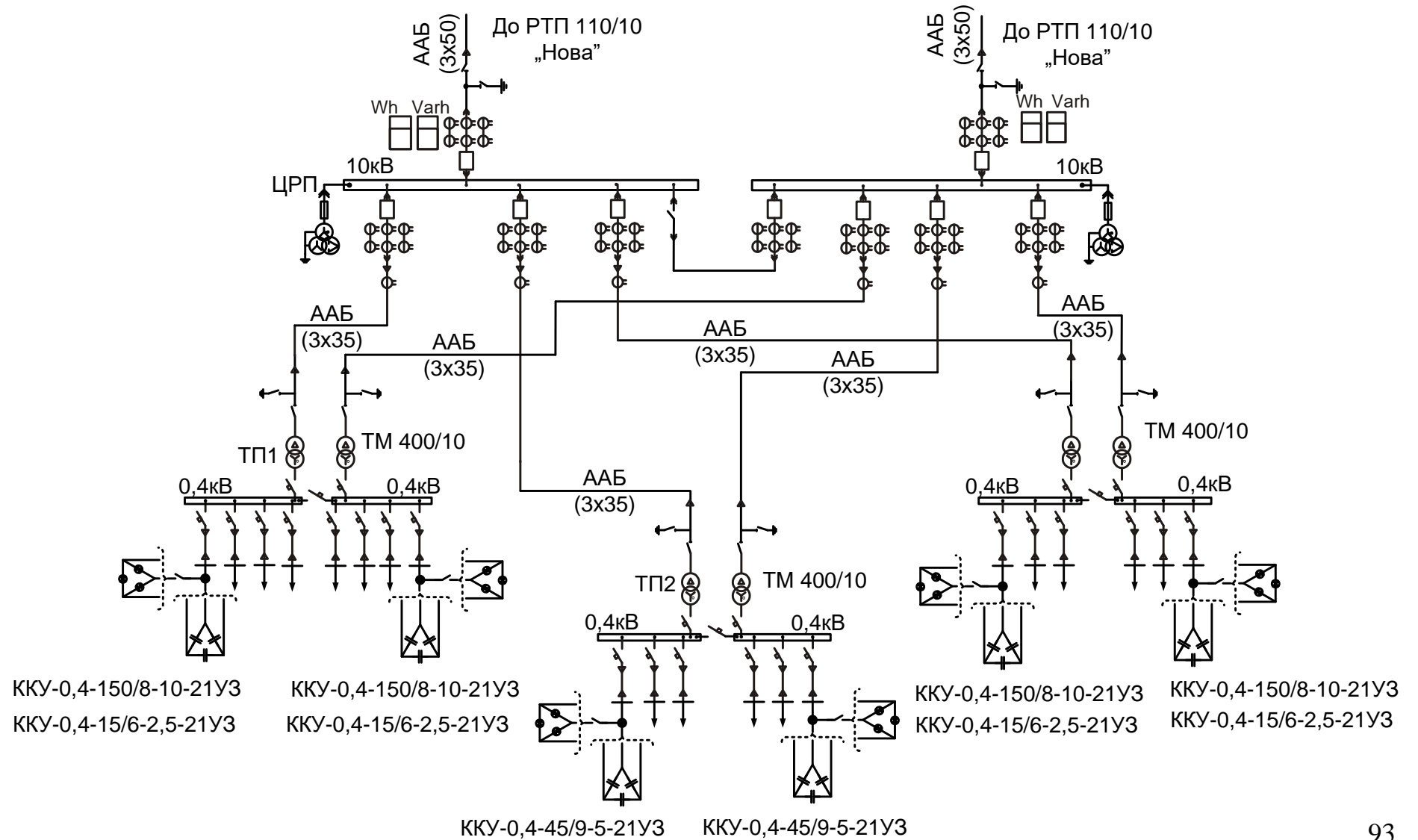
Назва підрозділу
1.Оліє-очисний цех №1
2.Оліє-очисний цех №2
3.Маргарино-майонезний цех №1
4.Маргарино-майонезний цех №2
5.Цех безалкогольних напоїв
6.Цех полімерної упаковки
7.Холодильно-компресорна станція
8.Котельня
9.Склад №1
10.Склад №2
11.Повітряно-компресорна станція
12.Механічна майстерня
13.Гараж
14.Очисні споруди

### Умовні позначення

—N—N— - Кабельна траншея

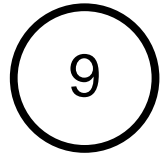
⊗ ЦЕН - Центр електричних навантажень

## Однолінійна схема електропостачання





## **Підвищення ефективності конденсаторних установок в мережах ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс»**

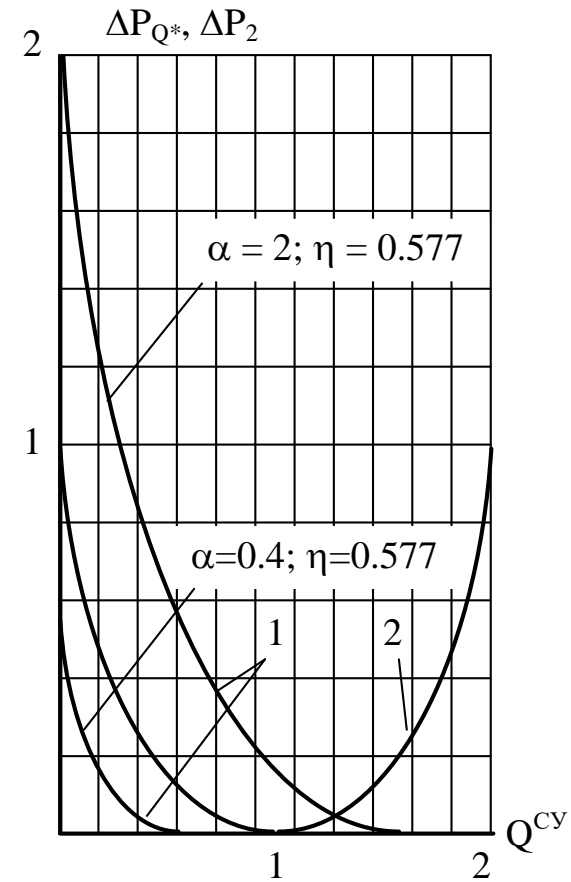
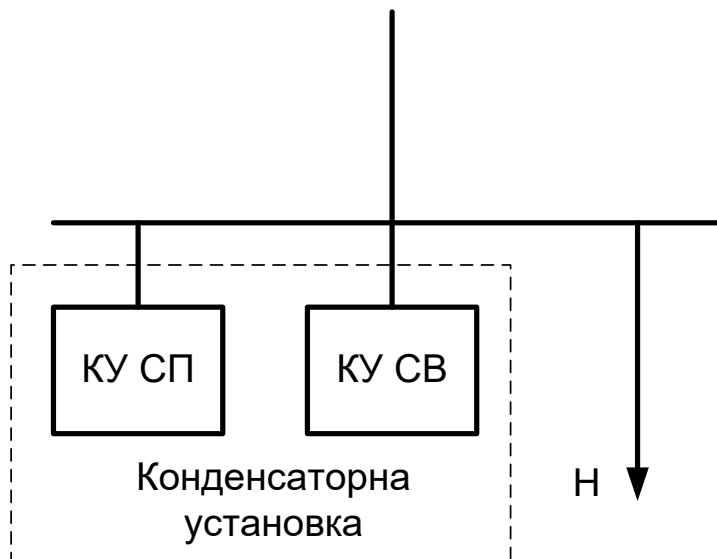


Науковці, які проводили дослідження в мережах підприємств, що за характером електроспоживання подібні до „Авіс”, роблять такі висновки:

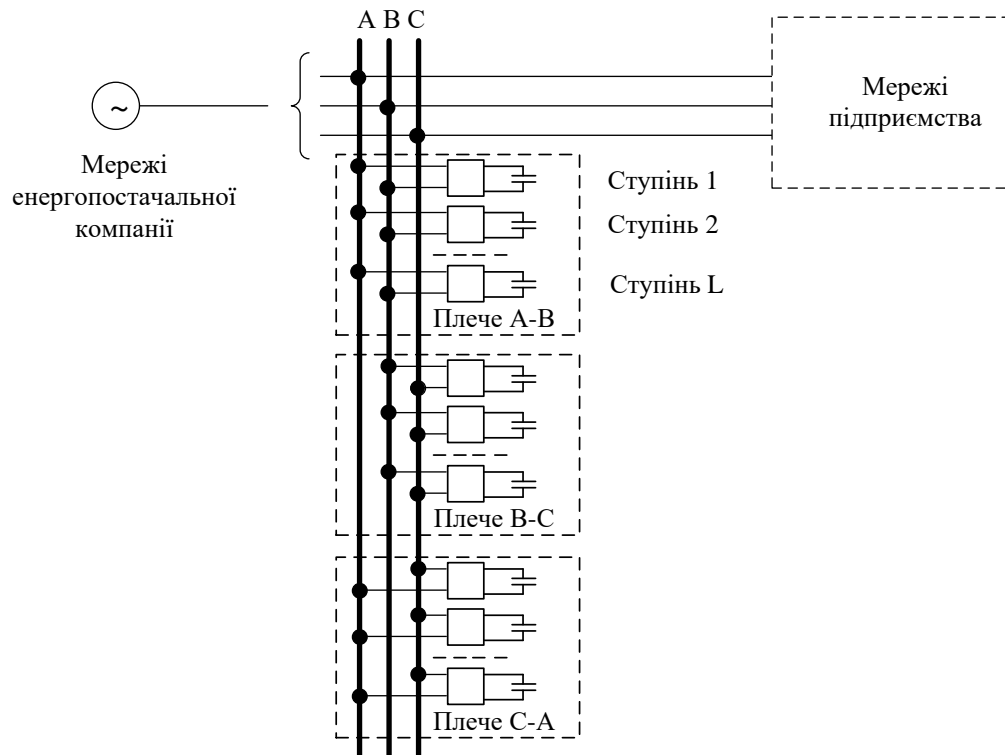
1. Параметри несиметрії режиму змінюються в широкому діапазоні, що вимагає постійної корекції симетруючого впливу.
2. Споживана реактивна поужність суттєва за величиною. Для зменшення втрат потужності в мережі живлення потрібна компенсація реактивних навантажень електроприймачів.
3. Характер динаміки процесів може бути таким, що дозволяє здійснювати управління режимами в рамках автоматизованої системи.

Наукова розробка, що виконана в роботі, стосується саме такого випадку

## Аналіз можливих впливів КУ на режим електричної мережі



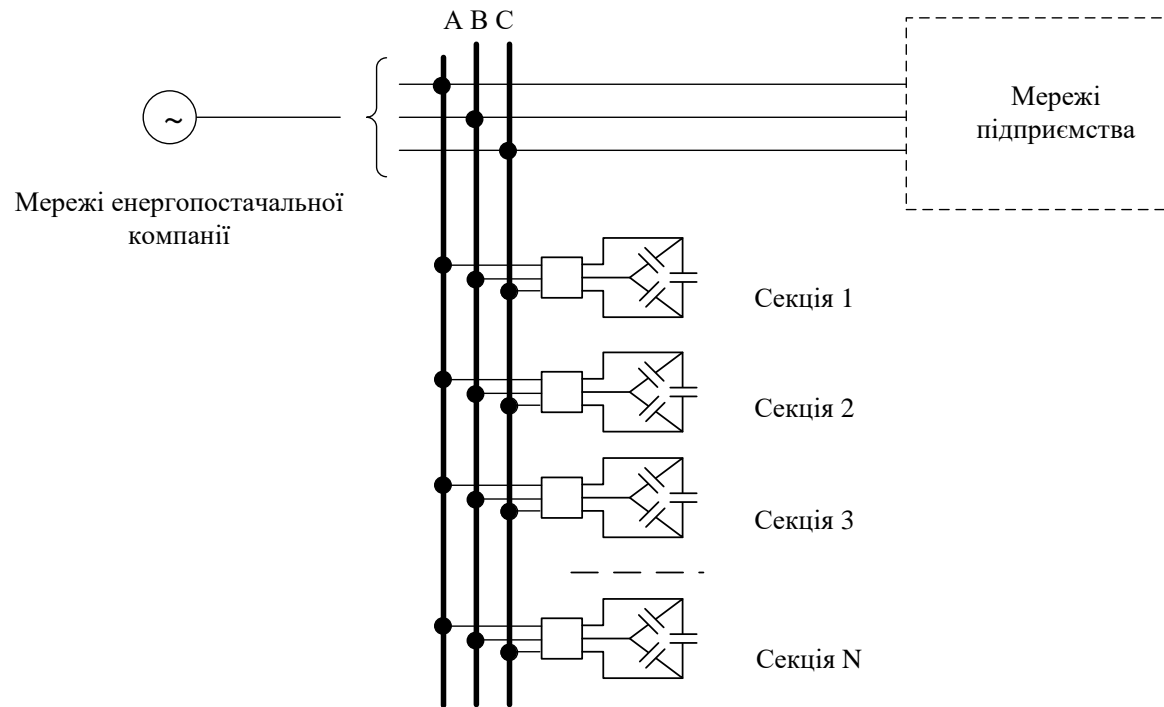
## Математичні моделі комплексного управління КУ СП



$$\left\{ \begin{array}{l} \operatorname{Re} i_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} + j \left( \operatorname{Im} i_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} \right) \rightarrow \min \\ \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 \Delta Q_{pl} x_{pl} \leq Q_d \\ x_{pl} + \bar{x}_{pl} = 1, \quad p=1, 2, 3, \quad l=1, 2, \dots, L \\ x_{pl}; \bar{x}_{pl} \in \{1, 0\}; \end{array} \right.$$

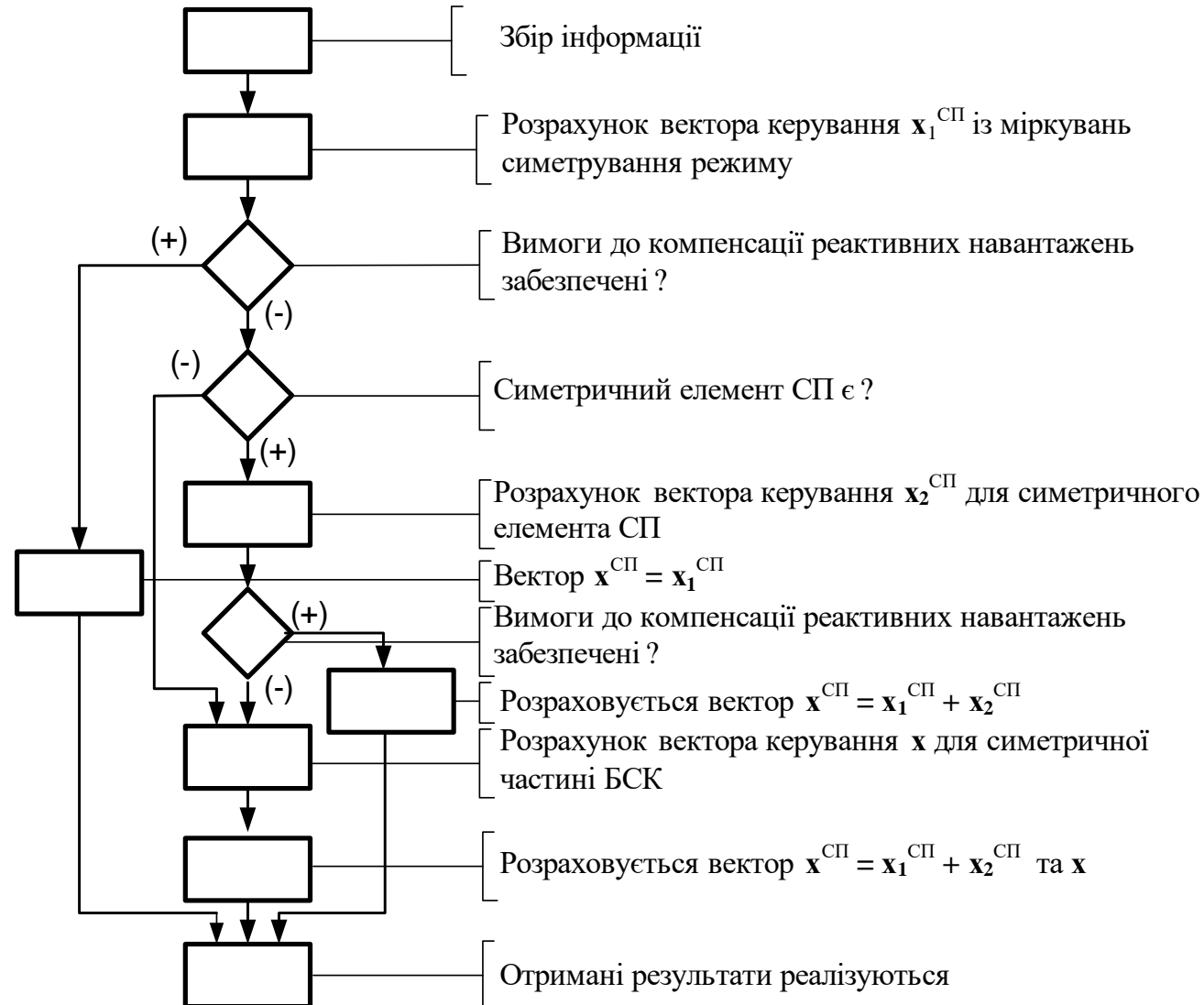
$$\left\{ \begin{array}{l} Q_H - 3 \sum_{n=1}^m Q_n y_n \rightarrow \min \\ y_n + \bar{y}_n = 1, \quad n=1, 2, \dots, m \\ Q_H - 3 \sum_{n=1}^m Q_n y_n \geq Q_d \\ y_n, \bar{y}_n = 1 \forall 0, \end{array} \right.$$

## Математична модель керування КУ симетричного виконання



$$\left\{ \begin{array}{l} Q_H - \sum_{n=1}^m Q_n x_n \rightarrow \min \\ x_n + \bar{x}_n = 1, \quad n = 1, 2, \dots, m \\ Q_H - \sum_{n=1}^m Q_n x_n \geq Q_d \\ x_n, \bar{x}_n = 1 \forall 0, \end{array} \right.$$

## Загальний алгоритм прийняття комплексного рішення із симетрування електричного режиму та компенсації реактивної потужності



## Приклад розрахунку за розробленим алгоритмом

КУ СП мають такі параметри

№ секції КУ СВ	Потужності секцій, квар
1	200
2	200
3	200
4	100
5	100
6	100
7	50
8	50

КУ симетричного виконання має параметри

Симетруючий елемент, що включається на напругу	Потужності, квар
$U_{AB}, U_{BC}$	40; 100; 120; 150; 300; 400
$U_{BC}, U_{CA}$	40; 100; 120; 150; 300; 400
$U_{CA}, U_{AB}$	40; 100; 120; 150; 300; 500

Вхідна реактивна потужність – 1000 квар.

$$I_A = 115 \text{ A}; \quad \cos\varphi_A = 0,59;$$

$$I_B = 130 \text{ A}; \quad \cos\varphi_B = 0,84;$$

$$I_C = 160 \text{ A}; \quad \cos\varphi_C = 0,65.$$

Реактивна потужність, що при цьому споживається, становить 2848 квар

## Отримані результати

Результуючий вектор керування в цілому по КУ СП:

$$\begin{aligned}(\mathbf{x}^{cy})^t &= (\mathbf{x}_1^{cy})^t + (\mathbf{x}_2^{cy})^t = \\ &= (01000010101000000000000100010000000100)\end{aligned}$$

Результати, отримані при розрахунку вектора КУ СВ:

$$\mathbf{X} = (1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0)$$

Потужність, що споживається: 1020 квар

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

1. Ефективність роботи системи електропостачання ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА «Авіс», може бути підвищеною якщо запровадити виконані розробки.
2. Для умов ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА «АВІС» оптимальним за річними приведеними витратами є варіант установки трьох двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами потужністю 400 кВА. Виконання живильної лінії кабелем ААБ (3\*50), а ліній від ЦРП до ТП – кабелем ААБ(3\*35).
3. Суттєве зниження активних втрат в трансформаторах та в лініях живлення з одночасним забезпеченням вимог енергосистеми що до споживання реактивної потужності якщо до шин 0,4 кВ ТП під'єднати комплектні БСК серії ККУ-0,4 загальною потужністю 750 квар.
4. Ефективність конденсаторних установок в мережах ТОВ-ПІДПРИЄМСТВА „Авіс” може бути підвищеною шляхом використання їх потужності одночасно для симетрування електричного режиму та компенсації реактивних навантажень та прийняття оперативних рішень, використовуючи розроблений алгоритм.
5. За умови, що тариф на електроенергію 3,48 грн/кВт\*год, собівартість електроенергії для ТОВ «Вінницький інструментальний завод» становить 3,53 грн/кВт\*год.



*Наукова новизна одержаних результатів.* Підвищена ефективність системи електропостачання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» шляхом оптимізації потужностей трансформаторів цехових ТП, перерізів кабельних ліній, потужності батарей конденсаторів, а також оптимізації параметрів несиметрії та споживання реактивної потужності на підприємстві.

*Практичне значення одержаних результатів* полягає в тому, що реалізація отриманих рішень дозволить підвищити техніко-економічну ефективність системи електропостачання ТОВ–ПІДПРИЄМСТВА «Авіс» та зменшити долю енерговитрат в собівартості продукції.