

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

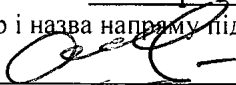
Магістерська кваліфікаційна робота

на тему:

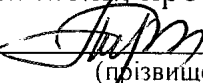
**ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИВАТНОГО
АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «НОМІНАЛ», М. ВОЛОЧИСЬК**

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

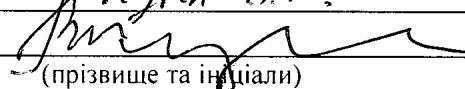
 Гук Ю.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н. професор кафедри ЕСЕЕМ

 Терешкевич Л.Б.
(прізвище та ініціали)

« 15 »  2022

Опонент  Кужин В.М.


(прізвище та ініціали)

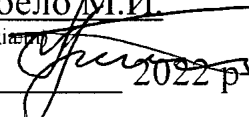
« » _____ 2022

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

« 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
Гуку Юрію Володимировичу

Тема роботи: Оптимізація системи електропостачання приватного акціонерного товариства «НОМІНАЛ», м. ВОЛОЧИЙСЬК.

Виконавець 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, функціонування 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.

Формат розрахунково-пояснювальної записки.

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. АВТОМАТИЗОВАНИЙ РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1 Розрахунок максимальних навантажень по цехам та в цілому по підприємству

2.2 Автоматизований розрахунок оптимальної потужності трансформаторів підприємства

2.3 Втрати потужності в трансформаторах та їх розрахунок

2.4 Розрахунок оптимальних перерізів живильних (та розподільних) кабельних ліній 10 кВ

2.5 Розрахунок центру електричних навантажень (ЦЕН) та обґрунтування оптимального

вирішення ЦРП

2.6 Оптимальна компенсація реактивної потужності

2.7 Висновки до розділу 2

РОЗДІЛ 3. КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК В

МЕРЕЖАХ ПРАТ «НОМІНАЛ»

3.1 Навантаження в мережах 0,4 кВ підприємства

3.2 Відомі дослідження властивостей КУ що до регулювання напруги та симетрування електричних режимів

3.3 Загальний підхід до вирішення багатокритеріальної задачі оптимізації електричного режиму в мережі 0,4 кВ

3.4 Схема електричних з'єднань та загальний алгоритм розрахунку вектора керування

3.5 Математичні моделі для прийняття рішення

3.6 Висновки до розділу 3

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ВИПУСКНОЇ РОБОТИ

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ


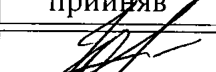




ВИСНОВКИ

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 видав	завдання прийняв
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		

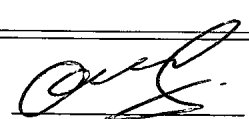

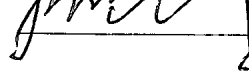
7. Дата видачі завдання « 25 » березня 2022 року

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

Гук Ю.В.

Терешкевич Л.Б.

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

Магістерська кваліфікаційна робота

на тему:

ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИВАТНОГО
АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «НОМІНАЛ», М. ВОЛОЧИЙСЬК

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

електромеханіка

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Гук Ю.В

(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

Гук Юрій Володимирович. Оптимізація системи електропостачання Приватного акціонерного товариства «Номінал», м. Волочийськ. Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітня програма – «Електротехнічні системи електроспоживання». – Вінниця, ВНТУ, 2022 – 101 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 37 назв; рис.: 15; табл. 16.

Проведені розрахунки і для умов ПРАТ «Номінал», м. Волочийськ вибрана (за річними приведеними витратами) оптимальна кількість і потужності трансформаторів, перерізи кабельних ліній 10 кВ, визначено (за критерієм активних втрат) місце розташування трансформаторних підстанцій та вибрані конденсаторні установки для компенсації реактивної потужності та симетрування електричного режиму.

Враховуючи особливості електроспоживання на підприємстві розроблено метод керування конденсаторними установками, що підвищує ефективність їх використання (забезпечує вимоги що до компенсації реактивної потужності в трансформаторах і лініях 10 кВ та зменшення несиметрії режиму в розподільній мережі 0,4 кВ). Запропоновано використовувати керовану конденсаторну установку, що складається із двох блоків: блок симетричного виконання (включення будь-якої секції цього блоку супроводжується однаковим впливом на фази мережі) та несиметричного виконання (кожна секція під'єднується до фазної або до лінійної напруги).

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

ABSTRACT

Guk Yuriy Volodymyrovych. Optimization of the power supply system of the Private Joint-Stock Company "Nominal", Volochiysk. Master's qualification work in the specialty 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics", educational program - "Electrical power consumption systems". - Vinnytsia, VNTU, 2022 - 101 p.

In Ukrainian language. Bibliogr .: 37 titles; fig .: 15; table 16.

Calculations were made for the conditions of PJSC "Nominal", Volochiysk selected (according to annual costs) the optimal number and capacity of transformers, cross sections of 10 kV cable lines, determined (by the criterion of active losses) location of transformer substations and selected capacitor plants to compensate reactive power and electrical mode balancing

Taking into account the peculiarities of electricity consumption, the company has developed a method of controlling capacitor plants, which increases the efficiency of their use (provides requirements for reactive power compensation in transformers and 10 kV lines and reduce asymmetry in the 0.4 kV distribution network). It is proposed to use a controlled capacitor unit consisting of two units: a symmetrical unit (switching on any section of this unit is accompanied by the same effect on the network phases) and an unbalanced version (each section is connected to either phase or line voltage).

Keywords: optimal control, mathematical model, efficiency criterion, power loss

ЗМІСТ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

1.1 Відомості про підприємство

1.2 Вихідні дані для розробки оптимальної системи електропостачання та деякі технічні завдання, що потребують вирішення

1.3 Висновки до розділу 1

РОЗДІЛ 2. АВТОМАТИЗОВАНИЙ РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1 Розрахунок максимальних навантажень по цехам та в цілому по підприємству

2.2 Автоматизований розрахунок оптимальної потужності трансформаторів підприємства

2.3 Втрати потужності в трансформаторах та їх розрахунок

2.4 Розрахунок оптимальних перерізів живильних та розподільних кабельних ліній 10 кВ

2.5 Розрахунок центру електричних навантажень (ЦЕН) та обґрунтування оптимального розміщення ЦРП

2.6 Оптимальна компенсація реактивної потужності

2.7 Висновки до розділу 2

РОЗДІЛ 3. КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК В МЕРЕЖАХ ПРАТ «НОМІНАЛ»

3.1 Навантаження в мережах 0,4 кВ підприємства

3.2 Відомі дослідження властивостей КУ що до регулювання напруги та симетрування електричних режимів

3.3 Загальний підхід до вирішення багатокритеріальної задачі оптимізації електричного режиму в мережі 0,4 кВ

3.4 Схема електричних з'єднань та загальний алгоритм розрахунку вектора керування

3.5 Математична модель для прийняття рішення із симетрування

електричного режиму

3.5.1 Технічні обмеження, що мають бути забезпечені

3.5.2 Оптимізаційна математична модель для розрахунку керування КУ СП

3.5.3 Алгоритм аналізу математичної моделі

3.5.4 Тестовий приклад по виконаних дослідженнях

3.6 Математична модель для прийняття рішення із компенсації реактивної потужності

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 СЕП ПАТ «Номінал» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

5.2 Дослідження стійкості роботи СЕП ПАТ «Номінал» в умовах дії іонізуючих випромінювань

5.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи елементів системи електропостачання ПАТ «Номінал» в умовах загрозливих чинників НС

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. Діюча система електропостачання Приватного акціонерного товариства «Номінал» характеризується рядом недоліків. Основні серед них:

– номінали устатовленого електрообладнання (трансформаторів, ліній електропередач, конденсаторних установок) не відповідають фактичним навантаженням;

– суттєві активні втрати в елементах мережі;

– незадовільна якість електроенергії;

– невисока ефективність використання електрообладнання.

– проектні розрахунки проведені за застарілими методиками.

Тому робота, в якій із врахуванням зазначених недоліків розроблена оптимальна система електропостачання ПРАТ «Номінал», у разі її реалізації, дозволить зменшити вартість енерговитрат в собівартості продукції підприємства, є 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 зменшення долі енерговитрат в собівартості продукції ПРАТ «Номінал» за рахунок оптимізації системи електропостачання, яке полягає у виборі оптимальних потужностей трансформаторів, перерізів ліній електропередач, потужностей пристроїв компенсації реактивної потужності, а також оптимального розміщення трансформаторних підстанцій на плані підприємства та оптимізації таких параметрів режиму як втрати активної потужності і несиметрії напруг в системі електропостачання.

Поставлена мета досягається вирішенням таких технічних задач:

–автоматизованими розрахунками оптимальних потужностей цехових трансформаторних підстанцій, оптимальних перерізів ліній електропередач мереж

підприємства, оптимальної потужності конденсаторних батарей;

– розробкою методики розрахунку оптимальних керуючих рішень для конденсаторних установок, що забезпечують вимоги з компенсації реактивної потужності та зниження несиметрії режиму в чотирипровідній мережі

Об'єкт дослідження – система електропостачання ПРАТ «Номінал»

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

Наукова новизна одержаних результатів. Запропоновано ряд технічних рішень, що поліпшують техніко-економічні характеристики системи електропостачання ПРАТ «Номінал» та підвищують ефективність конденсаторних установок.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що реалізація отриманих результатів підвищить ефективність роботи електрообладнання, зменшить активні втрати та поліпшить якість електроенергії в системі електропостачання.

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 101 сторінок, з яких основний зміст викладений на 74 сторінках друкованого тексту, містить 15 рисунків, 16 таблиць, список використаних джерел із 37 найменувань.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

1.1 Відомості про підприємство

ПАТ "Номінал" є сучасним підприємством з виробництвом високого технічного рівня і сучасними технологіями. ПАТ "Номінал" виготовляє конденсатори постійної ємності з керамічним діелектриком, призначеним для роботи в колах постійного, змінного струмів в безперервному і імпульсному режимах, і виконуються для різних кліматичних зон (УХЛ і В). Конденсатори ПАТ "Номінал" використовуються при розробці (модернізації), виробництві та експлуатації апаратури, приладів пристроїв та обладнання військового та народногосподарського призначення.

Застосування сучасних методів управління підприємством в ринкових умовах сприяє ефективній роботі всіх заводських служб. На сторожі високої якості виробленої продукції стоять технологічна служба і служба контролю якості, в розпорядженні яких хімічна лабораторія, акредитована метрологічна і атестована випробувальна лабораторії.

На підприємстві працюють досвідчені та висококваліфіковані робітники і фахівці. Діюча на підприємстві система менеджменту якості виробництва конденсаторів відповідає вимогам ГОСТ Р ISO 9001-2008. На підтвердження високої якості продукції Центральним органом системи "ВОЕНЕЛЕКРОСЕРТ" і органом по сертифікації системи якості ДП "ГЦС" ЗЛХІМ публічному акціонерному товариству "Номінал" виданий відповідний сертифікат.

Продукція підприємства широко відома споживачам України та інших країн. Підприємство готове забезпечити будь-які вимоги до керамічних конденсаторів.

1.2 Вихідні дані для розробки оптимальної системи електропостачання та деякі технічні завдання, що потребують вирішення

На рисунку 1.1 представлено генеральний план ПАТ "Номінал", а в таблиці 1.1 – відомості про його електричні навантаження.

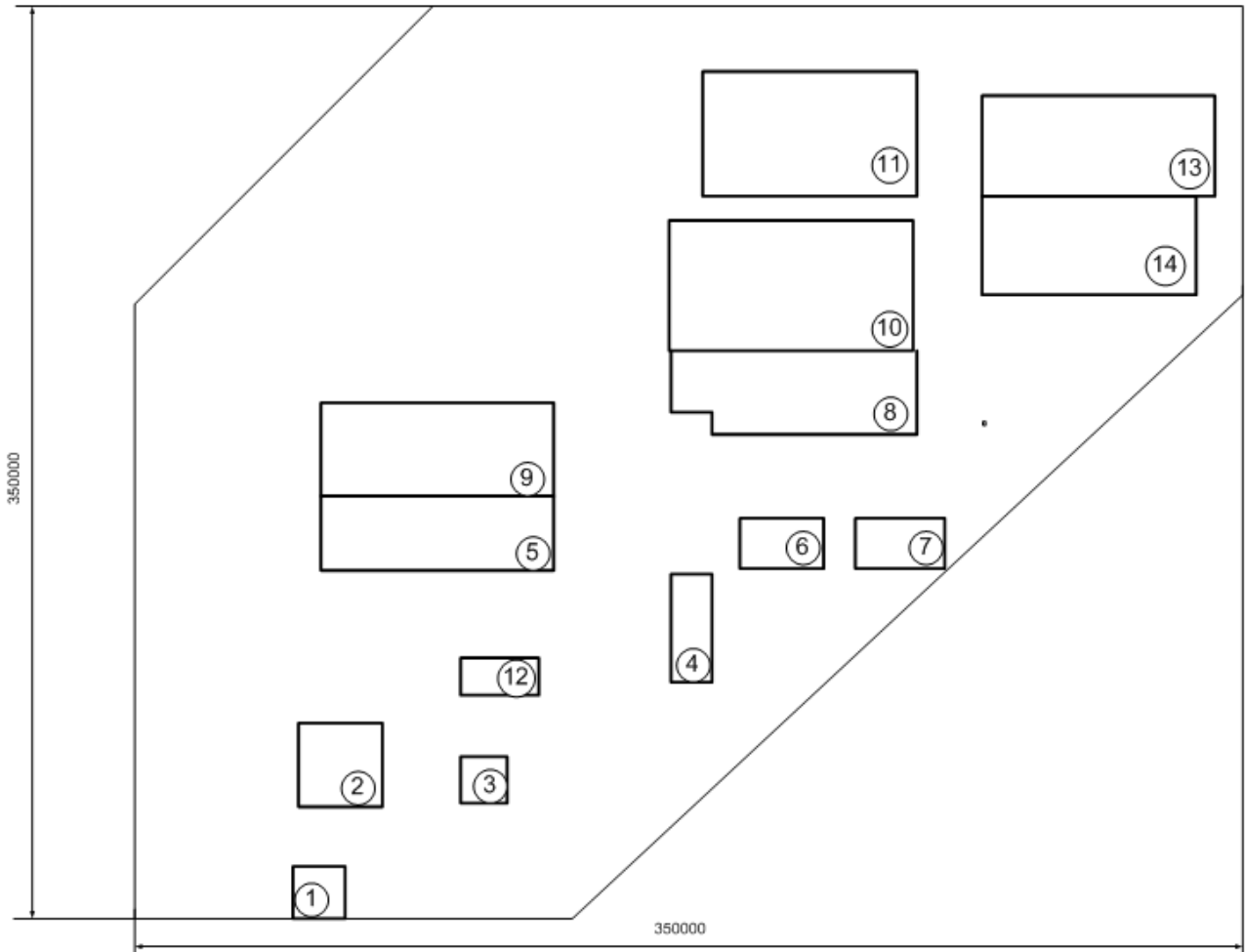


Рисунок 1.1 – Генплан підприємства

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження підприємства

Назва підрозділу	P_n , кВт	S, m^2
1	2	3
1. Прохідна	5	800
2. Адмінкорпус	450	950
3. Компресорна станція	150	1275

Продовження табл. 1.1

4. Субабонент	250	1000
5. Головний виробничий корпус	500	900
6. Цех ширпотреб	150	850
7. Холодильно-компресорна станція	260	100
8. Виробничий корпус №2	560	360
9. Виробничий корпус №1	280	900
10. Виробничий корпус №3	350	600
11. Ремонтно-механічний цех	290	200
12. Механічна майстерня	250	600
13. Гараж	450	525
14. Очисні споруди	75	700

За надійністю електропостачання підприємство в цілому відносяться до II категорії.

Джерелом живлення підприємства є системна підстанція 110/10 (кВ), яка знаходиться на віддалі 3,2 км.

Потужність короткого замикання в точці приєднання системи складає 100 (МВА). Вхідна реактивна потужність для підприємства, що задана енергосистемою, становить 350 (квар).

На підприємстві має місце несиметрія електричних режимів, зумовлена несиметричними електроприймачами субабонента, який отримує електроенергію напругою 0,4 (кВ). Результати експериментальних досліджень, зроблених на живильній лінії 0,4 (кВ), яка живить субабоненти підприємства, зображені на рис.1.2.

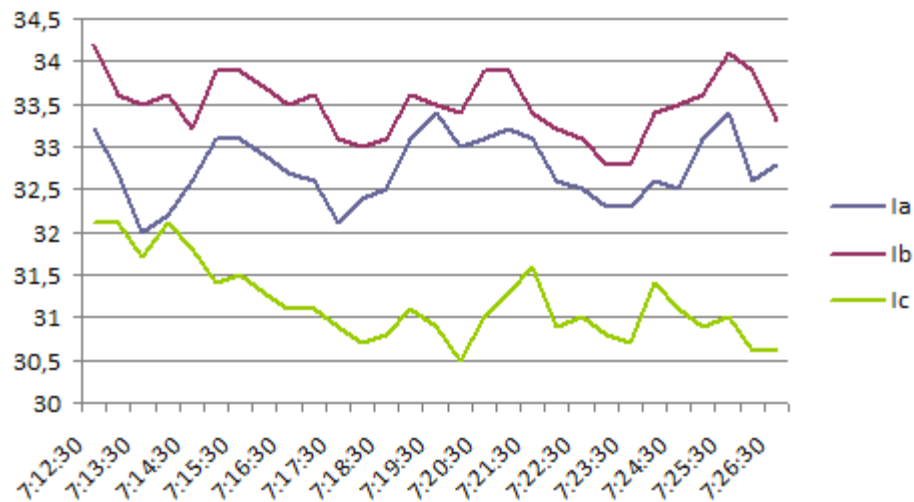


Рисунок 1.2 – Фазні струми в лінії 0,4 кВ, що живить субабонента

1.3 Висновки до розділу 1

Аналіз, який проведено для системи електропостачання підприємства «НОМІНАЛ», засвідчив, що актуальними є такі науково-технічні задачі:

- розрахунок оптимальних параметрів трансформаторів, кабельних ліній електропостачання, потужностей конденсаторних установок (КУ) та місця розміщення ЦРП підприємства;

- розробка заходів, які підвищують ефективності використання КУ шляхом їх використання для компенсації реактивних навантажень та симетрування електричного режиму в мережах підприємства, зумовлених субабонентом підприємства.

РОЗДІЛ 2. АВТОМАТИЗОВАНИЙ РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Вагомим заходом оптимізації системи електропостачання є використання оптимальних за річними приведеними витратами потужностей трансформаторних підстанцій, перерізів ліній 10 (кВ) підприємства. Правильне розміщення трансформаторних підстанцій на плані підприємства та установка конденсаторних установок забезпечують мінімальні втрати активної потужності в мережах підприємства.

Зазначений комплекс оптимізаційних технічних задач вирішується в даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи.

2.1 Розрахунок максимальних навантажень по цехам та в цілому по підприємству

Прийняття всіх проектних рішень, що стосуються вибору високовольтного електрообладнання виконується маючи відомості про максимальні навантаження. Максимальні навантаження розраховуються. Із множини відомих методів для розрахунку в роботі вибрано метод коефіцієнта попиту, який рекомендовано провідними проектними установами для розрахунку середніх та максимальних навантажень (як силових, так і освітлювальних) промислових об'єктів

За методом коефіцієнта попиту середні і максимальні навантаження, розраховуються так:

– максимальне активне освітлювальне навантаження i -того виробничого:

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

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

$P_{\text{питі}}$ – питома густина освітлювального навантаження для і-того об'єкту підприємства, кВт/м²;

F_i – площа і-того об'єкту підприємства, м²;

$K_{\text{праі}}$ – коефіцієнт, враховує втрати в пуско-регулювальній апаратурі і-того об'єкту підприємства;

– реактивне максимальне освітлювальне навантаження і-того об'єкту підприємства розраховується за формулою:

$$Q_{\text{poi}} = F_i K_{\text{noi}} K_{\text{праі}} \text{tg}\varphi_{\text{oi}}, \quad (2.2)$$

де $\text{tg}\varphi_{\text{oi}}$ – коефіцієнт реактивної потужності освітлювального навантаження і-того об'єкту підприємства.

– середнє активне силове навантаження і-того об'єкту підприємства розраховується так:

$$P_{\text{сі}} = P_{\text{ном}} + P_{\text{poi}}, \quad (2.3)$$

де $P_{\text{номі}}$ – номінальна потужність і-того об'єкту підприємства, (кВт).

$K_{\text{ві}}$ – коефіцієнт використання для і-того об'єкту підприємства;

– середнє реактивне силове навантаження і-того об'єкту підприємства розраховується за формулою:

$$Q_{\text{сі}} = P_{\text{ном}} K_{\text{ві}} \text{tg}\varphi_i + Q_{\text{poi}}, \quad (2.4)$$

де $\text{tg}\varphi_i$ – коефіцієнт реактивної потужності і-того об'єкту підприємства.

– повне середнє навантаження і-того об'єкту підприємства» розраховується так:

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

Розрахункове активне навантаження будь-якого і-того об'єкту підприємства.

$$P_{\text{рі}} = P_{\text{пі}} K_{\text{пі}} + P_{\text{poi}}, \quad (2.6)$$

де $K_{\text{пі}}$ – коефіцієнт попиту і-того цеху.

Розрахункове реактивне навантаження і-того об'єкту підприємства:

$$Q_{\text{рі}} = P_{\text{пі}} K_{\text{пі}} \text{tg}_i + Q_{\text{poi}} \quad (2.7)$$

Розрахункове повне навантаження і-того об'єкту підприємства:

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

Розрахунковий струм і-того об'єкту підприємства:

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

де $U_{НОМ}$ – номінальна напруга мережі, (кВ).

Складовими навантаження об'єктів підприємства є силове та освітлювальне навантаження.

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

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

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

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

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

$$P_{p\Sigma} = \sum_{i=1}^N (P_{НОМi} K_{ni}) + P_{po\Sigma} \quad (2.14)$$

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

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

N – кількість підрозділів підприємства.

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:

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

Питома густина навантаження i -того об'єкту підприємства:

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

Питома густина навантаження по підприємству:

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

Результати автоматизованого розрахунку навантажень в цілому та всіх його виробничих підрозділів зокрема зведені до електронної таблиці (рис. 2.1).

2.2 Автоматизований розрахунок оптимальної потужності трансформаторів підприємства

Оцінюючи результати розрахунку навантажень, можна припустити, що на підприємстві доцільно встановити декілька трансформаторних підстанцій. Для розрахунку їх потужності треба сформулювати їх навантаження, враховуючи територіальне розміщення кожного виробничого підрозділу. Крім цього треба врахувати, що підприємство відноситься до другої категорії за надійністю електропостачання, а це свідчить, що на трансформаторних підстанціях має бути встановлені по два трансформатора щоб забезпечити можливість живлення споживачів від двох незалежних джерел електроенергії. Вибір трансформаторної підстанції проводиться із врахуванням питомої густини навантаження, а також тієї обставини що бажано щоб трансформатори (при можливості) були однієї номінальної потужності.

Результати формування навантажень трансформаторних підстанцій наведені в табличній формі, рис. 2.2. На цьому ж рисунку наведені результати розрахунку навантажень підстанцій.

№	Найменування цехів	Дані сили				Світло				Середні навантаження				Розрах. Нав.				P кВА/м ²			
		cos φ		tg φ		Кв	Площа м ²	Ксо	Рплг кВт/м ²	Кпра	tgφ0	Qмо квар	Pс кВт	Qс квар	Sc кВА	Pр кВт	Qр квар		Sp кВА	Iр А	
		с	φ	с	φ																
1	1. Прохідна	5	0,7	1,02	0,3	0,2	200,00	0,80	0,016	1,20	0,48	1,47	3,07	4,07	2,49	4,78	4,57	3,00	5,47	8,31	0,0274
2	2. Адмінкорпус	450	0,65	1,17	0,3	0,4	2073,00	0,85	0,015	1,10	0,48	13,96	29,07	209,07	224,40	306,70	164,07	171,79	237,55	360,92	0,1146
3	3. Компресорна станція	150	0,8	0,75	0,7	0,5	760,00	0,80	0,016	1,10	0,48	5,14	10,70	85,70	61,39	105,42	115,70	83,89	142,91	217,13	0,188
4	4. Субабонент	250	0,85	0,62	0,5	0,35	1467,00	0,85	0,015	1,10	0,48	9,88	20,57	108,07	64,10	125,66	145,57	87,34	169,77	257,93	0,1157
5	5. Головний виробничий корпус	500	0,85	0,62	0,7	0,55	6886,00	0,85	0,017	1,10	0,48	52,54	109,45	384,45	222,97	444,43	459,45	269,45	532,63	809,25	0,0774
6	6. Цех ширпотреба	160	0,65	1,17	0,6	0,5	2304,00	0,70	0,018	1,10	0,48	15,33	31,93	111,93	108,86	156,14	127,93	127,56	180,66	274,49	0,0784
7	7. Холодильно-компресорна станція	260	0,7	1,02	0,35	0,45	2126,00	0,90	0,017	1,10	0,48	17,17	35,78	152,78	136,54	204,90	126,78	110,01	167,86	255,03	0,079
8	8. Виробничий корпус №2	560	0,8	0,75	0,95	0,7	2303,00	0,80	0,019	1,10	0,48	18,48	38,51	430,51	312,48	531,96	570,51	417,48	706,94	1074,09	0,307
9	9. Виробничий корпус №1	280	0,7	1,02	0,25	0,3	3286,00	0,85	0,017	1,10	0,48	25,07	52,23	136,23	110,77	175,58	122,23	96,49	155,72	236,60	0,0474
10	10. Виробничий корпус №3	350	0,8	0,75	0,6	0,55	2180,00	0,85	0,014	1,10	0,48	13,70	28,54	221,04	158,07	271,74	238,54	171,20	293,61	446,10	0,1347
11	11. Ремонтно-механічний цех	290	0,75	0,88	0,6	0,45	3954,00	0,90	0,019	1,10	0,48	35,70	74,37	204,87	150,79	254,38	248,37	189,15	312,20	474,34	0,079
12	12. Механічна майстерня	250	0,7	1,02	0,5	0,2	770,00	0,85	0,024	1,20	0,48	9,05	18,85	68,85	60,06	91,36	143,85	136,57	198,36	301,37	0,2576
13	13. Гараж	450	0,9	0,48	0,7	0,50	1861,00	0,80	0,016	1,10	0,48	12,58	26,20	251,20	121,55	279,06	341,20	165,14	379,06	575,93	0,2037
14	14. Очисні споруди	75	0,5	1,73	0,2	0,25	2164,00	0,80	0,012	1,10	0,48	10,97	22,85	41,60	43,44	60,15	37,85	36,95	52,90	80,37	0,0244
Всього по підприємству		4030					32334,00					241,03	502,14	2410,39	1777,91	2995,16	2729,42	1974,78	3368,90	5118,51	0,1042

Рисунок 2.1 – Результати автоматизованого розрахунку електричних навантажень

№ 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	1	4,57	3,00	5,47	4,07	2,49	4,78	2
	2	164,07	171,79	237,55	209,07	224,40	306,70	
	3	115,70	83,89	142,91	85,70	61,39	105,42	
	4	145,57	87,34	169,77	108,07	64,10	125,66	
	5	459,45	269,45	532,63	384,45	222,97	444,43	
	12	143,85	136,57	198,36	68,85	60,06	91,36	
	Всього по ТП1	1033,22	752,04	1277,94	860,22	635,41	1069,45	
ТП2	6	127,93	127,56	180,66	111,93	108,86	156,14	2
	7	126,78	110,01	167,86	152,78	136,54	204,90	
	8	570,51	417,48	706,94	430,51	312,48	531,96	
	9	122,23	96,49	155,72	136,23	110,77	175,58	
	Всього по ТП2	947,45	751,55	1209,33	831,45	668,65	1066,96	
ТП3	11	248,37	189,15	312,20	204,87	150,79	254,38	2
	10	238,54	171,20	293,61	221,04	158,07	271,74	
	13	341,20	165,14	379,06	251,20	121,55	279,06	
	14	37,85	36,95	52,90	41,60	43,44	60,15	
	Всього по ТП3	865,97	562,44	1032,59	718,72	473,86	860,87	

Рисунок 2.2 – Результати формування навантажень трансформаторних підстанцій підприємства

Для розрахунку оптимальних потужностей трансформаторів цехових ТП скористаємось метематичною моделью. Її цільова функція описує річні приведені витрати по ТП.

Задача полягає в тому щоб із множини існуючих стандартних потужностей трансформаторів вибрати таку, якій відповідають мінімальні приведені витрати. Керованими змінними є потужності трансформаторів – S_t . Спочатку процес вирішення задачі передбачає формування множини допустимих до установки (за технічними міркуваннями) потужностей трансформаторів. Трансформатор оптимальної потужності вибирається саме із цієї множини.

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.

Отримані результати такого розрахунку наведені на рис. 2.3. Виходячи із результатів цього розрахунку на підприємстві необхідно встановити три двотрансформаторних підстанції з трансформаторами 2×1000 (кВА) кожна.

Вибір оптимальної потужності ЦТП за мінімум затрат													
Економічні характеристики													
Питома вартість врат, грн/кВт									Bo =	560,895			
Коефіцієнт ефективності капітоловкладень									Ee =	0,1			
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію									Ea =	0,036			
									ТП1				
									ТП2	ТП3			
									2*1000	2*1000	2*1000		
											2*1000		
Дані нормального режиму													
Розрахункова потужність ТП, кВА									Sp=	1277,94			
Середня потужність ТП, кВА									Sc=	1069,45			
Кількість трансформаторів									кТ=	2			
Допустимий коефіцієнт навантаження в н. режимі									Кн=	1			
Дані після аварійного режиму													
Допустимий коефіцієнт навантаження в після аварійному режимі									Кпа =	1,3			
Доля навантаження в після аварійному режимі									Кппа =	0,8			
* St кВА	ΔPкз кВт	ΔPхх кВт	Ктп, тис.грн.	Е*К, тис.грн.	ΔPзм кВт	ΔPпс кВт	ΔP кВт	Вв, тис.грн.	З, тис.грн.	Х	кТ*Кн*St> -Sc	кпа*St>= кппа*Sp	*
63	1,28	0,24	950,78	129,306	263,34	0,48	263,82	147,976	-	-	-	-	
100	1,97	0,33	1010,71	137,457	160,863	0,66	161,523	90,5972	-	-	-	-	
160	3,1	0,51	1009,45	137,285	98,8804	1,02	99,9004	56,0337	-	-	-	-	
250	4,2	0,74	1190,46	161,903	54,8729	1,48	56,3529	31,6081	-	-	-	-	
400	5,9	0,95	1430,38	194,532	30,1107	1,9	32,0107	17,9546	-	-	-	-	
630	8,5	1,31	1590,53	216,312	17,4875	2,62	20,1075	11,2782	-	-	+	-	
V 1000	10,5	2,1	1880,23	255,711	8,57389	4,2	12,7739	7,16481	262,876	1000	+	+	V
1600	18	2,8	2340	318,24	5,74145	5,6	11,3414	6,36136	324,601	1600	+	+	
2500	23,5	3,85	2670,73	363,219	3,07027	7,7	10,7703	6,04099	369,26	2500	+	+	
Мінімальні затрати, грн									Зmin=				
Оптимальна потужність трансформатора, кВА									St*=	1000			
Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора									кз*=	0,63897			

Рисунок 2.3 – Результати розрахунків потужностей трансформаторів ТП підприємства

2.3 Втрати потужності в трансформаторах та їх розрахунок

Робота трансформаторів супроводжується активними втратами. Для підвищення точності розрахунків, пов'язаних із вибором перерізів кабельних ліній 10 кВ, необхідно такий вибір виконувати по сумі потужностей: корисної потужності, яка споживається електроприймачами, та потужності втрат в трансформаторах. Сам розрахунок потужності втрат потребує інформацію про паспортні дані трансформаторів та виконується за формулою:

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

де n - кількість трансформаторів в ТП;

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

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

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

Розрахунки виконані за допомогою електронних таблиць EXCEL, а отримані результати такого розрахунку приведені на рис. 2.4.

$\Delta P_{\text{кз}}$, 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
10,5	1,4	6	1033,224	752,0443	1277,937	12,77389	76,99367	78,04612	1045,998	829,038
10,5	1,4	6	947,4512	751,5458	1209,332	11,87805	71,87455	72,84942	959,3292	823,4204
10,5	1,4	6	865,9657	562,4393	1032,586	9,797731	59,98704	60,7819	875,7634	622,4264
			2846,641	2066,029		34,44967	208,8552	211,6773	2881,09	2274,885

Рисунок 2.4 – Потужності трансформаторів ТП із врахуванням втрат потужності в мережі

2.4 Розрахунок оптимальних перерізів живильних та розподільних кабельних ліній 10 кВ

Кожна трансформаторна підстанція системи електропостачання, що розробляється, має по два трансформатора, що зумовлено тим, що підприємство

відносить до другої категорії за надійністю електропостачання. Відповідно кожна трансформаторна підстанція має живитись окремими двома лініями. Конструктивно передбачимо лінії виконаними кабелями, що необхідно для забезпечення вимоги ПУЕ що до виконання ліній 10 кВ, які прокладаються по території міст.

Задача вибору оптимальних перерізів кабельних ліній за річними приведеними витратами полягає у відборі із множини допустимих по технічним міркуванням стандартного перерізу. Аналітичний опис такої задачі може бути представленим оптимізаційною математичною моделлю, в якій забезпечуються всі вимоги нормативних документів:

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(x) = (E_e + E_a) K_o(x) + 3 I_{\text{л}}^2 r_o(x) t \tau | L k_{\text{л}} \rightarrow \min \\ x \geq x_{\text{доп}} \equiv k_{\text{доп}} I_{\text{доп}}(x) \geq I_{\text{л}} \\ x \geq x_{\text{доп}} \equiv k_{\text{па}} I_{\text{доп}}(x) \geq I_{\text{л}} k_{\text{л}} k_{\text{ппа}} \\ \Delta U_{\text{н}}(x) \leq \Delta U_{\text{доп}} \\ \Delta U_{\text{па}}(x) \leq \Delta U_{\text{доп}} \\ x \geq x_{\text{кз}} = \frac{I_{\text{кз}} \sqrt{t_{\text{п}}}}{C} \\ x \in X_{\text{ст}} \end{array} \right. \quad (2.23)$$

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 ;

$I_{\text{л}}$ – струм лінії, відповідає розрахунковій потужності;

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

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

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

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

$K_{\text{доп}}(x)$ - коефіцієнт допустимого навантаження [3];

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

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

$k_{\text{с}}$ – коефіцієнт середовища;

$k_{\text{на}}$ – максимальний допустимий коефіцієнт навантаження кабельних ліній при їх прокладці у землі в післяаварійному режимі, приймаємо $k_{\text{на}} - 1,25$ для найважчих умов перевантаження і при його тривалості 6 год. і $K_3 = 0,6$.

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

$t_{\text{п}}$ – приведений час к. з. (с) $\approx 1,5$;

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

C – тепловий коефіцієнт $\frac{A\sqrt{c}}{\text{мм}^2}$ (згідно [6], для кабелів 10кВ з алюмінієвими жилами коефіцієнт $C = 90$).

Керованою змінною математичної моделі X (мм^2) позначено переріз кабельної лінії, а критерій ефективності описує приведені річні витрати, для яких необхідно забезпечити мінімальне значення.

Система обмежень математичної моделі контролює відхилення напруги як в нормальних, так і після аварійних режимах, а також забезпечується необхідна термічна дія струмів короткого замикання. Розрахунок виконано за допомогою електронних таблиць, а отримані результати зведені в таблиці, рис. 2.5.

2.5 Розрахунок центру електричних навантажень (ЦЕН) та обґрунтування оптимального розміщення ЦРП

В мережах підприємства мають місце втрати активної потужності. На ці втрати можна впливати з метою їх зменшення. Реальним таким впливом є зміна

місця розташування ЦРП. Такі рішення приймають на етапі розробки системи електропостачання. Теоретичними дослідженнями доведено, що мінімум втрат досягається якщо ЦРП розмістити в центрі електричних навантажень [4]. Центр електричних навантажень може бути розрахованим. Вихідними даними для такого розрахунку є планування розташування об'єктів підприємства та їх максимальні навантаження.

Для розрахунку ЦЕН потрібно побудувати картограму електричних навантажень. Вона являє собою генплан підприємства, на який нанесено виробничі об'єкти. На їх площі зображені кола, діаметр яких пропорційний потужностям цих об'єктів (силовим і освітлювальним), і розраховуються вони в певному масштабі:

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

де m_p – масштаб картограми, $(\frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2})$;

P_p – максимальна активна потужність об'єкта підприємства, (кВт);

r – радіус кола навантаження, (см).

Радіуси кіл картограми електричних навантажень визначаються за формулою [3]:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi m}}, \quad (2.25)$$

Сектор кола картограми, що відповідає освітлювальному навантаженню, визначається [3]:

$$\alpha_{\text{осв } i} = \frac{P_{po} * 360}{P_{po} + P_{pi}}. \quad (2.26)$$

Результати розрахунку картограми навантажень наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунок картограми електричних навантажень

Назва об'єкту	$P_p + P_o$ св (кВт)	$P_{p o}$ (кВт)	X, (см)	Y, (см)	R_i , (см)	$\alpha_{осв i}$, (град)
ТП-1						
1. Прохідна	4,57	3,07	5,0	3,2	0,5	249,7
2. Адмінкорпус	164,1	29,07	4,2	3,6	3,2	63,7
3. Компресорна станція	115,7	10,70	4,2	5,0	2,7	33,3
4. Субабонент	145,6	20,57	25	16,5	3,0	51,2
5. Головний виробничий корпус	459,4	109,4	12,0	22,4	5,4	85,7
12. Механічна майстерня	143,8	18,85	14,8	16,1	3,0	47,2
Всього по ТП	882,9	54,9				
ТП-2						
6. Цех ширпотреба	127,9	31,93	36	22,4	2,9	89,9
7. Холодильно-компресорна станція	126,7	35,78	30,4	22,4	2,8	101,7
8. Виробничий корпус №2	570,5	38,51	31,4	31,7	6,0	24,3
9. Виробничий корпус №1	122,2	52,23	12,0	28,0	2,8	153,9
Всього по ТП 2	947,3					
ТП-3						
10. Виробничий корпус №3	238,5	28,54	31,4	38	3,9	43,0
11. Ремонтно-механічний цех	248,3	74,37	31,5	45,1	4,0	107,8
13. Гараж	26,20	26,20	48,3	44,6	1,3	100
14. Очисні споруди	22,85	22,85	46,5	39,1	1,2	100
Всього по ТП 3	535,9					

Примітка: Розрахунок картограми навантажень виконано при $m = 5 \left(\frac{\text{кВТ}}{\text{см}^2} \right)$;

Таблиця 2.2 – Розрахунок ЦЕН для вибору місця установки ТП

Назва об'єкту	$P_p + P_{o, св}$ (кВт)	$P_{p, o}$ (кВт)	X_i , (см)	Y_i , (см)	$P_p * X_i$, (кВт*м)	$P_p * Y_i$, (кВт*м)
ТП-1						
1. Прохідна	4,57	3,07	5,0	3,2	22,9	14,6
2. Адмінкорпус	164,1	29,07	4,2	3,6	689,2	600,6
3. Компресорна станція	115,7	10,70	4,2	5,0	485,9	578,5
4. Субабонент	145,6	20,57	25	16,5	3640	2402,4
5. Головний виробничий корпус	459,4	109,4	12,0	22,4	5512,8	10290,6
12. Механічна майстерня	143,8	18,85	14,8	16,1	2128,2	2315,2
Всього по ТП 1	882,9	191,7	$X_{ц}=14,1$	$Y_{ц}=18,4$	12479	16201,9
ТП-2						
6. Цех ширпотреба	127,9	31,93	36	22,4	4604,4	2865
7. Холодильно-компресорна станція	126,7	35,78	30,4	22,4	3851,7	2838,0
8. Виробничий корпус №2	570,5	38,51	31,4	31,7	17913,7	18084,9
9. Виробничий корпус №1	122,2	52,23	12,0	28,0	1466,4	3421,6
Всього по ТП 2	947,3	158,5	$X_{ц}=29,4$	$Y_{ц}=28,7$	27836,2	27209,5
ТП-3						
10. Виробничий корпус №3	238,5	28,54	31,4	38	7488,9	9063
11. Ремонтно-механічний цех	248,3	74,37	31,5	45,1	7821,5	11198,3
13. Гараж	26,20	26,20	48,3	44,6	1265,5	1168,5
14. Очисні споруди	22,85	22,85	46,5	39,1	1062,5	893,4
Всього по ТП 3	535,9	151,9	$X_{ц}=32,9$	$Y_{ц}=41,7$	17638,4	22323,2

Центр електричних навантажень аналітично визначались за формулами:

$$X_i = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} * X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} ; \quad (2.27)$$

$$Y_i = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} * Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} , \quad (2.28)$$

де- $X_i; Y_i$ - координати центру навантажень i -го виробничого підрозділу.

Виконано розрахунок ЦЕН для вибору місяця розташування ЦРП (з точки зору активних втрат в розподільній мережі підприємства) розташування [4].

$$X_{\text{ЦЕН}} = \frac{882,9 \cdot 14,1 + 947,3 \cdot 29,4 + 535,9 \cdot 32,9}{882,9 + 947,3 + 535,9} = 24,5 \text{ м};$$

$$Y_{\text{ЦЕН}} = \frac{882,9 \cdot 18,4 + 947,3 \cdot 28,7 + 535,9 \cdot 41,7}{882,9 + 947,3 + 535,9} = 27,8 \text{ м}.$$

Розмістити ЦРП в центрі електричних навантажень не виявляється можливим, його змістимо в сторону джерела живлення. Трансформаторні підстанції розмістимо на вільних територіях як показана в графічній частині. ТП виконуються як внутрішньоцехові.

2.6 Оптимальна компенсація реактивної потужності

Як енергоощадний захід, який зменшить втрати активної потужності в електричних мережах, передбачимо установку КУ. Для випадку даного виробництва дана технічна задача вирішується в два етапа.

Перший етап полягає в тому, що значення вхідної реактивної потужності, що дозволено енергопостачальною організацією до споживання в години максимальних навантажень, розподілити між трансформаторними підстанціями підприємства. (Енергопостачальною організацією встановлена величина вхідної реактивної потужності для підприємства, яка становить $Q_e=350$ (квар).) Розподіл треба виконати так, щоб втрати активної потужності від передачі реактивної в мережах 10 (кВ) має бути мінімальними.

Математична модель для вирішення даної задачі набуває вигляду:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{\Sigma} = \frac{10^{-3}}{U_H^2} \sum_{i=1}^N Q_{ei} * R_{ei} \rightarrow \min \\ \sum_{i=1}^N Q_{ei} = Q_e \\ Q_{pi} = Q_{ei} \end{array} \right. \quad (2.29)$$

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.

Дана задача є оптимізаційною і для її вирішення використаємо метод невизначених множників Лагранжа [33].

За методом Лагранжа визначимо оптимальну долю вхідної вхідної реактивної потужності – Q_e , що доцільно передати в деякій i -й вузол мережі за умови мінімуму сумарних втрат активної потужності в мережах 10 (кВ) підприємства [7]:

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

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

$Q_{вв}$ – вхідна реактивна потужність, яка задана енергосистемою;

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

Необхідна потужність КУ, що має бути встановлена на ТП підприємства[1]:

$$Q_{ку} \geq Q_m - Q_e = 2066,03 - 200 = 1866,03 \text{ (квар)}.$$

Розрахунок значення Q_{ei} виконаємо, відповідно до схеми заміщення розподільчої мережі 10 (кВ) підприємства, рис. 2.6.

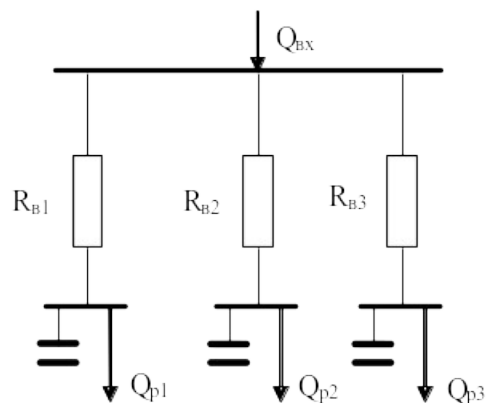


Рисунок 2.6 – R-схема заміщення розподільної мережі підприємства

Розрахуємо еквівалентний. Питомий опір кабеля ААБ(3*35), до ТП1, ТП2 та ТП3 – 0,95 Ом/км [2]. Довжини кабелів від ЦРП до кожної ТП та їх опори:

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

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

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

Оскільки потужності трансформаторів на всіх ТП однакові (ТМ 1000/10), то їх опори на оптимальний розподіл вхідної реактивної потужності не впливають.

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:

$$\lambda = \frac{2 * 10^{-5} * 200}{22,491} = 17,77 * 10^{-5}.$$

Значення долі вхідної реактивної потужності, які доцільно передавати на ТП – Q_{ei} ,

$$Q_{e1} = \frac{10^3 * 10,5^2 * 17,77 * 10^{-5}}{2 * 0,380} = 23,38 \text{ (квар)};$$

$$Q_{e2} = \frac{10^3 * 10,5^2 * 17,77 * 10^{-5}}{2 * 0,057} = 155,8 \text{ (квар)};$$

$$Q_{e3} = \frac{10^3 * 10,5^2 * 17,77 * 10^{-5}}{2 * 0,430} = 20,8 \text{ (квар)}.$$

Потужність конденсаторних батарей, що встановлюються на кожній і-тій ТП – Q_{BK_i} будуть такими:

$$Q_{BK_i} = Q_{Pi} - Q_{ei}, \quad (2.29)$$

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

$$Q_{BK1} = 752,04 - 23,08 = 729 \text{ (квар)};$$

$$Q_{BK2} = 751,55 - 155,8 = 595,8 \text{ (квар)};$$

$$Q_{BK3} = 562,44 - 20,8 = 541,64 \text{ (квар)};.$$

По отриманим результатам вибрані КУ. Інформація про такий вибір представлена в тал. 2.3.

Таблиця 2.3 – Інформація про КУ, що слід установити в РП 0,4 (кВ) ТП підприємства

	ТП1
1	2×ККУ-0,4-360/12-30-21УЗ
Всього	720 (квар)
	ТП2
1	2×ККУ-0,4-300/12-25-21УЗ
Всього	600 (квар)
	ТП3
1	2×ККУ-0,4-240/12-20-21УЗ

2	2×ККУ-0,4-30/6-5-21УЗ
Всього	540 (квар)

Відповідно до інформації заводу-виробника вибранні КУ мають секції керування. Секції симетричного виконання і дозволяють здійснювати дискретні впливи на графік реактивної потужності [7]. Вони споряджені регуляторами реактивної потужності, які передбачають можливість управління реактивною потужністю як ручному, так і автоматичному режимах.

2.7 Висновки до розділу 2

1. Оптимальним рішенням для системи електропостачання ПрАТ «Номінал» є установка трьох двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами потужністю 1000 (кВА) кожна.

2. Доцільним для даного підприємства є виконання кабельних ліній такими перерізами:

– РТП – ЦРП підприємства 2(3×50);

– ЦРП підприємства – ТП1 2(3×35);

– ЦРП підприємства – ТП2 2(3×35);

– ЦРП підприємства – ТП3 2(3×35), що забезпечує мінімум річних приведених витрат

3. Для зниження активних втрат в мережах 10 (кВ) підприємства та в лініях зв'язку із районною ТП до шин 0,4 (кВ) ТП підприємства слід під'єднати керовані комплектні конденсаторні батареї типу ККУ загальною потужністю 1860 (квар).

РОЗДІЛ 3.

КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК В МЕРЕЖАХ ПРАТ «НОМІНАЛ»

КУ мають багатofункціональні властивості. Вони використовуються для компенсації реактивної потужності, поліпшення показників якості електроенергії, пов'язаних з відхиленням, несиметрією та несинусоїдальністю напруг в мережах. Якщо в системі електропостачання одночасно має місце зазначенні технічні задачі в різних комбінаціях, то в таких випадках КУ мають використовуватись із врахуванням зазначених їх властивостей.

В даному розділі розроблені методи та моделі використання конденсаторних установок в чотирипровідній мережі, в якій актуальним є питання зниження активних втрат в мережах за рахунок компенсації реактивної потужності та симетрування напруг шляхом зменшення їх симетричних складових зворотної та нульової послідовностей. Зазначена технічна задача актуальна для ПрАТ «Номінал»

3.1 Навантаження в мережах 0,4 (кВ) підприємства

Режими в електричних мережах 0,4 (кВ) однієї із ТП ПрАТ «Номінал» несиметричні, оскільки електроприймачі субабонентів, які під'єднані до цієї ТП переважно несиметричного виконання. Наприклад, дослідженнями, які проводились на ТП підприємства (потужність трансформатора 1000 (кВА), з'єднань – «зірка-зірка з нулем», коефіцієнт завантаження – 45 % в години максимальних навантажень та 21 % в години мінімальних) встановлено: середньозважений $\cos\phi$ на протязі доби змінюється в діапазоні $0,64 \div 0,96$, а його пофазні значення також змінюються, рис 3.1. Споживання активної енергії за одну добу, протягом якої виконувалось дослідження становило 1666,5 (кВт год), а реактивної – 740,2 (квар год) при співвідношенні по фазах 1:2,5:2,8.

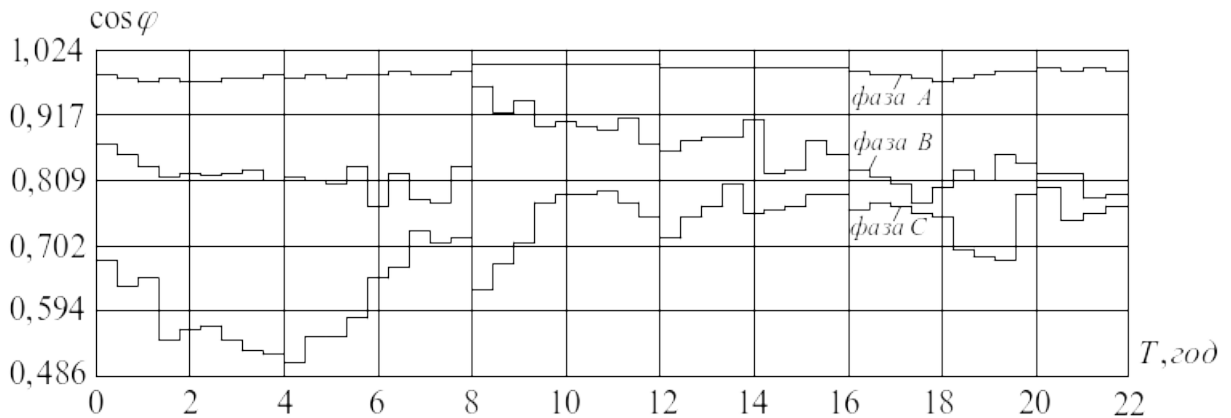


Рисунок 3.1 – Графік пофазної зміни $\cos \varphi$ на шинах низької напруги ТП ПрАТ «Номінал»

Споживання активної та реактивної потужності по фазах нерівномірне і це перешкоджає використанню в розподільній мережі підприємства традиційних для промислових споживачів виключно симетричних КУ із з'єднанням конденсаторів в трикутник.

Характер електричних навантажень як активних, так і реактивних динамічний і тому потребує зміни потужності КУ. Широке використання отримали КУ трифазного виконання дискретного керування, яке виконується «ввімкненням – вимкненням» окремих секцій [23]. Існуючі пристрої прийняття рішення [11] відпрацьовують команду на комутацію секцій лише по вхідному параметру, наприклад, по $\cos \varphi$ однієї фази. У випадку мереж із несиметричним навантаженням, рис. 1.1, така схема отримання керуючого рішення приводить до некоректної роботи КУ симетричного виконання.

Використовуючи таку установку, на якій реалізований зазначений принцип керування, отримаємо надлишкову (недостатню) реактивне потужність по фазах, крім того можливості КУ що до вирівнювання навантаження по фазах в зазначеному випадку не будуть використовуватися, хоча потреба в такому вирівнювання, як видно із рис. 3.1, є.

3.2 Відомі дослідження властивостей КУ що до регулювання напруги та симетрування електричних режимів

Включення КУ супроводжується добавкою напруги. Саме тому КУ використовуються як засіб місцевого регулювання напруги [20].

Симетрувальний ефект може отримуватись шляхом під'єднання несиметричного навантаження, яке генерує струми зворотної (нульової) послідовностей, модулі яких дорівнюють відповідним модулям вихідного режиму, та вектора цих струмів знаходяться в протифазі. В якості такого несиметричного навантаження може бути використаною несиметрична конденсаторна установка [32]. Несиметрична КУ із конденсаторами, які підключені до лінійних напруг, може здійснювати цілеспрямований вплив на складові зворотної послідовності, рис. 3.2.

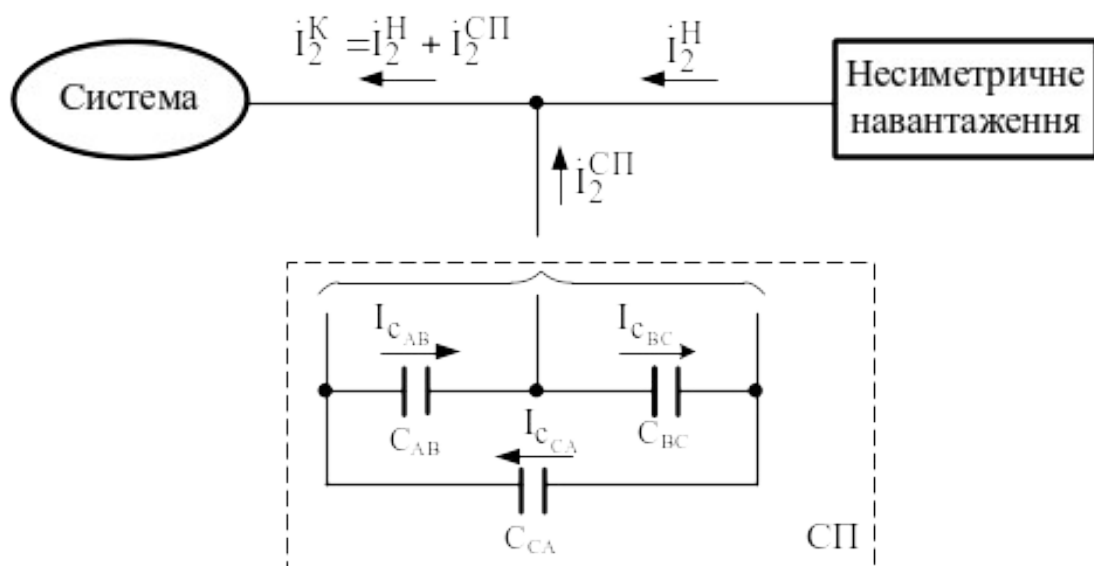


Рисунок 3.2 – Принципова схема СП та принцип симетрування

Струм зворотної послідовності, що створюється таким пристроєм у вузлі його підключення визначається співвідношенням [32]:

$$\begin{aligned}
 i_2^{\text{СП}} &= -\frac{j}{3} \cdot (a^2 \cdot I_{\text{C}_{\text{AB}}} + I_{\text{C}_{\text{BC}}} + a \cdot I_{\text{C}_{\text{CA}}}) = \\
 &= \frac{1}{3} \cdot \left[-1,5 \cdot I_{\text{C}_{\text{AB}}} + 1,5 \cdot I_{\text{C}_{\text{CA}}} + j \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{C}_{\text{AB}}} - \sqrt{3} \cdot I_{\text{C}_{\text{BC}}} + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{C}_{\text{CA}}} \right) \right], \quad (3.1)
 \end{aligned}$$

де a - оператор повороту трифазної системи;

$I_{\text{C}_{\text{AB}}}$, $I_{\text{C}_{\text{BC}}}$, $I_{\text{C}_{\text{CA}}}$ - ємнісне навантаження у плечах А-В, В-С та С-А, що виражене через струми.

Дослідження властивостей конденсаторної установки, де КУ приєднуються до лінійних напруг, засвідчив, що вона генерує реактивну потужність, що дорівнює [32]:

$$\tilde{S}_1^{\text{СП}} = -jQ_1^{\text{СП}} = -j(Q_{\text{c}_{\text{AB}}} + Q_{\text{c}_{\text{BC}}} + Q_{\text{c}_{\text{CA}}}), \quad (3.2)$$

де $\tilde{S}_1^{\text{СП}}$ – комплекс повної потужності прямої послідовності СП;

$Q_1^{\text{СП}}$ – реактивна потужність СП;

$Q_{\text{c}_{\text{AB}}}$, $Q_{\text{c}_{\text{BC}}}$, $Q_{\text{c}_{\text{CA}}}$ – потужність батарей конденсаторів, що під'єднані відповідно до напруги \dot{U}_{AB} , \dot{U}_{BC} , \dot{U}_{CA} .

Несиметричні режими в мережах 0,4 (кВ) супроводжуються струмами нульової та зворотної послідовностей. В таких мережах задача симетрування електричного режиму полягає у зменшенні як струмів зворотної так і нульової послідовностей. Для зменшення струму нульової послідовності, слід вибрати симетруючі елементи, які підключаються до фазних напруг. Такі симетруючі елементи утворюють пристрій у вигляді несиметричної зірки із заземленою нейтраллю, рис. 3.3.

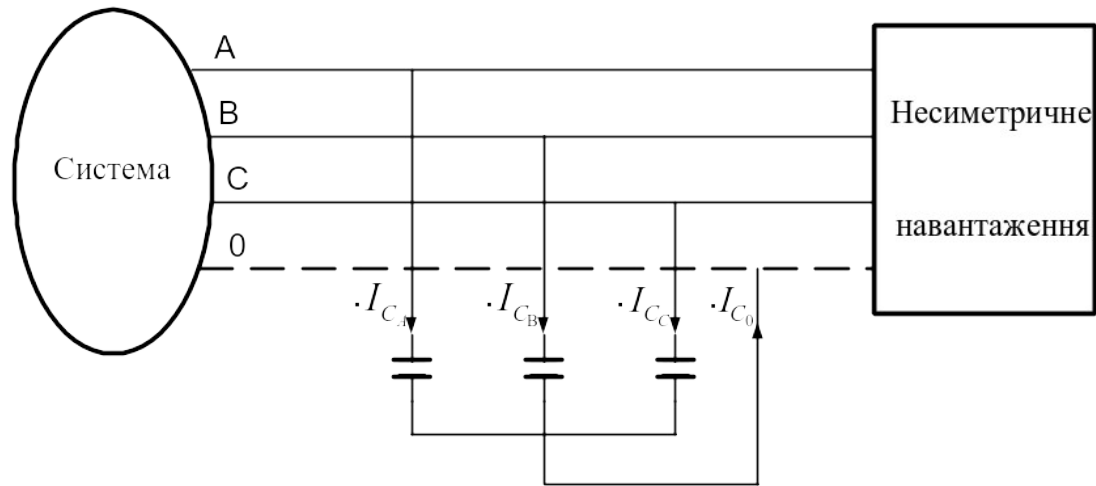


Рисунок 3.3 – СП у вигляді несиметричної зірки із заземленою нейтраллю

СП, рис 3.3 є додатковим джерелом струмів як зворотної $\dot{I}_2^{\text{СП}}$, так і нульової $\dot{I}_0^{\text{СП}}$ послідовностей, і під'єднується до напруг U_A, U_B, U_C . Модуль і аргумент визначається параметрами конденсаторних батарей і напругою, до якої вони під'єднані. Симетрувальний ефект такого пристрою полягає в тому щоб на певній ділянці схеми при складанні $\dot{I}_0^{\text{СП}}$ зі струмом $\dot{I}_0^{\text{Н}}$, який генерується навантаженням, зменшувався модуль сумарного струму I_0 .

СП, рис. 3.3, здійснює впливи як на режим зворотної, так і нульової послідовності. Їх аналітичний опис має вигляд [32]:

$$\begin{aligned} \dot{i}_2^{\text{СП}} &= \frac{1}{3} \cdot (\dot{i}_{C_A} + a^2 \cdot \dot{i}_{C_B} + a \cdot \dot{i}_{C_C}) = \frac{1}{3} \cdot \left(I_{C_A} \cdot e^{j90} + a^2 \cdot I_{C_B} \cdot e^{-j30} + a \cdot I_{C_C} \cdot e^{j210} \right) = \\ &= \frac{1}{3} \cdot \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (I_{C_C} - I_{C_B}) + j \left(I_{C_A} - \frac{1}{2} (I_{C_B} + I_{C_C}) \right) \right], \end{aligned} \quad (3.3)$$

$$\begin{aligned} \dot{i}_0^{\text{СП}} &= \frac{1}{3} \cdot (\dot{i}_{C_A} + \dot{i}_{C_B} + \dot{i}_{C_C}) = \frac{1}{3} \cdot \left(I_{C_A} \cdot e^{j90} + I_{C_B} \cdot e^{-j30} + I_{C_C} \cdot e^{j210} \right) = \\ &= \frac{1}{3} \cdot \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (I_{C_B} - I_{C_C}) + j \left(I_{C_A} - \frac{1}{2} (I_{C_B} + I_{C_C}) \right) \right], \end{aligned} \quad (3.4)$$

де I_{C_A} , I_{C_B} , I_{C_C} - емнісне навантаження у плечах, підключених до фаз А, В та С, що виражене через струми.

Одночасно бажаного впливу на режим зворотної і нульової послідовності за допомогою несиметричного пристрою, рис. 3.2, здійснювати не можна. Тому в схемі СП для чотирипровідної мережі мають міститися елементи рис. 3.2 та рис. 3.3. У цьому випадку струм зворотної послідовності корегується, симетруючими елементами, підключеними до лінійної напруги, які змінюють лише I_2 і не впливають на I_0 . Несиметричний пристрій, рис. 3.3 також генерує і реактивну потужність.

Таким чином, для оптимізації несиметричного режиму в чотирипровідній мережі, необхідно використовувати КУ несиметричного виконання, які дозволяють компенсувати струми зворотної та нульової послідовностей, а також обмежують величину реактивної потужності.

3.3 Загальний підхід до вирішення багатокритеріальної задачі оптимізації електричного режиму в мережі 0,4 кВ

Задача оптимізації електричного режиму в чотирипровідній мережі за допомогою КУ має ознаки задачі багатокритеріальної оптимізації і полягає в компенсації складових зворотної, нульової послідовностей та реактивної реактивної потужності. В такій задачі зменшення параметрів зворотної послідовності може приводити до збільшення параметрів нульової послідовності і навпаки. Одночасно при цьому можливе недопустиме рішення, пов'язане із появою зворотних перетоків реактивної потужності із мереж підприємства в мережі енергопостачальної компанії. В математиці такі задачі класифікуються як багатокритеріальні із суперечливими критеріями.

В математиці розроблено ряд можливих підходів до вирішення таких задач. Одним із таких є метод середньозваженого критерію. Цим підходом скористаємось для вирішення багатокритеріальної задачі оптимізації в чотири провідній мережі. Підхід полягає в тому що складається фіктивний критерій

ефективності. Він має з ряд складових. Кожна складова оцінює один із критеріїв багатокритеріальної задачі.

Спільним для всіх згаданих задач є те, що вони супроводжуються додатковими втратами потужності в електричній мережі. Протікання струмів зворотної послідовності (наявність його є характерним для несиметричного режиму) супроводжується додатковими втратами активної потужності, які описуються так:

$$\Delta P_2 = 3 \cdot I_2^2 \cdot r, \quad (3.5)$$

де I_2 - струм зворотної послідовності;

r - опір фази лінії живлення.

За умови, що опір фазного і нульового проводу однаковий, активні втрати, спричинені струмом нульової послідовності, визначаються як сума втрат активної потужності в фазних провідниках від струму I_0 та в нульовому провіднику від струму $3I_0$ за такою формулою:

$$\Delta P_0 = I_0^2 \cdot r + I_0^2 \cdot r + I_0^2 \cdot r + (3 I_0)^2 \cdot r = 12 \cdot I_0^2 \cdot r, \quad (3.6)$$

де I_0 - струм нульової послідовності.

Суттєві втрати активної потужності в електричних мережах зумовлені передачею реактивної потужності – ΔP_Q , які дорівнюють:

$$\Delta P_Q = \frac{Q^2}{U^2} \cdot r, \quad (3.7)$$

де Q - значення реактивної потужності, що протікає по лінії живлення споживачів;

U - номінальна напруга мережі живлення.

Результуючий вплив КУ на режим в чотирипровідній електричній мережі можна описати таким виразом:

$$\Delta P_\Sigma = \Delta P_2 + \Delta P_0 + \Delta P_Q, \quad (3.8)$$

який може бути прийнятим як критерій вирішення даної багатокритеріальної задачі. В математичній моделі використовується аналітичний опис критерію ефективності, який називається цільовою функцією. Аналітично така функція має встановлювати зв'язок сумарних втрат із керованими змінними.

3.4 Схема електричних з'єднань та загальний алгоритм розрахунку вектора керування

На підставі проведеного аналізу властивостей КУ, що мають різні схеми з'єднань, можна запропонувати використати для оптимізації електричного режиму на шинах ТП1 підприємства, до якого під'єднані однофазні електроприймачі субабонента, КУ, рис. 3.4. Саме КУ з такою схемою електричних з'єднань дозволить компенсувати реактивну потужність та зменшити струми зворотної та нульової послідовностей.

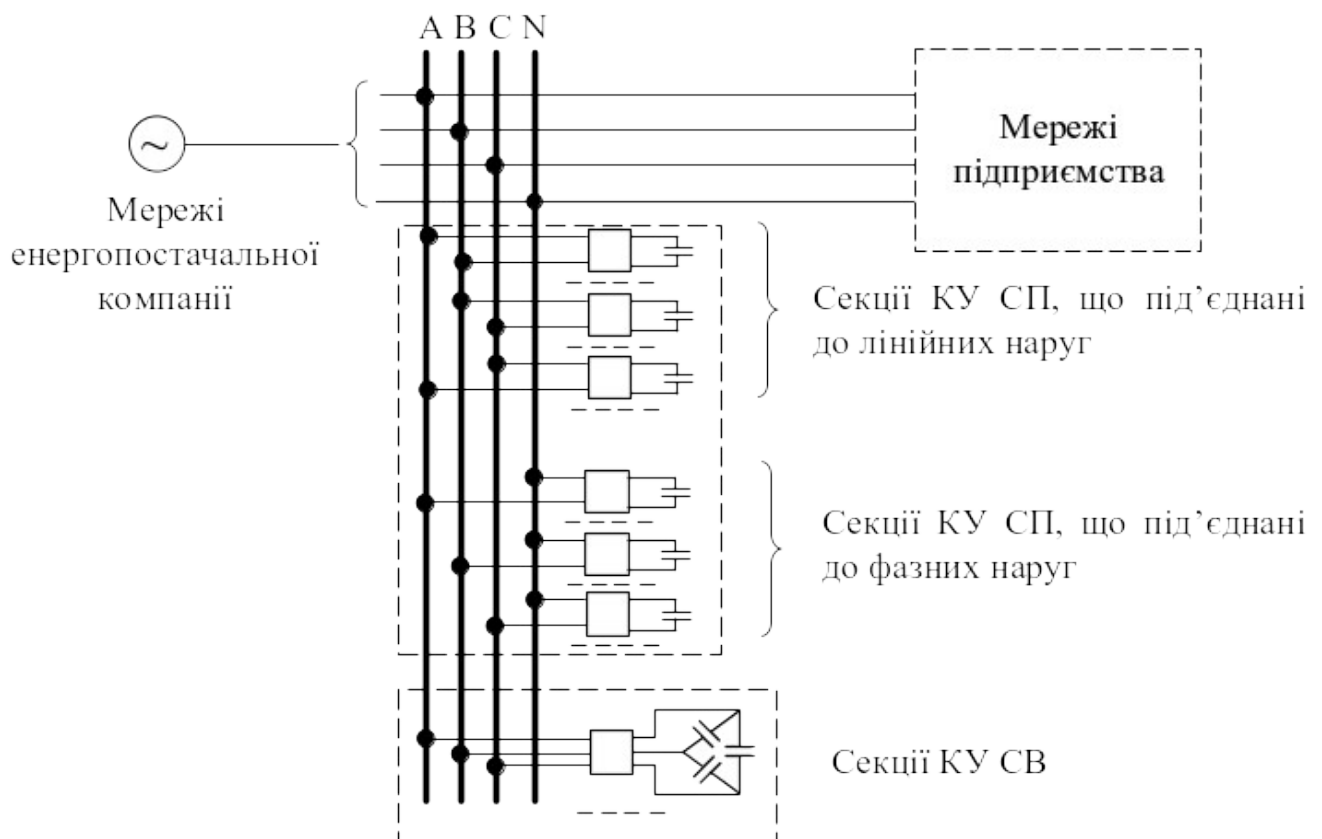


Рисунок 3.4 – Схема КУ для симетрування режиму в чотирипровідній мережі

Розрахунок вектору керування для деякого моменту прийняття керуючого рішення слід виконувати за алгоритмом, рис 3.5.

Протягом функціонування системи електропостачання можуть складатись різноманітні ситуації, наприклад, коли симетрувати електричний режим немає

потреби або коенсація реактивної потужності не потрібна або потрібно симетрувати електричний режим та компенсувати реактивну потужність. Це все враховує розроблений алгоритм.

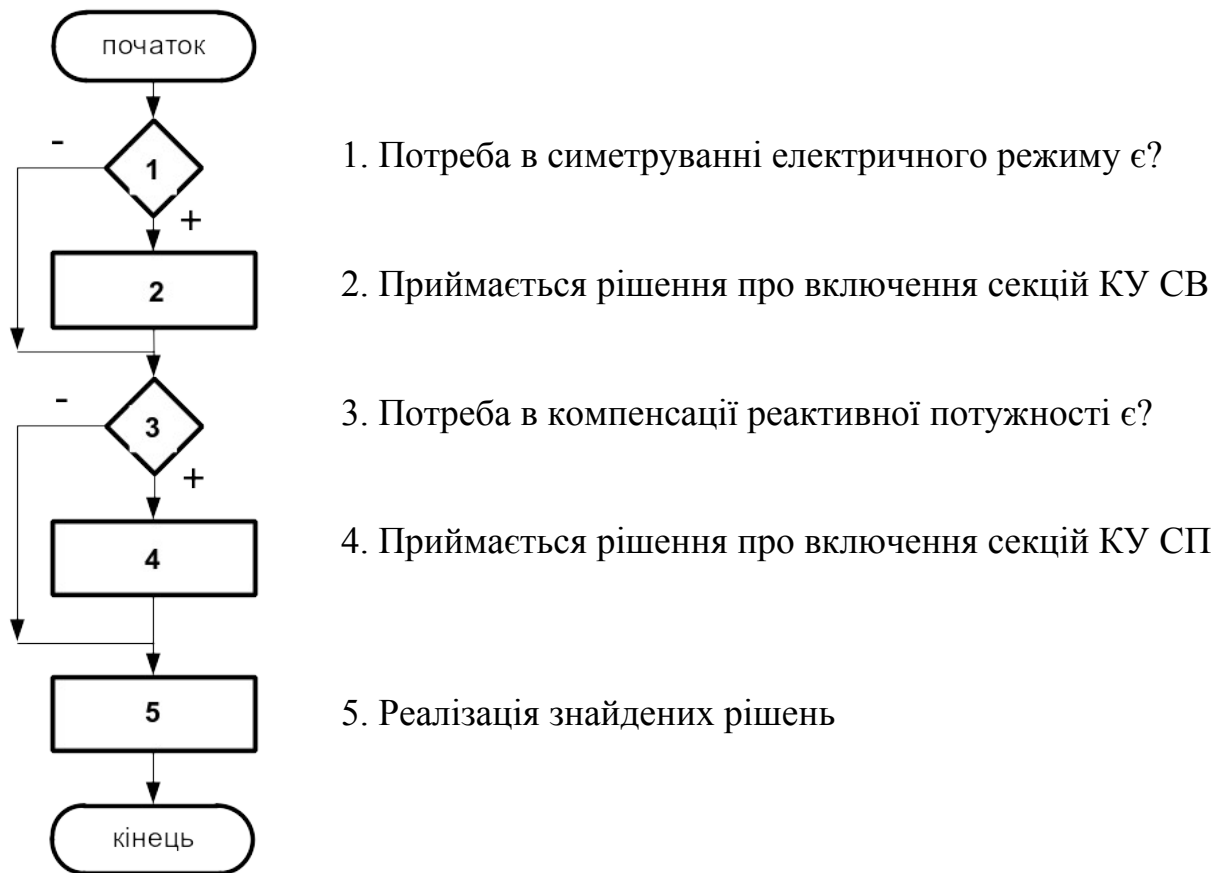


Рисунок 3.5 – Алгоритм розрахунку вектора керування КУ

3.5 Математична модель для прийняття рішення із симетрування електричного режиму

3.5.1 Технічні обмеження, що мають бути забезпечені. Як правило, оптимізаційні задачі практичного змісту вирішуються в умовах обмежень. Технічні обмеження формують область допустимих розв'язків оптимізаційної задачі.

Що стосується даної задачі, то для отримання задовільних розв'язків математична модель повинна включати систему обмежень, що вказує на можливі

стани (“включено” або “відключено”) кожного вимикача СП. Для i -ого вимикача такий опис можна зробити якщо скористатися булевими змінними x_i (які є компонентами вектора керування), $x_i = 1 \forall 0$. Якщо $x_i = 1$, то i -ий вимикач має знаходитись у включеному стані, якщо ж $x_i = 0$, то його слід відключити. Таку умову у вигляді технічного обмеження можна описати так:

$$x_i + \bar{x}_i = 1, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (3.9)$$

де x_i – керована змінна, що описує стан i -го вимикача симетруючого пристрою;

\bar{x}_i – фіктивна змінна, яка фізичного змісту не має;

n – кількість секцій СП.

СП симетрування режиму може використовуватись як джерело реактивної потужності. Тому розв’язок даної задачі, повинен заходитись при наявності технічного обмеження на величину реактивної потужності. Таке обмеження виключає можливість виникнення зворотних перетоків (з розподільних мереж в мережі живлення) реактивної потужності. За умови допустимості повної компенсація реактивних навантажень дане технічне обмеження має аналітичний вигляд:

$$Q' - \sum_{i=1}^n \Delta Q_i \cdot x_i \geq 0, \quad (3.11)$$

де Q' – природне (в припущенні, що всі секції СП відключені) споживання реактивної потужності по даному вузлу навантажень;

ΔQ_i – номінальна потужність i -ої секції СП.

Якщо при увімкненні секцій СП у вузлі приєднання електроприймача напруга може перевищити допустимі межі, тоді необхідно контролювати значення напруги. Це можна забезпечити якщо ввести в математичну модель обмеження на величину допустимої напруги. Таке технічне обмеження аналітично описується співвідношенням:

$$U_{\text{доп. min}} \leq U' + \sum \Delta U_i \cdot x_i \leq U_{\text{доп. max}}, \quad (3.12)$$

де ΔU_i - добавка напруги, що має місце у вузлі підключення СП при включенні i -ої секції;

$U_{\text{доп.мін}}, U_{\text{доп.мак}}$ - значення мінімально і максимально допустимої напруги, що відповідають допустимим за ГОСТ 13109-97 відхиленням напруги;

U' - природне (в припущенні, що всі секції знаходяться у відключеному стані) значення напруги у вузлі підключення СП.

Зазначена система обмежень формує область допустимих розв'язків задачі.

3.5.2 Оптимізаційна математична модель для розрахунку керування КУ СП. Розроблена математична модель [34], яка забезпечує знаходження вектора керування КУ СП, рис. 3.4 та яка відповідає умовам, зазначеним вище, за умови, що рішення може прийматись в умовах можливої появи недопустимих зворотних перетоків реактивної потужності.

$$\begin{cases} \Delta P' - \sum_{i=1}^m \delta \Delta P_{2i} \cdot x_i \rightarrow \text{min} \\ x_i + x_i^* = 1, \quad i = 1, 2, \dots, m \\ 0 - \sum_{i=1}^m \Delta Q_i \cdot x_i \leq 0 \\ x_i, x_i^* = 1 \vee 0, \end{cases} \quad (3.13)$$

де $\Delta P'$ – сумарні втрати активної потужності, що мали місце у мережі за умови, коли всі секції КУ (як симетричного, так і несиметричного виконання) відключені;

$\delta \Delta P_{\Sigma i}$ – приріст сумарних втрат активної потужності за умови включення i -ої секції СП,

$$\delta \Delta P_{\Sigma i} = \delta \Delta P_{2i} + \delta \Delta P_{0i} + \delta \Delta P_{Qi}, \quad (3.14)$$

де $\delta \Delta P_{2i}, \delta \Delta P_{0i}, \delta \Delta P_{Qi}$ – прирости втрат активної потужності, які зумовлені відповідно режимом зворотної, нульової послідовностей та передачею реактивних навантажень;

\vee – знак логічної операції „АБО”.

Математична модель (3.13) має таку особливість, що її коефіцієнти є складною функцією попередніх прийнятих рішень. Така обставина не дозволяє використати жоден із класичних алгоритмів аналізу математичних моделей. Тому для практичного використання моделі (3.13) необхідно розробити обчислювальний метод для вирішення задачі.

3.5.3 Алгоритм аналізу математичної моделі. Процес розв'язування задачі є багатоетапним. На кожному етапі визначається до включення чергова секція СП. Найбільш ефективним (за трудомісткістю обчислень) для вирішення таких задач є метод динамічного програмування [12]. Саме цей метод взято за основу розробки алгоритму для вирішення даного типу задач. Для забезпечення обмеження на реактивне навантаження потрібно на кожному етапі k формувати множину потужностей, допустимих до включення секцій СП – D_k . В подальшому із цієї множини вибирається секція для включення.

Розв'язування задачі керування СП в чотирипровідній електричній мережі у відповідності до математичної моделі (3.13), можна виконувати за таким алгоритмом.

Крок 1. Формується множина D_k . Якщо D_k пуста, то перехід до кроку 5.

Крок 2. Із множини D_k визначається секція, включення якої забезпечує максимальне зменшення ΔP_{Σ} . Такі розрахунки виконуються за рекурентними співвідношень Р. Беллмана:

$$(3.14)$$

де f_k – втрати активної потужності в електричній мережі, що будуть мати місце при реалізації керуючих рішень отриманих на даному k -му та на всіх попередніх $(k-1)$ етапах;

$\delta \Delta P_{2i}, \delta \Delta P_{0i}, \delta \Delta P_{Qi}$ – прирости втрат активної потужності, зумовлених відповідно струмами зворотної та нульової послідовностей і реактивним навантаженням, що відповідають реалізації i -го елемента множини D_k ;

$\delta \Delta P_{2i}^{(k)}, \delta \Delta P_{0i}^{(k)}, \delta \Delta P_{Qi}^{(k)}$ - те саме, при включенні секції СП, яка забезпечує мінімальне значення f_k , $k = 2, 3, \dots, \tau$; τ – загальна кількість етапів вирішення задачі.

Крок 3. Відповідна компонента вектора керування прирівнюється до одиниці. Секція СП, що прийнята до включення, вилучається з подальшого розгляду при формуванні множин D_k на всіх наступних етапах: $D_{(k+1)}, D_{(k+2)}, \dots, D_{\tau}$.

Крок 4. Використовуючи отримані результати на k -ому етапі виконується перерахунок відповідних величин формуючи вхідні дані для множини D_{k+1} .
Перехід до кроку 1.

Крок 5. Розрахунки припиняються. Отриманий вектор керування реалізується.

3.5.4 Тестовий приклад по виконаних дослідженнях. Для підтвердження працездатності розробленого методу виконаємо розрахунок вектора керування КУ СП для деякого числового прикладу.

ПРИКЛАД

У вузлі, до якого під'єднана чотирипровідна лінія, що живить несиметричні електроприймачі, встановлено СП із керованими секціями, що включаються до лінійних та фазних напруг, рис. 3.4.

Інші параметри схеми та режиму, що необхідні для вирішення задачі, наведені на рис.3.6.

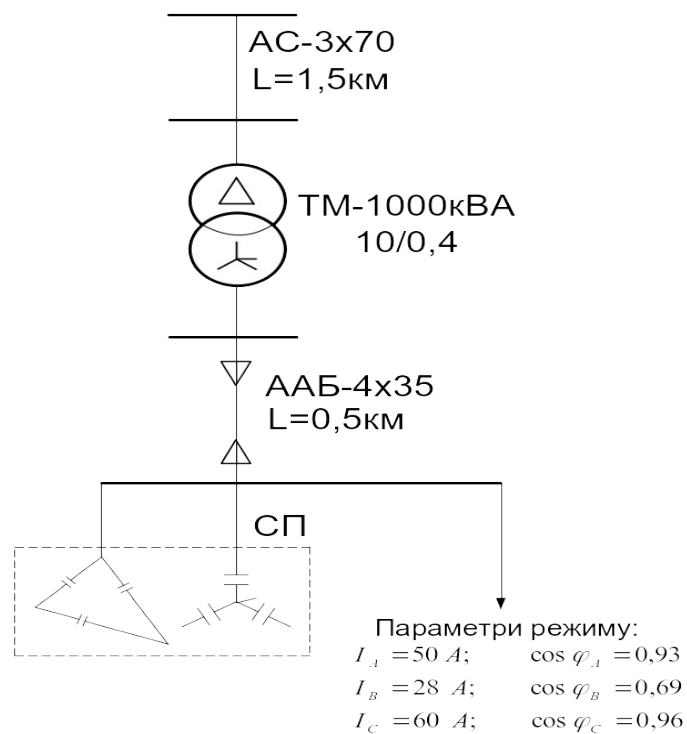


Рисунок 3.6 – Розрахункова схема і вихідні дані тестової задачі

Знайти вектор керування для КУ СП, що забезпечує мінімальні втрати активної потужності в живильній мережі.

Секції КУ СП мають такі параметри, табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Параметри симетрувальних елементів СП

Секції, що включаються до напруг	Потужності, (квар)
U_{AB}	5; 3; 2; 1
U_{BC}	5; 3; 2; 1
U_{CA}	5; 3; 2; 1
U_A	3; 2; 1
U_B	3; 2; 1
U_C	3; 2; 1

РОЗВ'ЯЗУВАННЯ

Складемо схему заміщення розрахункової ділянки електричної мережі та виконаємо розрахунок її параметрів в іменованих одиницях які приведені до напруги 0,4 (кВ).

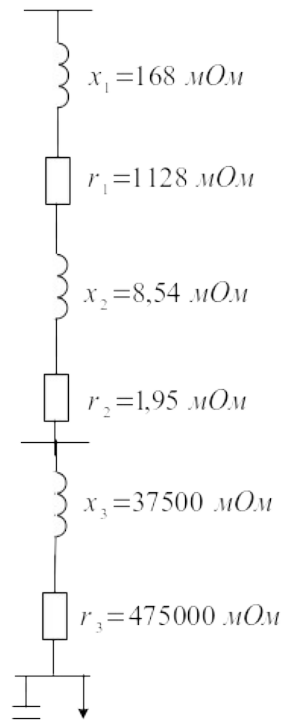


Рисунок 3.7 – Схема заміщення розрахункової ділянки електричної мережі та її параметри

Сумарне значення опорів:

$$x_{\Sigma} = x_1 + x_2 + x_3 = 0,000168 + 0,00000854 + 0,0375 = 0,038 \text{ (Ом)};$$

$$r_{\Sigma} = r_1 + r_2 + r_3 = 0,001128 + 0,00000195 + 0,475 = 0,476 \text{ (Ом)}.$$

Визначимо значення струмів зворотної і нульової послідовностей, що генеруються навантаженням:

$$i_2^H = \frac{1}{3} \cdot (I_A \cdot e^{j\varphi_A^\circ} + a^2 \cdot I_B \cdot e^{j\varphi_B^\circ} + a \cdot I_C \cdot e^{j\varphi_C^\circ}) = \frac{1}{3} \cdot (50 \cdot e^{j(-21,565)^\circ} + e^{j240^\circ} \cdot 28 \cdot e^{j(-166,37)^\circ} + e^{j120^\circ} \cdot 60 \cdot e^{j103,74^\circ}) = 3,681 - j \cdot 10,999 = 11,599 \cdot e^{j(-71,5)^\circ} \text{ (А)};$$

$$i_0^H = \frac{1}{3} \cdot (I_A \cdot e^{j\varphi_A^\circ} + I_B \cdot e^{j\varphi_B^\circ} + I_C \cdot e^{j\varphi_C^\circ}) = \frac{1}{3} \cdot (50 \cdot e^{j(-21,565)^\circ} + 28 \cdot e^{j(-166,37)^\circ} + 60 \cdot e^{j103,74^\circ}) = 1,679 + j \cdot 11,102 = 11,228 \cdot e^{j81,4^\circ} \text{ (А)}.$$

Значення реактивної потужності по кожній фазі:

$$Q_A = U_{\text{ф.ном.}} \cdot I_A \cdot \sin \varphi_A = 0,231 \cdot 50 \cdot 0,368 = 4,244 \text{ (квар)};$$

$$Q_B = U_{\text{ф.ном.}} \cdot I_B \cdot \sin \varphi_B = 0,231 \cdot 28 \cdot 0,724 = 4,68 \text{ (квар)};$$

$$Q_C = U_{\text{ф.ном.}} \cdot I_C \cdot \sin \varphi_C = 0,231 \cdot 60 \cdot 0,28 = 3,88 \text{ (квар)}.$$

Реактивна потужність, що споживається у вузлі навантаження, до прийняття будь-яких рішень буде таким:

$$Q_{\text{до}} = Q_A + Q_B + Q_C = 4,244 + 4,68 + 3,88 = 12,804 \text{ (квар)}.$$

Значення втрат активної потужності, яка відповідає вихідному режиму (при відключених секціях СП):

$$\Delta P_2 = 3 \cdot 0,476 \cdot 11,599^2 = 192,106 \text{ (Вт)};$$

$$\Delta P_0 = 12 \cdot 0,476 \cdot 11,228^2 = 720,132 \text{ (Вт)};$$

$$\Delta P_Q = \frac{12,804^2}{0,4^2} \cdot 0,476 = 487,758 \text{ (Вт)};$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 192,106 + 720,132 + 487,758 = 1399,99 \text{ (Вт)}.$$

Розрахуємо навантаження КУ СП у плечах, підключених до фаз А, В, С для схеми несиметричної зірки із заземленою нейтраллю, та А-В, В-С, С-А для схеми несиметричного трикутника, що виражене через струми за аналітичним виразом:

$$I_{Ci} = \frac{4Q_i^{\text{ном.}}}{U_{\text{ном.}}}, \quad (3.15)$$

а струми зворотної $i_2^{\text{СП}}$ та нульової $i_0^{\text{СП}}$ п ослідовностей за формулами (3.3) та (3.4).

Отримані результати представлені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку струмів $i_2^{\text{СП} i_k = 1}$ та $i_0^{\text{СП} i_k = 1}$, що генеруються кожною секцією СП у разі її включення

№ секції СП	Q, квар	На яку напругу включається	$i_2^{\text{СП} i_k = 1}$		$i_0^{\text{СП} i_k = 1}$	
			Re $i_2^{\text{СП}}$	Im $i_2^{\text{СП}}$	Re $i_0^{\text{СП}}$	Im $i_0^{\text{СП}}$
1	3	U_{AB}	-6,25	3,61	-	-

2	3	U_{AB}	-3,75	2,165	-	-
3	2	U_{AB}	-2,5	1,44	-	-
4	1	U_{AB}	-1,25	0,72	-	-
5	5	U_{BC}	0	-7,22	-	-
6	3	U_{BC}	0	-4,33	-	-
7	2	U_{BC}	0	-2,89	-	-
8	1	U_{BC}	0	-1,44	-	-
9	5	U_{CA}	6,25	3,61	-	-
10	3	U_{CA}	3,75	2,165	-	-
11	2	U_{CA}	2,5	1,44	-	-
12	1	U_{CA}	1,25	0,72	-	-
13	3	U_A	0	4,33	0	4,33
14	2	U_A	0	2,89	0	2,89
15	1	U_A	0	1,44	0	1,44
16	3	U_B	-3,75	-2,165	3,75	-2,165
17	2	U_B	-2,5	-1,44	2,5	-1,44
18	1	U_B	-1,25	-0,72	1,25	-0,72
19	3	U_C	3,75	-2,165	-3,75	-2,165
20	2	U_C	2,5	-1,44	-2,5	-1,44
21	1	U_C	1,25	-0,72	-1,25	-0,72

Етап 1.

Сформуємо множину D_1 :

$$D_1 = \{5\ 3\ 2\ 1\ 5\ 3\ 2\ 1\ 5\ 3\ 2\ 1\ 3\ 2\ 1\ 3\ 2\ 1\ 3\ 2\ 1\}.$$

Виконаємо перебір всіх секцій, потужності яких увійшли до множини D_1 і розрахуємо $i_{2_{\text{після}}}$ та $i_{0_{\text{після}}}$ у припущенні, що кожна включена. Результати розрахунків зведені до табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку струмів $|i_{2_{\text{після}}}|$ та $|i_{0_{\text{після}}}|$, що будуть після включення відповідної секції на першому етапі

№ секції СП	$\text{Re } \dot{I}_{2\text{ після}}$	$\text{Im } \dot{I}_{2\text{ після}}$	$ \dot{I}_{2\text{ після}} $	$\text{Re } \dot{I}_{0\text{ після}}$	$\text{Im } \dot{I}_{0\text{ після}}$	$ \dot{I}_{0\text{ після}} $
1	-2,569	-7,389	7,823	-	-	-
2	-0,069	-8,834	8,834	-	-	-
3	1,181	-9,559	9,632	-	-	-
4	2,431	-10,279	10,563	-	-	-
5	3,681	-18,219	18,587	-	-	-
6	3,681	-15,329	15,765	-	-	-
7	3,681	-13,889	14,369	-	-	-
8	3,681	-12,439	12,972	-	-	-
9	9,931	-7,389	12,378	-	-	-
10	7,431	-8,834	11,544	-	-	-
11	6,181	-9,559	11,383	-	-	-
12	4,931	-10,279	11,401	-	-	-
13	3,681	-6,669	7,617	1,679	15,432	15,523
14	3,681	-8,109	8,905	1,679	13,992	14,092
15	3,681	-9,559	10,243	1,679	12,542	12,654
16	-0,069	-13,164	13,164	5,429	8,937	10,457
17	1,181	-12,439	12,495	4,179	9,662	10,527
18	2,431	-11,719	11,968	2,929	10,382	10,787
19	7,431	-13,164	15,117	-2,071	8,937	9,174
20	6,181	-12,439	13,890	-0,821	9,662	9,697
21	4,931	-11,719	12,714	0,429	10,382	10,391

Прирости втрат активної потужності $\delta\Delta P_{2i}, \delta\Delta P_{0i}, \delta\Delta P_{Qi}$ (знак мінус свідчить про зростання відповідної складової та сумарного приросту втрат $\delta\Delta P_{\Sigma i}$). Розрахункові дані зведені до табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунку складових приростів втрат активної потужності, які будуть після включення i -ої секції СП на першому етапі

Із загальної множини елементів, яка розглядається на наступних етапах, виключаємо секцію, по якій прийнято рішення про включення на 1-ому етапі, тобто секцію № 1. Результати, що отримані на наступних етапах вирішення задачі, подані в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунку на етапах вирішення задачі

Етап вирішення задачі	Вектор керування X	Q , (квар)	ΔP_2 , (Вт)	ΔP_0 , (Вт)	ΔP_Q , (Вт)	ΔP_{Σ} , (Вт)
Вихідний стан	(0 0)	12,8	192,11	720,13	487,76	1399,99
1	(1 0)	7,8	87,39	720,13	181,20	988,72
2	(1 0 1 0 0)	4,8	132,34	480,72	68,67	681,72
3	(1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 1 0 0)	1,8	205,54	278,055	9,69	493,28
4	(1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 1 0 1)	0,8	223,43	210,26	1,925	435,62

На наступному етапі множина D_5 виявляється пустою (включення будь-якої секції із числа тих, по яким не прийняті рішення, призведе до появи зворотних перетоків реактивної потужності). Оптимальний розв'язок реалізується так: включити такі секції – 5 квар на напрузі U_{AB} , 3 та 1 квар на напрузі U_C , і 3 квар на напрузі U_B . Втрати активної потужності в електричній мережі зменшаться в 3,21 раза (з 1399,99 (Вт) до 435,62 (Вт)).

3.6 Математична модель для прийняття рішення із компенсації реактивної потужності

Таке рішення може прийматись за допомогою математичної моделі [34]:

$$\begin{cases} Q' - \Delta Q X \rightarrow \min \\ X + \bar{X} = n \\ Q' - \Delta Q X \geq Q_{\text{доп}} \\ x_i; \bar{x}_i \in [1, 0], \end{cases} \quad (3.14)$$

де Q' – реактивна потужність по вузлу за умови реалізації вектора керування для КУ СП;

ΔQ – рядкова матриця потужностей секцій КУ СВ;

\mathbf{n} – стовпцева одинична матриця;

\mathbf{X} – вектор керування;

$Q_{\text{доп}}$ – допустиме значення реактивної потужності

Цільова функція математичної моделі описує реактивну потужність лінії живлення. Одне із обмежень описує вимогу цілочисловості елементів вектора керування, а друге забезпечує допустиме значення реактивної потужності в лінії живлення (у разі якщо існує технічна можливість для цього).

Математична модель (3.14) є цілочисловою лінійною. Розв’язки за моделлю (3.14) можна знаходити за методом динамічного програмування.

3.7 Висновки до розділу 3

1. Для розрахунку вектора керування КУ СП, що має схему, рис. 3.4, можна скористатися цілочисловою математичною моделлю (3.13).

2. Аналіз математичної моделі управління КУ СП можна виконати за допомогою розробленого алгоритму. В його основі покладено метод динамічного програмування.

3. Керуюче рішення для КУ СВ може знаходитись за математичною моделлю (3.13), яка забезпечує всі вимоги, сформульовані умовою.

4. Керування КУ за розробленим методом можна оптимізувати несиметричний режим і одночасно забезпечити вимоги з компенсації реактивної потужності, що сприяє покращенню якості електроенергії в даному приєднанні і та зменшує втрати електричної енергії в мережі. Ефективність використання КУ при цьому буде максимальною.

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

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' ($T_{пр}$, $T_{огл}$) визначається :

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

де Π – число ремонтів даного виду за рік, що приходиться на одиницю обладнання;

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

h – кількість обладнання даного виду.

Розрахунок планової трудомісткості технічного обслуговування виконується :

$$T_{то} = 12 * t_{норм} * k_{ср} \quad (4.2)$$

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

$k_{ср}$ – 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 обслугов, люд*год,
	Кількість	Число одиниць обладнання,	Норми трудомісткості,	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	1,82	1	15	30	-	-	-	180

заводського електропостачання ААБ(3*35), (км)								
4. Силовий трансформатор ТМ1000/10	6	0,33	60	118,8	12	4,5	324	147,6
5.Батарея конденсаторів ККУ-0,4-360/12-30-21УЗ	2	1	20	80	12	8,4	403,2	204,2
6.Батарея конденсаторів ККУ-0,4-300/12-25-21УЗ	2	1	20	80	12	8,4	403,2	204,2
7.Батарея конденсаторів 2×ККУ-0,4-240/12-20-21УЗ	2	1	20	80	12	8,4	403,2	204,2
8.Батарея конденсаторів ККУ-0,4-30/6-5-21УЗ	2	1	20	40	12	8,4	201,6	102,1
Всього				438,8			1332	1198,1

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,

$$N_{\text{ПР}} = \frac{438,8}{1850 * 1,1} = 0,215 \text{ (людини)}.$$

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:

$$N_{\text{обсл}} = \frac{T_{\text{огл}} + T_{\text{мо}}}{\Phi_{\text{Д}} * K_{\text{вн}}} = \frac{1332 + 1198,1}{1850 * 1,05} = 1,3 \text{ (людини)}. \quad (4.4)$$

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).

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

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

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

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;

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

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

- на поточний ремонт електрообладнання та мереж

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

Величина сумарного фонду заробітної плати з врахуванням додаткової заробітної плати:

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

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

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

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

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

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, таблиця 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок потреби кількості основних матеріалів

Назва матеріалу	Ціна, грн	Норма витрат на 100(люд.-год)	Вартість матеріалу, грн
Силові трансформатори			
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
ВСЬОГО			23077
Кабельна лінія			
Сталь сортова, кг	166	2	332
Електроди, кг	77,2	0,1	7,7
ВСЬОГО			340

Вартість матеріалів для поточного ремонту:

$$C_{M \text{ пр.}} = 0.01 \sum_{i=1}^f T_{п.р.i} \sum_{j=1}^g m_{п.р.i \dots j}, \quad (4.7)$$

де f - кількість груп обладнання та мереж;

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

g - число різновидності матеріалів;

$m_{пр·j}$ - норма витрати j -го виду матеріалу на 100 люд.-год. трудомісткості поточного ремонту;

Π_{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

$$C_{М.Т.О.} = 0,01 \sum_{i=1}^f T_{Т.О.і} \sum_{j=1}^g m_{прj} \cdot \Pi_{mj}, \quad (4.8)$$

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

K_i - капітальні вкладення в i -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

$$C_i = 0,25(C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a) = \\ = 0,25 (208475,1 + 625226 + 793000) = 406675,2 \text{ (грн)}$$

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
ВСЬОГО	2033376	

4.5 Розрахунок плати за електроенергію

Величина корисно спожитої електроенергії на підприємстві за рік

$$\mathcal{E}_a = P_p T_m = 1591,7 * 3000 = 4775100 \text{ (кВт*год)}. \quad (4.10)$$

Розрахуємо величину втрат електроенергії в лініях 10 кВ.

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

Втрати потужності в трансформаторах

$$\Delta P_T = 32,96 \text{ (кВт)}.$$

Розрахуємо величину втрат електроенергії в трансформаторах.

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

Загальна потреба підприємства в електроенергії

$$\Theta = \Theta_a + \Delta\Theta_n + \Delta\Theta_t = 4775100 + 7497 + 65920 = 4848517 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

Плата за електроенергію, що спожита підприємством. Тариф на електроенергію становить 3,56 грн/кВт*год [11].

$$\Pi = C_0 * \Theta = 3,56 * 10^{-3} * 4848517 = 17260720 \text{ (тис грн)}. \quad (4.12)$$

4.6 Собівартість електроенергії

Собівартість однієї корисно спожитої кіловатт години електроенергії розраховується за формулою:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{\Theta_a}, \quad (4.13)$$

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

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_n = 17260720 * 10^3 + 2033,376 * 10^3 = 17262753,9 * 10^3 \text{ (грн)};$$

$$S = \frac{17262753,9 * 10^3}{4775100} = 3,61 \text{ (грн/кВт*год)}.$$

4.7 Висновки до розділу 4

1. За умови, що тариф на електроенергію 3,56 грн/кВт*год, собівартість електроенергії для ДП «45 експериментальний завод» становить 3,61 (грн/кВт*год).

РОЗДІЛ 5.

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Дослідження стійкості роботи СЕП ПАТ «Номінал» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

На роботу систем електропостачання можуть впливати різні надзвичайні ситуації. Зокрема надзвичайні ситуації природного характеру, землетруси, буревії, повені, снігопади, впливають на енергопостачання. Проблеми з енергопостачанням призводять до порушення роботи радіоелектронних засобів. Надзвичайні ситуації соціально-економічного характеру несуть не велику загрозу до радіоелектронних засобів.

В елементній базі під дією іонізуючих випромінювань можлива зміна майже всіх електричних і експлуатаційних характеристик, що залежить від протікання процесів іонізації і порушення структури матеріалів.

Вибір матеріалу для загород і екранів залежить від проникаючої здатності випромінювання. Альфа-частинки затримує навіть аркуш паперу, для захисту від бета-частинок необхідні матеріали більшої густини, а захист від гамма-променів здійснюється матеріалами з великою атомною масою (свинець, вольфрам).

На виникнення електромагнітного імпульсу (ЕМІ) затрачається найбільша доза ядерної енергії. ЕМІ може викликати високі імпульси струмів і напруг в провідниках і кабелях зв'язку, електропередач, в обчислювальних машинах і автоматичних системах управління, антенах радіостанцій тощо.

Імпульсна напруга найбільш легко виникає в високоомних неекранових і несиметричних колах. В результаті наявності таких кіл імпульсу струму чи напруги проникає в СЕП і спричиняє пошкодження, ступінь яких залежить від чутливості складових вузлів.

ЕМІ являє собою велику небезпеку для апаратури, добре захищеної від дії інших уражаючих факторів. Тому слід пам'ятати про те, що захист апаратури від

механічних пошкоджень не захищає від дії електромагнітного імпульсу. Такий імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи електросхем радіоапаратури, викликає коротке замикання в радіо-пристроях, іонізацію діелектриків, спотворює або повністю стирає магнітний запис. Найбільш часто виходять з ладу напівпровідникові прилади, резистори, конденсатори.

5.2 Дослідження стійкості роботи СЕП ПАТ «Номінал» в умовах дії іонізуючих випромінювань

Граничні значення експозиційних доз знаходяться в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 - Граничні значення експозиційних доз

№	Застосування	Елементи РЕА	$D_{гр, P}$	$D_{гр, P}$
1	Блок живлення	Напівпровідники ПЗ4Н	10^5	10^4
		Резистори РК10	10^7	
		Конденсатор Modulo 10	10^6	
2	Пульт керування	Діод ДТ1253К	10^4	
		Транзистор КТ814А	10^5	
		Мікросхеми К554	10^5	

Проаналізувавши дані таблиці, визначаємо, що самим уразливим елементом СЕП з мінімально дозою $D_{гр} = 10^4(P)$ є діоди загального призначення. Визначимо можливу дозу опромінення, прийнявши гарантійний термін роботи обладнання 3 роки, що дорівнює 26280 год.:

$$D_{.m} = \frac{2 \cdot P_{1max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{noc}} [P]; \quad (5.1)$$

Тоді можлива доза опромінення буде дорівнювати:

$$D_{.m} = \frac{2 \cdot 4,6 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{2} = 1482 (P).$$

Так як $D_{.m} < D_{гр} (1482 < 10^4)$ то РЕА в СЕП буде працювати стійко.

Визначаємо допустимий час роботи за формулою:

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{D_{\text{сп}} \cdot K_{\text{носі}} + 2 \cdot P_{1\text{max}} \sqrt{I}}{2 \cdot P_1} \right)^2 [\text{год}]; \quad (3.2)$$

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 4,6 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,6} \right)^2 = 1183635,2 \text{ (год)}.$$

Отже, можлива доза опромінення елементної бази $D_m = 1482$ (Р), а допустима $= 10^4$ (Р). Система енергопостачання є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи в заданих умовах становить 1183635,2 год.

5.3 Дослідження стійкості роботи елементів електропостачання ПАТ «Номінал» в умовах дії електромагнітного імпульсу

Початковими умовами оцінки стійкості є:

- вертикальна складова напруженості електричного поля, приймаємо $E_e = 9,5$ кВ/м.

- допустиме коливання напруги живлення $U_{\text{жс}} = 5\%$, В;

- напруга живлення:

блок живлення $U_{\text{жс1}} = 380$ (В);

пульт керування $U_{\text{жс2}} = 36$ (В).

Знаходимо напруженість поля горизонтальної складової:

$$E_z = 10^{-3} \cdot E_{\text{макс}}, [\text{кВ/м}]; \quad (5.2)$$

$$E_z = 9,5 \cdot 10^{-3} \text{ (кВ/м)}.$$

Максимальна довжина струмоведучих частин:

- блок живлення $l_{\text{в1}} = 25$ м; $l_{\text{г1}} = 17$ (м);

- пульт керування $l_{\text{в2}} = 19$ м; $l_{\text{г2}} = 24$ (м);

Визначаємо напругу наводки у вертикальних та горизонтальних струмопровідних частинах:

$$U_e = E_e \cdot l_e, [\text{В}]; \quad (3.4)$$

$$U_z = E_z \cdot l_z, [\text{В}]; \quad (5.3)$$

де l_e - максимальна довжина провідників, розташованих вертикально, м,

l_2 - максимальна довжина провідників, розташованих горизонтально, м.

$$U_{в1} = 9,5 \cdot 10^{-3} \cdot 25 = 237,5 \text{ (В)}, U_{Г1} = 9500 \cdot 17 = 161500 \text{ (В)},$$

$$U_{в2} = 9,5 \cdot 10^{-3} \cdot 19 = 180,5 \text{ (В)}, U_{Г2} = 9500 \cdot 24 = 228000 \text{ (В)},$$

Знаходимо допустиме коливання напруги живлення та системи керування за формулою:

$$U_{д} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N \text{ [В]} \quad (5.4)$$

де $U_{ж}$ – напруга живлення, В;

N – допустиме відхилення напруги, %

$$U_{д1} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)}$$

$$U_{д2} = 36 + \frac{36}{100} \cdot 5 = 37,8 \text{ (В)}$$

Результат заносимо в таблицю 5.2.

Визначаємо коефіцієнти безпеки системи окремо:

$$K_{\sigma\sigma} = 20 \lg \frac{U_{\sigma}}{U_{B}} \text{ [дБ]} ; K_{\sigma\Gamma} = 20 \lg \frac{U_{\sigma}}{U_{Г}} \text{ [дБ]} ; \quad (5.5)$$

$$K_{\sigma\sigma.1} = 20 \lg \frac{399}{237,5} = 4,05 \text{ (дБ)} ; K_{\sigma\Gamma.1} = 20 \lg \frac{399}{161500} = -52,1 \text{ (дБ)} ;$$

$$K_{\sigma\sigma.2} = 20 \lg \frac{37,8}{180,5} = -13,6 \text{ (дБ)} ; K_{\sigma\Gamma.2} = 20 \lg \frac{37,8}{228000} = -75,6 \text{ (дБ)} .$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Результати розрахунків стійкості роботи елементів СЕП

№	Елемент схеми	$U_{\text{доп}}$	$K_{\sigma\sigma}^B, (\text{дБ})$	$K_{\sigma\Gamma}^Г, (\text{дБ})$	Результат
1	Блок живлення	380	4,05	-52,1	нестійкий
2	Пульт керування	36	-13,6	-76,5	нестійкий

Так як $K_{\sigma\sigma} < 40$ дБ, $K_{\sigma\Gamma} < 40$ дБ то апаратура буде нестійка в роботі, потрібно проводити захисне екранування обладнання.

5.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи елементів системи електропостачання ПАТ «Номінал» в умовах загрозливих чинників НС

Вибір матеріалу для загороджень і екранів залежить від проникаючої здатності випромінювань. Альфа-частинки затримує навіть аркуш паперу, для захисту від бета-частинок необхідні матеріали більшої густини, а захист від гамма-променів здійснюється матеріалами з великою атомною масою (свинець, вольфрам).

Доцільно виконати захисне екранування даного обладнання, що дасть змогу зменшити вплив ЕМІ.

Необхідно прийняти такі заходи по підвищенню стійкості роботи:

- екранування блоку підсилення;
- різні схемні рішення;
- розташування РЕА в бункерах.

Щоб визначити якої товщини необхідно застосувати екран, знайдемо перехідне затухання екрану:

$$A = K_{б.норм} - K_{б.роз.мін}, \quad (5.6)$$

де $K_{б.норм}$ - номінальний коефіцієнт безпеки ($K_{б.норм}=40$ (дБ));

$K_{б.роз.мін}$ - мінімальний коефіцієнт безпеки, отриманий при розрахунку.

Визначаємо товщину захисного екрану:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}} \text{ [см] },$$

де t – товщина стінки екрана, см;

$f=15000$ Гц.

Отже, визначаємо з даної формули товщину стінки екрана для кожного елемента СЕП:

$$t_1 = \frac{40 - (-52,1)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,13 \text{ (см) },$$

$$t_2 = \frac{40 - (-76,5)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,19 \text{ (см) } .$$

Таким чином, при екрануванні системи живлення з використанням екрану 0,13 см та пульта керування з використанням екрану товщиною 0,19 см, система електропостачання буде стійкою в умовах дії ЕМІ.

Також в даному розділі було оцінено стійкість роботи системи електропостачання ПАТ «Номінал» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій та розроблено заходи по підвищенню стійкості її роботи. В умовах дії іонізуючого випромінювання система електропостачання буде працювати стійко, оскільки $D_{гр} > D_m$, допустимий час роботи в заданих умовах становить 1183635,2 год.

Дослідження стійкості роботи СЕП ТОВ «Номінал» при дії електромагнітного імпульсу показала, що робота обладнання стійка, при застосуванні захисних сталевих екранів товщиною 0,13 см та 0,19 см.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

1. Впровадження розроблених заходів в системі електропостачання ПрАТ «Номінал» підвищить її економічність, надійність та безпечність
2. Оптимальним рішенням для умов, що склалися на ПрАТ «Номінал», є живлення електроприймачів підприємства від трьох двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами ТМ – 1000 (кВА) по кабельним лініям зовнішнього електропостачання ААБ 3×50 (лінії зв'язку РТП) та по кабельним лініям ААБ 3×35 (лінії високовольтної мережі підприємства).
3. Для зменшення активних втрат потужності в мережах 10 (кВ) та в трансформаторах і для забезпечення вимог енергопостачальної компанії щодо споживання реактивної потужності на низькій стороні всіх трансформаторів необхідно під'єднати БСК типу ККУ загальною потужністю (1860) квар
4. Збитки, пов'язані із несиметрією напруг, причиною виникнення якої є однофазні електроприймачі субабонента, приєднаного до КТП 1, можуть бути без додаткових капітальних вкладень зменшені шляхом впровадження розробленої методики керування потужністю встановлених БСК.
5. За умови, що тариф на електроенергію 3,48 грн/кВт*год, собівартість електроенергії для ПрАТ «Номінал» при впровадженні розроблених заходів 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 нескалярной 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 biernejj i symetzyzacja cheiazeia odbioznikow tzojfazowych. Zeszyty Naukowe Akademia Gorniczo-Hutnicza im. Stanislawo 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. Терешкевич Л.Б. Оптимізація режимів електроспоживання. Навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2020. – 112 с.

35. Саати Т. Целочисленные методы оптимизации и связанные с ними экстремальные проблемы – М.: Мир, 1973. – 302 с.

36. Калихман И.Л., Войтенко М.А. Динамическое программирование в примерах и задачах – М.: Высшая школа, 1979. – 125 с.

37. 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

_____ 2022 р.
“ ” _____

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедри ЕСЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й. _____
“ ” _____ 2022 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

**ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИВАТНОГО
АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «НОМІНАЛ», М. ВОЛОЧИЙСЬК
08-17.МКР.003.05.100 ТЗ**

Науковий керівник:

проф. Терешкевич Л.Б. _____
(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ - 19м

Гук Ю.В. _____
(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 ___ _____ 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 – ПрАТ «Номінал» 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 БСК для симетрування режиму в мережі 0,4 кВ та компенсації реактивної потужності

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР: генплан підприємства; відомості про особливості технологічних процесів та навколишнього 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 ЕК.

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
1. Прохідна	5
2. Адмінкорпус	450
3. Компресорна станція	150
4. Субабонент	250
5. Головний виробничий корпус	500
6. Цех ширпотреба	150
7. Холодильно-компресорна станція	260
8. Виробничий корпус №2	560
9. Виробничий корпус №1	280
10. Виробничий корпус №3	350
11. Ремонтно-механічний цех	290
12. Механічна майстерня	250
13. Гараж	450
14. Очисні споруди	75

План підприємства зображено на рис. Б.2.

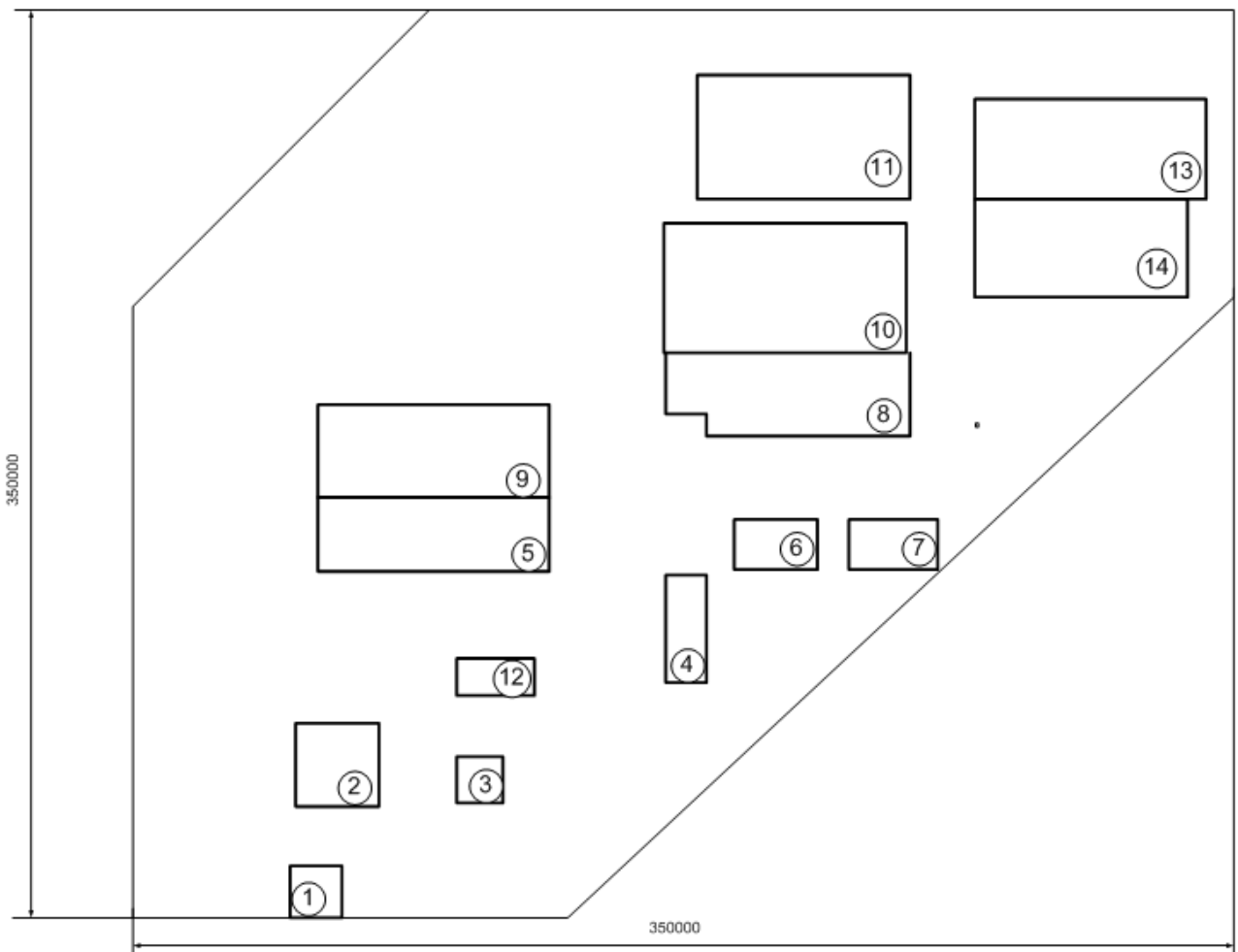


Рисунок Б.1 – План підприємства

Джерелом живлення підприємства є системна підстанція 110/10 (кВ) , яка знаходиться на віддалі 3,2 (км).

Потужність короткого замикання в точці приєднання системи складає 100 (МВА). Вхідна реактивна потужність для підприємства, що задана енергосистемою, становить 350 (квар).

Додаток В
ДЕМОНСТРАЦІЙНИЙ МАТЕРІАЛ ДО МКР

1

Актуальність теми. Діюча система електропостачання Приватного акціонерного товариства «Номінал» характеризується рядом недоліків.

Робота, в якій із врахуванням недоліків розроблена оптимальна система електропостачання ПРАТ «Номінал», у разі її реалізації, дозволить зменшити вартість енерговитрат в собівартості продукції підприємства, є актуальною.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є зменшення долі енерговитрат в собівартості продукції ПРАТ «Номінал» за рахунок оптимізації системи електропостачання, яке полягає у виборі оптимальних потужностей трансформаторів, перерізів ліній електропередач, потужностей пристроїв компенсації реактивної потужності, а також оптимального розміщення трансформаторних підстанцій на плані підприємства та оптимізації таких параметрів режиму як втрати активної потужності і несиметрії напруг в системі електропостачання.

Визначення оптимальної потужності ТП підприємства

Математична модель

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

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= 1277,94				
Середня потужність ТП, кВА										Sc= 1069,45				
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	ΔPкз кВт	ΔPхх кВт	Ктп, тис.грн.	Е*к, тис.грн.	ΔPэм кВт	ΔPпс кВт	ΔP кВт	Вв, тис.грн.	З, тис.грн	Х	kt*kn*St>=Sc	kпа*St>=кнпа*Sp	*
	63	1,28	0,24	950,78	129,306	263,34	0,48	263,82	147,976	-	-	-	-	
	100	1,97	0,33	1010,71	137,457	160,863	0,66	161,523	90,5972	-	-	-	-	
	160	3,1	0,51	1009,45	137,285	98,8804	1,02	99,9004	56,0337	-	-	-	-	
	250	4,2	0,74	1190,46	161,903	54,8729	1,48	56,3529	31,6081	-	-	-	-	
	400	5,9	0,95	1430,38	194,532	30,1107	1,9	32,0107	17,9546	-	-	-	-	
	630	8,5	1,31	1590,53	216,312	17,4875	2,62	20,1075	11,2782	-	+	-	-	
V	1000	10,5	2,1	1880,23	255,711	8,57389	4,2	12,7739	7,16481	262,876	1000	+	+	V
	1600	18	2,8	2340	318,24	5,74145	5,6	11,3414	6,36136	324,601	1600	+	+	
	2500	23,5	3,85	2670,73	363,219	3,07027	7,7	10,7703	6,04099	369,26	2500	+	+	
Мінімальні затрати, грн										Зmin= 262,876				
Оптимальна потужність трансформатора, кВА										St*= 1000				
Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора										kз*= 0,63897				

ТП1	ТП2	ТП3
2*1000	2*1000	2*1000

Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній

Математична модель

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

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

Керована змінна: переріз кабельних ліній (мм²).

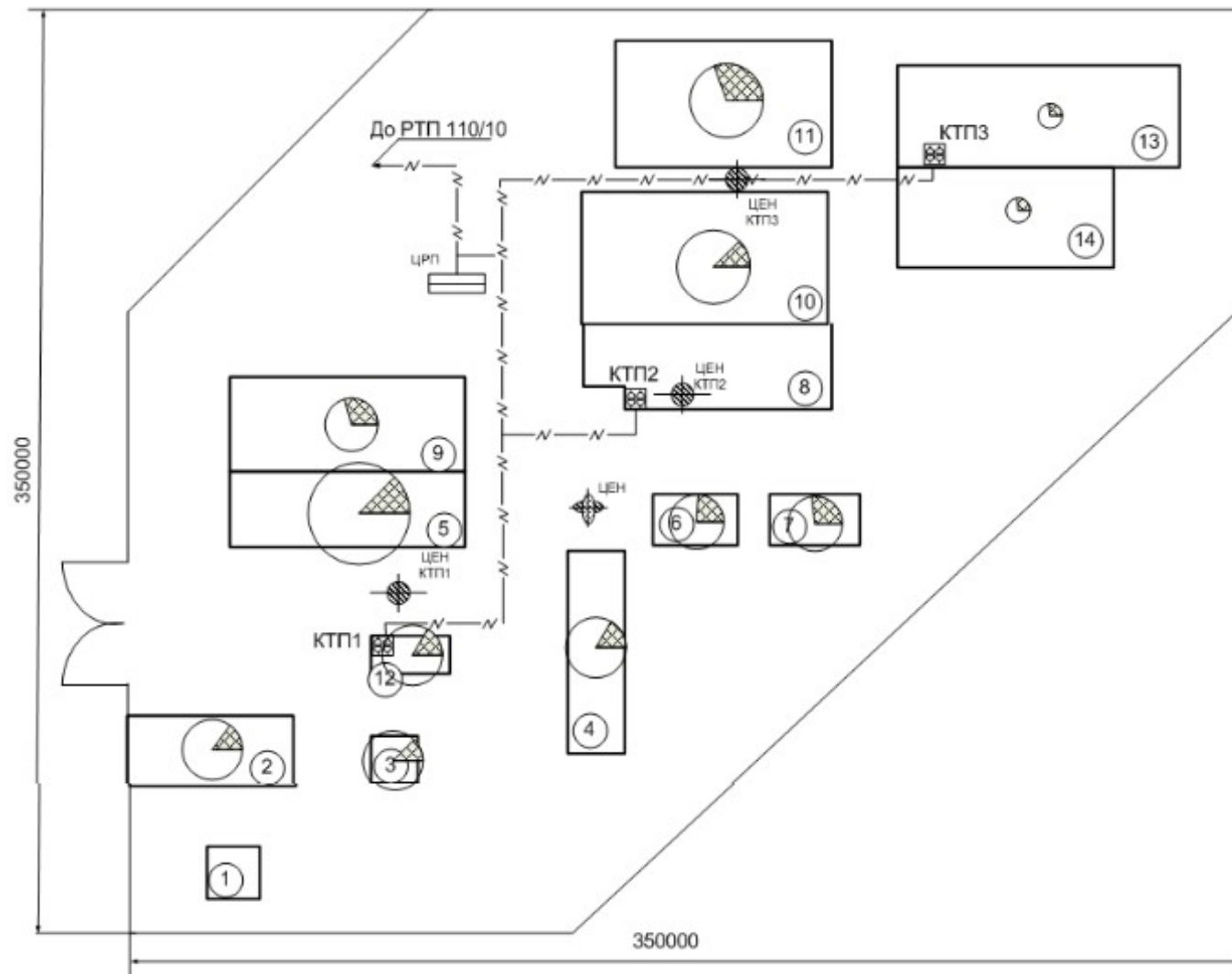
Множина доступних рішень: множина всіх стандартних перерізів кабельних ліній 10 кВ.

Розрахунок оптимального перерізу кабельних ліній

	РТП-ЦРП	ЦРП-ТП1	ЦРП-ТП2	ЦРП-ТП3
	ААБ 3*50	ААБ 3*35	ААБ 3*35	ААБ 3*35
			$d_{U_{доп}} =$	5
			$k =$	2
			$L =$	2,5
			$I_{кз} =$	3,03868563
			$t_n =$	1,5
			$C =$	90
			$F_{кз} =$	41,35
			$K_{па} =$	1,25
			$K_{нпа} =$	0,8
			$d_{I_{кз доп}} =$	5

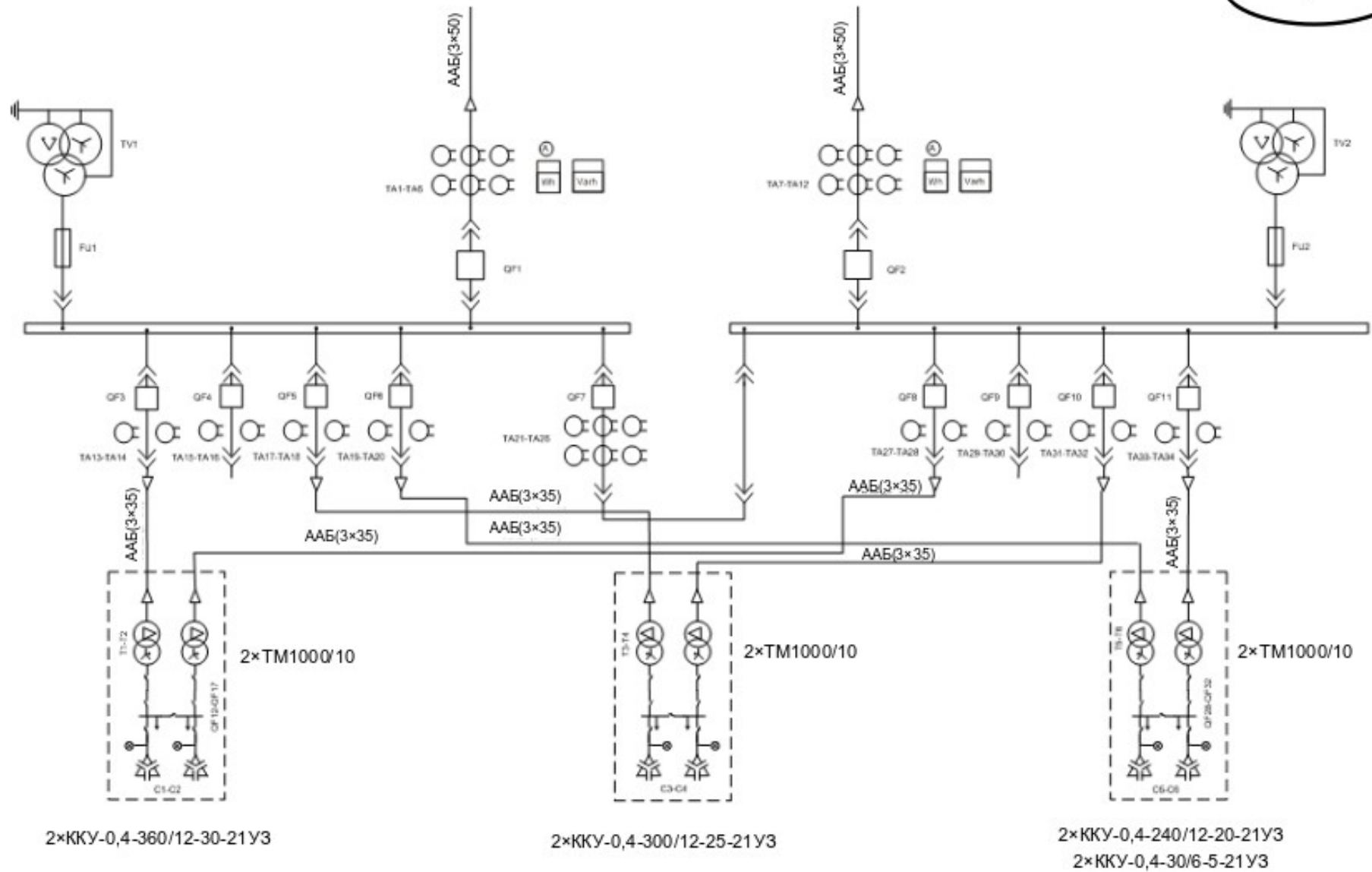
План підприємства з електричними мережами 10кВ

6



Однолінійна схема електропостачання

7



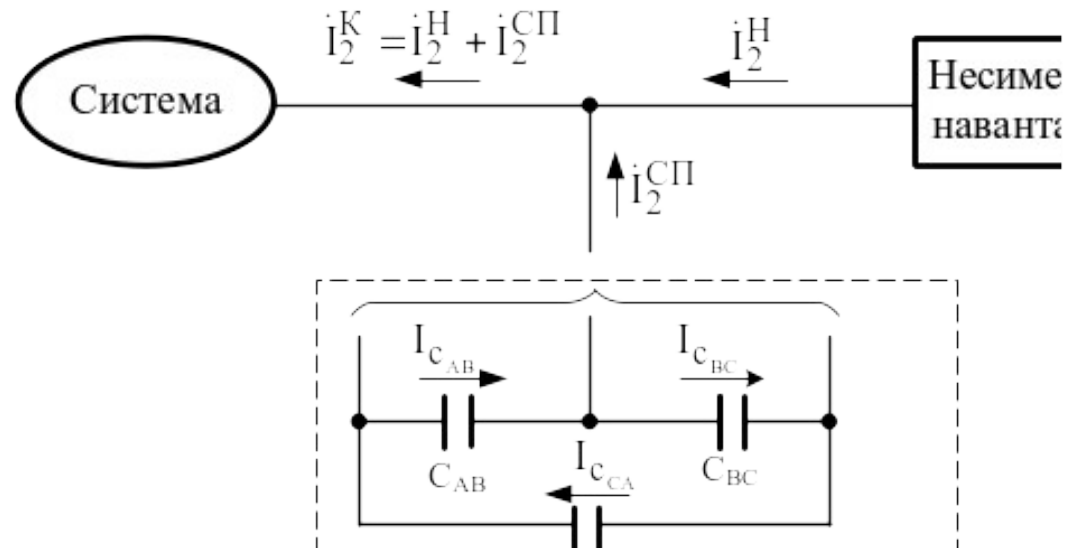
КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК В МЕРЕЖАХ ПРАТ «НОМІНАЛ»

КУ мають багатофункціональні властивості. Вони використовуються для компенсації реактивної потужності, поліпшення показників якості електроенергії, пов'язаних з відхиленням, несиметрією та несинусоїдальністю напруг в мережах. Якщо в системі електропостачання одночасно має місце зазначенні технічні задачі в різних комбінаціях, то в таких випадках КУ мають використовуватись із врахуванням зазначених їх властивостей.

В роботі розроблені методи та моделі використання конденсаторних установок в чотирипровідній мережі, в якій актуальним є питання зниження активних втрат в мережах за рахунок компенсації реактивної потужності та симетрування напруг шляхом зменшення їх симетричних складових зворотної та нульової послідовностей.

Дослідження властивостей КУ що до компенсації реактивної потужності та симетрування електричних режимів

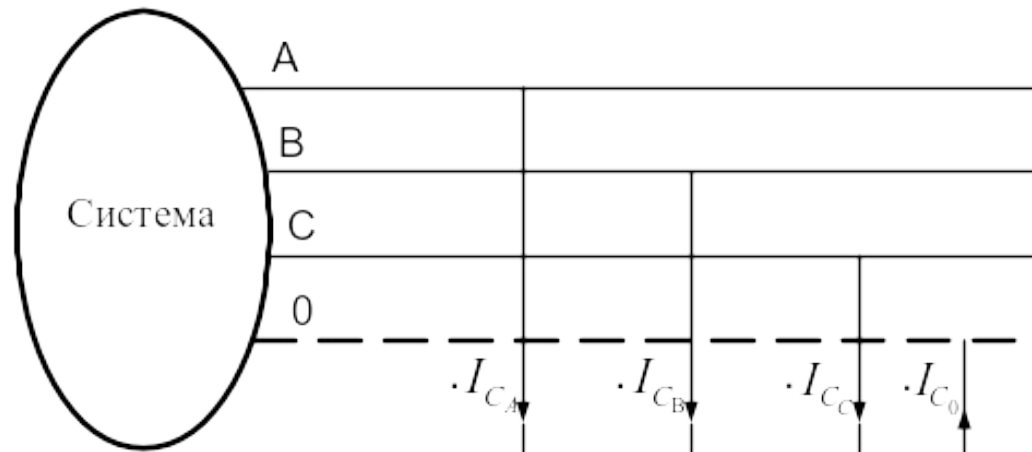
Впливи на параметри зворотної послідовності



$$\begin{aligned}
 i_2^{\text{СП}} &= -\frac{j}{3} (a^2 \cdot i_{C_{AB}} + i_{C_{BC}} + a \cdot i_{C_{CA}}) = \\
 &= \frac{1}{3} \left[-1,5 \cdot I_{C_{AB}} + 1,5 \cdot I_{C_{CA}} + j \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{C_{AB}} - \sqrt{3} \cdot I_{C_{BC}} + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{C_{CA}} \right) \right],
 \end{aligned}$$

Впливи на параметри нульової послідовності і компенсацію реактивної потужності

10



$$\begin{aligned} \dot{i}_2^{\text{СП}} &= \frac{1}{3} (\dot{i}_{C_A} + a^2 \cdot \dot{i}_{C_B} + a \cdot \dot{i}_{C_C}) = \frac{1}{3} (I_{C_A} \cdot e^{j90^\circ} + a^2 \cdot I_{C_B} \cdot e^{-j30^\circ} + a \cdot I_{C_C} \cdot e^{j210^\circ}) = \\ &= \frac{1}{3} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (I_{C_C} - I_{C_B}) + j \left(I_{C_A} - \frac{1}{2} (I_{C_B} + I_{C_C}) \right) \right], \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{i}_0^{\text{СП}} &= \frac{1}{3} (\dot{i}_{C_A} + \dot{i}_{C_B} + \dot{i}_{C_C}) = \frac{1}{3} (I_{C_A} \cdot e^{j90^\circ} + I_{C_B} \cdot e^{-j30^\circ} + I_{C_C} \cdot e^{j210^\circ}) = \\ &= \frac{1}{3} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (I_{C_B} - I_{C_C}) + j \left(I_{C_A} - \frac{1}{2} (I_{C_B} + I_{C_C}) \right) \right], \end{aligned}$$

$$\tilde{S}_1^{\text{СП}} = -jQ_1^{\text{СП}} = -j(Q_{c_{AB}} + Q_{c_{BC}} + Q_{c_{CA}})$$

Для оптимізації несиметричного режиму в чотирипровідній мережі, необхідно використовувати КУ несиметричного виконання, які дозволяють компенсувати струми зворотної та нульової послідовностей, а також обмежують величину реактивної потужності.

Критерій ефективності для вирішення задачі

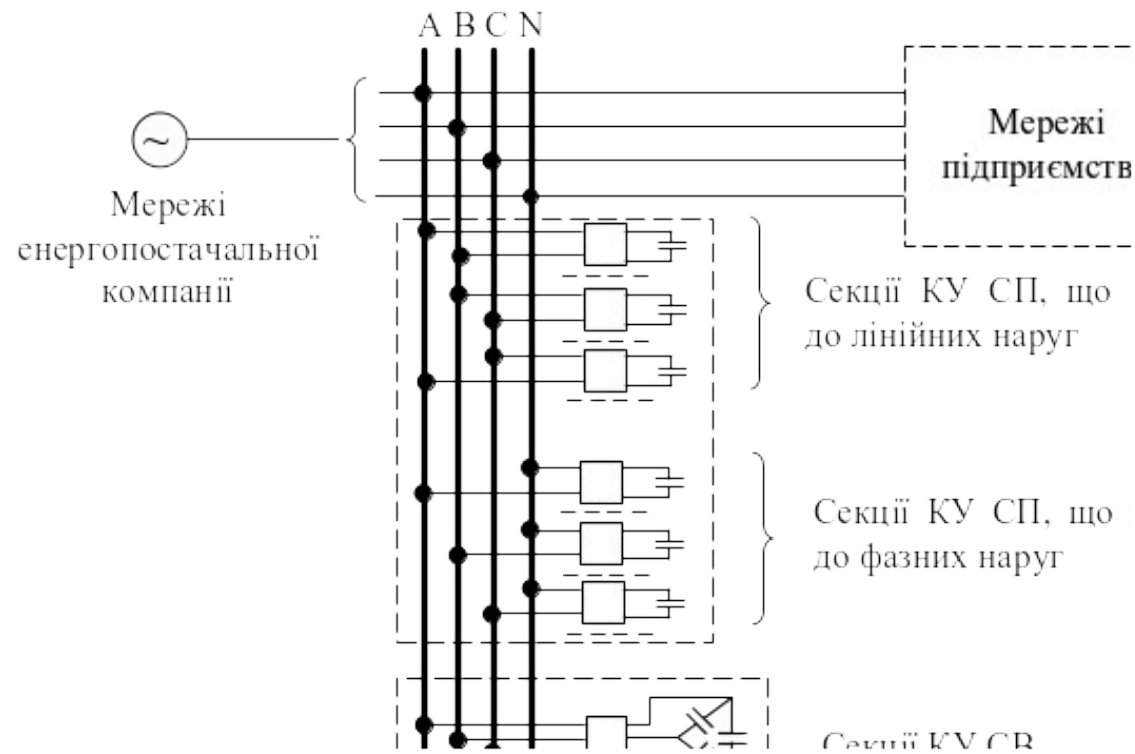
$$\Delta P_2 = 3 \cdot I_2^2 \cdot r$$

$$\Delta P_0 = I_0^2 \cdot r + I_0^2 \cdot r + I_0^2 \cdot r + (3 I_0)^2 \cdot r = 12 \cdot I_0^2 \cdot r$$

$$\Delta P_Q = \frac{Q^2}{U^2} \cdot r$$

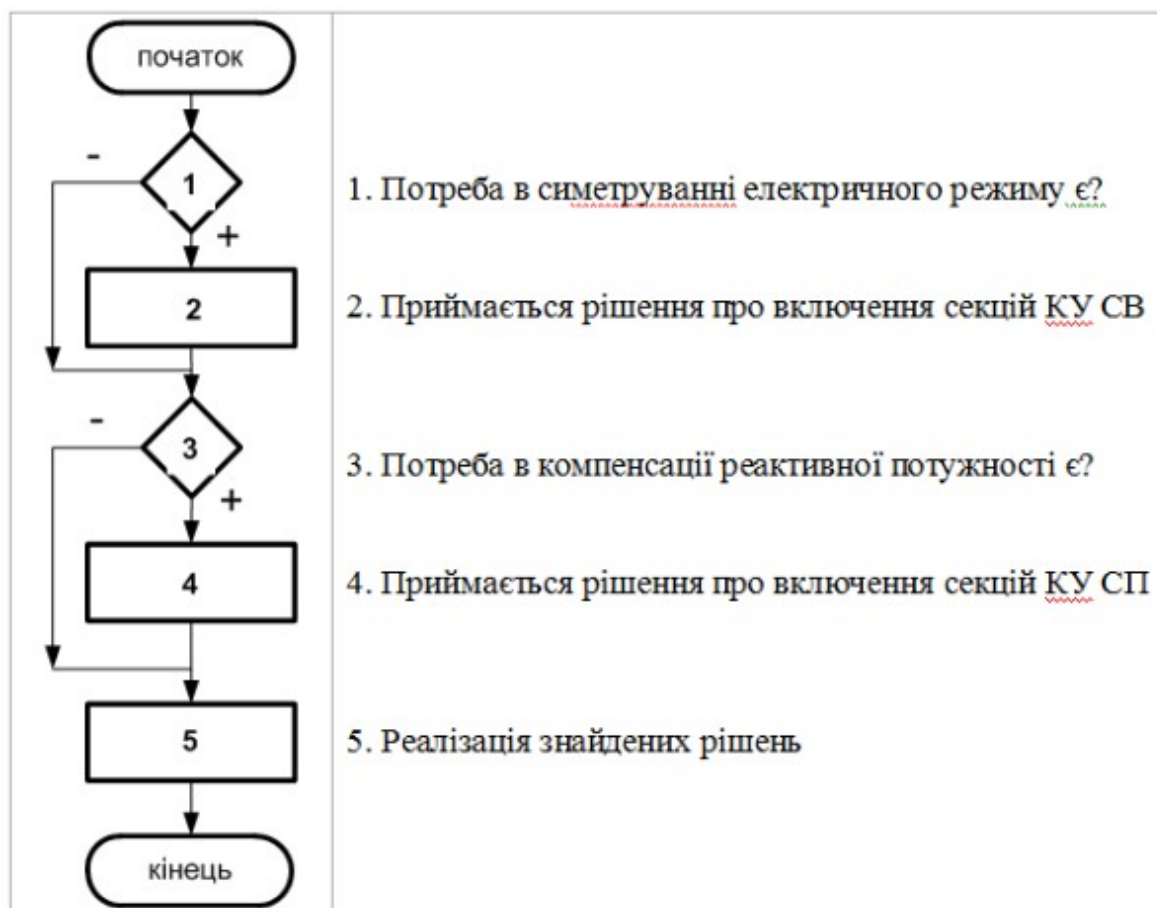
$$\Delta P_\Sigma = \Delta P_2 + \Delta P_0 + \Delta P_Q \longrightarrow \min$$

Схема електричних з'єднань КУ



Саме КУ з такою схемою електричних з'єднань дозволить компенсувати реактивну потужність та зменшити струми зворотної та нульової послідовностей.

Алгоритм розрахунку вектора керування КУ



**Математична модель для прийняття рішення із симетрування
електричного режиму**

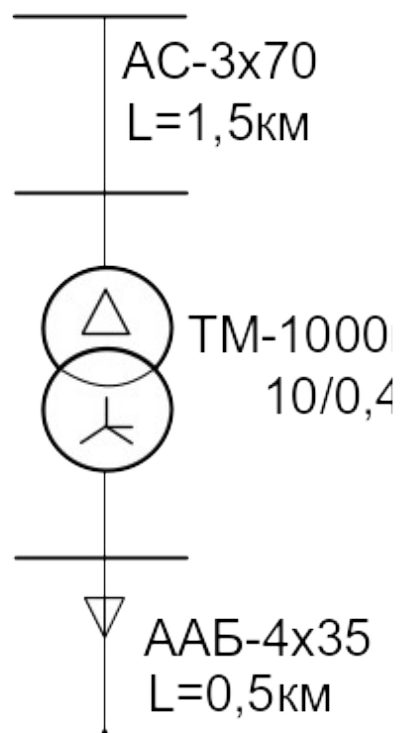
$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P' - \sum_{i=1}^n \delta \Delta P_{\Sigma i} \cdot x_i \rightarrow \min \\ x_i + \bar{x}_i = 1, \quad i = 1, 2, \dots, n \\ Q' - \sum_{i=1}^n \Delta Q_i \cdot x_i \geq 0 \\ x_i; \bar{x}_i = 1 \forall 0, \end{array} \right.$$

**Математична модель для прийняття рішення із компенсації
реактивної потужності**

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta \mathbf{Q} \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ Q' - \Delta \mathbf{Q} \mathbf{X} \geq Q_{\text{доп}} \\ x_i; \bar{x}_i \in [1, 0] \end{array} \right.$$

Тестовий приклад по виконаним дослідженням

Розрахункова схема



Параметри симетрувальних елементів СП

Секції, що підключаються до напруг	Потужності, квар
U_{AB}	5; 3; 2; 1
U_{BC}	5; 3; 2; 1
U_{CA}	5; 3; 2; 1
U_A	3; 2; 1
U_B	3; 2; 1
U_C	3; 2; 1

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

1. Впровадження розроблених заходів в системі електропостачання ПрАТ «Номінал» підвищить її економічність, надійність та безпечність
2. Оптимальним рішенням для умов, що склалися на ПрАТ «Номінал», є живлення електроприймачів підприємства від трьох двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами ТМ – 1000 кВА по кабельним лініям зовнішнього електропостачання ААБ 3×50 (лінії зв'язку РТП) та по кабельним лініям ААБ 3×35 (лінії високовольтної мережі підприємства).
3. Для зменшення активних втрат потужності в мережах 10 кВ та в трансформаторах і для забезпечення вимог енергопостачальної компанії щодо споживання реактивної потужності на низькій стороні всіх трансформаторів необхідно під'єднати БСК типу ККУ загальною потужністю 1860 квар
4. Збитки, пов'язані із несиметрією напруг, причиною виникнення якої є однофазні електроприймачі субабонентів, приєднаних до КТП 1, можуть бути без додаткових капітальних вкладень зменшені шляхом впровадження розробленої методики керування потужністю встановлених БСК.
5. За умови, що тариф на електроенергію 3,48 грн/кВт*год, собівартість електроенергії для ПрАТ «Номінал» при впровадженні розроблених заходів становить 3,56. грн/кВт*год.

Наукова новизна одержаних результатів. Запропоновано ряд технічних рішень, що поліпшують техніко-економічні характеристики системи електропостачання ПРАТ «Номінал» та підвищують ефективність конденсаторних установок.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що реалізація отриманих результатів підвищить ефективність роботи електрообладнання, зменшить активні втрати та поліпшить якість електроенергії в системі електропостачання.