

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

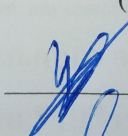
Підвищення ефективності системи електропостачання товариства з
обмеженою відповідальністю «ABIC», місто Вінниця

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕМ-23м
Освітня програма: «Енергетичний
менеджмент»

(назва ОП)

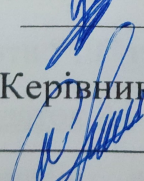
Спеціальність 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханік

(цифр і назва спеціальності)

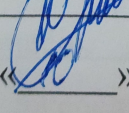
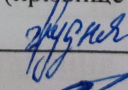
 Цибульський Є. М.

(прізвище та ініціали)

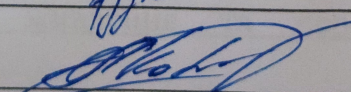
Керівник: Ph.D., доц. каф. ЕСЕЕМ

 Лобода Ю. В.

(прізвище та ініціали)

«»  2024 р.

Опонент

 Андрия КОВАЛЬ

(прізвище та ініціали)

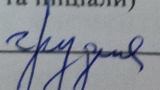
«16»  2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

проф. Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

«16»  2024 р

Вінниця – 2024 року

Вінницький національний технічний університет

Факультет Електроенергетики та електромеханіки

Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма – Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕМ

проф. М. Й. Бурбело

“ 17 ” 09 2024 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Цибульському Євгенію Миколайовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Підвищення ефективності системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю «АВІС», місто Вінниця

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

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року №310

2. Термін подання студентом роботи “10” грудня 2024 року

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

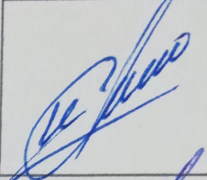
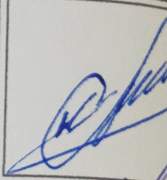
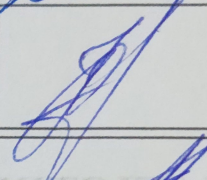
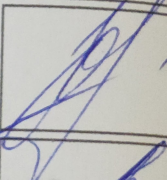
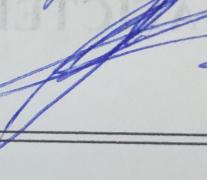
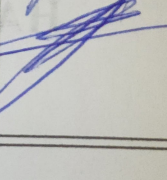
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Побудувати математичні моделі для визначення розрахункових потужностей та вибору елементів СЕП підприємства. Розробити схему та доцільність використання когенераційної установки на підприємстві. В економічній частині визначити собівартість електроенергії на підприємстві. Розробити заходи з охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Зробити висновки по роботі.

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

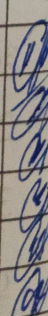
Генплан підприємства. Однолінійна схема електропостачання. Креслення спеціальної частини роботи.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 17.вересня.2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	П
1	Характеристика закладу	30.09.24	
2	Синтез зовнішньої СЕП	10.10.24	
3	Науково дослідна частина	25.10.24	
4	Економічна частина	22.11.24	
5	Охорона праці	29.11.24	
6	Графічна частина	04.12.24	

Студент

(підпис)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

(підпис)

Нормоконтроль

(підпис)

Цибульський С. М.

(прізвище та ініціали)

Лобода Ю. В.

(прізвище та ініціали)

Лобода Ю. В.

(прізвище та ініціали)

АНОТОЦІЯ

Цибульський Є. М. Підвищення ефективності системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю «АВІС», місто Вінниця. МКР. Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Вінниця : ВНТУ, ФЕЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2024. – 99 с.

У роботі проведено аналіз існуючого стану системи електропостачання підприємства, виявлено основні недоліки та запропоновано заходи для їх усунення. Особливу увагу приділено вдосконаленню резервного живлення, що є критичним в умовах нестабільного енергопостачання, а також впровадженню заходів енергозбереження.

Результати дослідження демонструють зниження енергетичних витрат, підвищення надійності електропостачання та скорочення екологічних наслідків. Практична значущість роботи полягає у можливості використання запропонованих рішень для модернізації системи електропостачання ТОВ "Авіс" та їх адаптації до інших підприємств.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: система електропостачання, електропостачання, когенерація, когенераційні установки.

ANNOTATION

Tsybulsky E. M. Increasing the efficiency of the power supply system of the limited liability company "AVIS", Vinnytsia city. MKR. Specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics. - Vinnytsia: VNTU, FEEEM, Department of ESEEM, 2024. - 99 p.

The paper analyzes the current state of the enterprise's power supply system, identifies the main shortcomings and proposes measures to eliminate them. Particular attention is paid to improving backup power, which is critical in conditions of unstable power supply, as well as the implementation of energy saving measures.

The results of the study demonstrate a decrease in energy costs, an increase in the reliability of power supply and a reduction in environmental impacts. The practical significance of the work lies in the possibility of using the proposed solutions to modernize the power supply system of LLC "AVIS" and their adaptation to other enterprises.

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

Keywords: power supply system, power supply, cogeneration, cogeneration plants.

ЗМІСТ

ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО	11
1.1 Короткий опис технологічного процесу	11
1.2 Відомості про електроспоживачів та їх характеристика	14
РОЗДІЛ 2 ВИКОРИСТАННЯ ЗАСОБІВ САПР ДЛЯ ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ.....	16
2.1 Розрахунок електричних навантажень.....	16
2.2 Вибір схеми живлення підприємства зовнішнього електропостачання	19
2.3 Конструктивне виконання мережі 10 кВ підприємства	27
2.4 Використання засобів САПР для вибору лінії живлення	34
2.5 Застосування засобів САПР для вибору перерізу внутрішньозаводської мережі	37
РОЗДІЛ 3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «АВІС».....	43
3.1 Впровадження когенераційної установки на підприємстві	43
3.2 Характеристика когенераційної установки	45
3.3 Визначення собівартості електроенергії КГУ	47
РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ.....	51
4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання.....	51
4.2 Розрахунок поточних витрат.....	53
4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі	53
4.2.2 Розрахунок витрат по заробітній платі	56
4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються.....	59

4.2.4	Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат.....	61
4.3	Розрахунок собівартості електроенергії	63
4.3.1	Розрахунок річного споживання і витрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію	63
4.3.2	Розрахунок собівартості електроенергії	66
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ		68
5.1	Технічні рішення з безпечної організації будівельно-монтажних робіт на об'єкті	68
5.1.1	Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць під час робіт на комутаційних апаратах і комплектному розподільчому устаткуванні.....	68
5.1.2	Електробезпека	69
5.2	Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	71
5.2.1	Мікроклімат	71
5.2.2	Склад повітря робочої зони.....	72
5.2.3	Виробниче освітлення	73
5.2.4	Виробничий шум.....	73
5.2.5	Виробничі вібрації	75
5.2.6	Психофізіологічні фактори	75
ВИСНОВОК.....		78
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....		79
Додаток А.....		83
Додаток Б – Генплан підприємства		88
Додаток В – Однолінійна схема підприємства		89
Додаток Г – Зовнішній вигляд КГУ		90

Додаток Д – Розподільчий пристрій КГУ	91
Додаток Е – Залежність собівартості електроенергії від використаної теплової енергії	92
Додаток Є – Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	93
Додаток Ж – Презентаційні матеріали.....	94

ВСТУП

Актуальність теми. Ефективна система електропостачання є основою стабільної роботи сучасних підприємств, зокрема в умовах підвищених вимог до надійності енергозабезпечення, енергоефективності та екологічної відповідальності. ТОВ "Авіс", як підприємство, що динамічно розвивається, зіштовхується з необхідністю адаптації своєї енергетичної інфраструктури до сучасних викликів, включаючи зростання енергетичних навантажень, ризики перебоїв у електропостачанні та потребу в зменшенні витрат на енергоресурси.

В умовах енергетичної кризи, спричиненої як глобальними економічними змінами, так і військовою агресією Росії проти України, стабільність енергозабезпечення набуває стратегічного значення. Перебої в електропостачанні та часті обмеження споживання електроенергії змушують підприємства шукати нові шляхи для підвищення енергоефективності та забезпечення незалежності від зовнішніх постачальників енергії. Тому використання когенераційних установок для забезпечення автономного живлення є актуальною задачею.

Метою цієї магістерської роботи є розробка технічних і організаційних заходів для підвищення ефективності системи електропостачання ТОВ "Авіс". Для цього необхідно провести комплексний аналіз існуючої системи енергозабезпечення підприємства, визначити основні проблеми та шляхи їх вирішення. Особливу увагу буде приділено інтеграції сучасних технологій, таких як когенераційні установки, автоматизовані системи управління енергоспоживанням та енергозбереження, а також оптимізації структури мережі 10 кВ.

Очікується, що впровадження запропонованих заходів дозволить не лише знизити витрати підприємства на енергоресурси, але й підвищити надійність електропостачання, забезпечити відповідність нормативним вимогам та сприяти сталому розвитку компанії.

Таким чином, актуальність цієї роботи обумовлена як сучасними викликами енергетичного сектору, так і необхідністю підвищення конкурентоспроможності підприємств через впровадження енергоефективних технологій.

Об'єкт дослідження – система електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю «Авіс».

Предмет дослідження – є методи та засоби автоматизованого проектування.

Наукова новизна. Запропоновано техніко-економічно обґрунтоване рішення щодо впровадження когенераційної установки на підприємстві, яка одночасно забезпечує виробництво електричної та теплової енергії.

Методи досліджень. У роботі буде використано сучасні методики моделювання електроенергетичних систем, економічного аналізу та технічної оптимізації. Результати дослідження матимуть практичне значення для подальшої модернізації енергетичної інфраструктури ТОВ "Авіс" і можуть бути застосовані для інших підприємств аналогічного типу.

Практична цінність. Практична цінність дослідження полягає у підвищенні надійності та енергоефективності системи електропостачання ТОВ "Авіс" через оптимізацію її структури, впровадження енергоефективного обладнання та сучасних підходів до управління енергоспоживанням. Це сприятиме зниженню енергетичних витрат, забезпеченню стабільності роботи підприємства навіть у кризових умовах, скороченню екологічних наслідків та створенню можливості адаптації запропонованих рішень на інших підприємствах.

Публікація по темі роботи:

Ю. В. Лобода, Є. М. Цибульський. Дослідження впливу вищих гармонік на конденсаторні установки// LIII Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2024) Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2024/paper/view/19542> .

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

Підприємство ТОВ «АВІС» - великий виробник високоякісних легких маргаринів, олії, майонезів та безалкогольних напоїв. Підприємство почало свою роботу у 1991 році в місті Вінниця.

1.1 Короткий опис технологічного процесу

Одним із напрямків підприємства є виробництво брускових та м'яких маргаринів.

Виробництво брускових і м'яких маргаринів здійснюють безперервним або періодичним способом, що включає наступні основні стадії:

- підготовка жирової сировини. Зберігання та темперування рафінованих дезодорованих олій та жирів;
- підготовка молока;
- підготовка емульгаторів та інших нежирових компонентів;
- приготування емульсії;
- одержання маргарину, переохолодження, кристалізація маргаринової емульсії. Механічна (пластична) обробка маргарину;
- розфасовка, пакування, штабелювання готової продукції.

Підготовка рослинних олій, жирів та вершкового масла. Рафіновані дезодоровані жири і олії зберігають у баках жиро-сховища окремо за видами не більше 24 год. Для запобігання окисленню рафінованих дезодорованих олій та жирів рекомендується їх зберігати в атмосфері інертного газу – азоту чи діоксиду вуглецю.

Вершкове масло звільняють від тари та завантажують у камеру з плавильним конусом. Температура розплавленого масла має бути в межах 40-45 °С. Однорідність консистенції розплавленої олії підтримується за допомогою мішалки або насоса шляхом рециркуляції.

Підготовка емульгаторів. Для рівномірного розподілу та підвищення ефективності дії емульгаторів дистильовані моногліцериди розчиняють у рафінованій дезодорованій олії у співвідношенні 1:10 при температурі 80-85 °С. У цей розчин при температурі 55-60 °С додають м'які моногліцериди, після чого при необхідності вводять фосфатидний концентрат в кількості, передбаченій рецептурами. Комплексний емульгатор, який застосовується замість композиції моногліцеридів, розчиняють у рафінованій дезодорованій олії у співвідношенні 1:15 при температурі 65-75 °С. Якщо використовують імпортований емульгатор, його розчиняють у рафінованій дезодорованій олії у співвідношенні 1 : 10 при температурі 48-55°С.

Підготовка фарбників, вітамінів, ароматизаторів. Для надання м'яким маргаринам кольору застосовують масляні розчини натурального бета-каротину, виділеного з моркви, гарбуза, пальмової олії, мікробіологічного бета-каротину, барвників куркуми та насіння аннато. Барвники та вітаміни розводять у дезодорованій олії. Ароматизатори вводять безпосередньо в жирову або водно-молочну фази маргарину.

Підготовка молока та вторинних молочних продуктів. Молоко коров'яче незбиране пастеризують, а потім охолоджують до температури 23-25 °С.

Сквашування молока здійснюють біологічним шляхом або кислотною коагуляцією.

При використанні сухого молока його розбавляють водою з розрахунку отримання не менше 8,5% знежирених сухих речовин готовому розчині.

При використанні вторинних молочних продуктів розчиняють їх при перемішуванні у воді у співвідношенні 1:3 - для сухої молочної сироватки; 1:6 - для сироваткових білкових концентратів (КСБ). Отримані розчини нагрівають до температури 85-90 °С 60-65 °С відповідно, витримують протягом 30 хв, охолоджують і подають у видаткові ємності на виробництво.

Підготовка лимонної кислоти та водорозчинних ароматизаторів. Лимонну кислоту використовують у вигляді 1-10%-ного водного розчину, який одночасно вводять водорозчинні ароматизатори.

Підготовка солі, цукру, консервантів та крохмалю. Сіль використовують у вигляді насиченого розчину 24-26%-ної концентрації.

Цукор або підсолоджувачі використовують при виробництві м'яких десертних маргаринів у вигляді водного розчину 30%-ної концентрації.

Консерванти (бензойну, сорбінову кислоти, бензоат натрію) використовують у м'яких низькожирних маргаринах при введенні молока, особливо в літній період і при підвищених температурах зберігання. Консерванти розчиняють у воді у співвідношенні 1:2.

Крохмаль спочатку розчиняють у холодній воді у співвідношенні 1: 2, потім заварюють гарячою водою до співвідношення 1: 20, витримують 30 хв, охолоджують і передають у витратну ємність.

Приготування емульсії. Компоненти маргарину відповідно до рецептури змішують у вертикальному циліндричному змішувачі, в якому відбувається також попереднє емульгування. Усередині змішувача знаходиться гвинтова мішалка з частотою обертання 59,5 об/хв. До корпусу змішувача прикріплені відбійники, які дозволяють суміші закручуватися по ходу обертання. Змішувач має водяну сорочку. Продукт надходить через штуцер та виходить через спускний патрубок. Груба емульсія із змішувача надходить потім в емульгатор відцентрового типу, робочим органом якого є два обертові і два нерухомі диски, в простір між якими надходить емульсія. Диски обертаються зі швидкістю 1450 об/хв., забезпечуючи інтенсивне диспергування емульсії до розміру частинок діаметром 6-15 мкм.

Після емульгатора маргаринова емульсія, пройшовши через зрівняльний бак з насосом високого тиску, подається в переохолоджувач, який є одним з основних апаратів для одержання маргаринової продукції та забезпечує емульгування, охолодження та механічну обр.

1.2 Відомості про електроспоживачів та їх характеристика

Оскільки біля території підприємства ТОВ "Авіс" проходить лінія електропередачі напругою 110 кВ, було прийнято оптимальне технічне рішення забезпечити основне електропостачання підприємства шляхом встановлення головної понижувальної підстанції класу напруги 110/10 кВ. Такий підхід дозволяє не лише забезпечити необхідний рівень енергозабезпечення, але й створити основу для надійної роботи підприємства, враховуючи його виробничі потреби та перспективу розвитку.

Підприємство ТОВ "Авіс" відноситься до другої категорії надійності електропостачання, що передбачає підвищені вимоги до безперебійності подачі електроенергії. З метою забезпечення резервного живлення було передбачено підключення на напрузі 10 кВ від підстанції ПС 110/35/10 "Південна". Таке рішення гарантує можливість швидкого відновлення живлення у разі виникнення аварійних ситуацій на основній лінії.

Резервування електропостачання є ключовим елементом для підприємств другої категорії, адже воно дозволяє уникнути тривалих простоїв у роботі обладнання та мінімізувати ризики, пов'язані з перебоями в електропостачанні. Таким чином, передбачені заходи повністю відповідають нормативним вимогам та спрямовані на забезпечення високого рівня надійності електропостачання.

Для реалізації проекту також необхідно врахувати технічні умови підключення, зокрема дотримання вимог з безпеки, узгодження проектних рішень із відповідними енергопостачальними організаціями та проведення необхідних будівельно-монтажних робіт.

Детальні розрахунки та технічна документація з реалізації цього проекту будуть виконані у повній відповідності до чинних стандартів та правил у сфері енергетики, що забезпечить довговічність, економічність та ефективність системи електропостачання підприємства.

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження підприємства

Споживачі	Р _н кВт
1. Завод полімерного упакування	375
2. Цех (друкарня)	240
3.Завод безалкогольних напоїв	690
4.Очисні споруди	360
5.Очисні споруди	360
6.Котельня	390
7.Склад № 1	187
8.Склад № 2	187
9.Склад № 3(гот.прод)	240
10.Склад № 4(гот.прод)	255
11.Олієочисний завод	540
12.Цех фасування олії	345
13.Цех по виробництву майонезу	270
14.Холодильно компресорна станція	405
15.Завод по виготовленню печива	375

РОЗДІЛ 2

ВИКОРИСТАННЯ ЗАСОБІВ САПР ДЛЯ ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

2.1 Розрахунок електричних навантажень

Розрахунок електричних навантажень підприємства проводимо методом коефіцієнтів використання та попиту.

Методика розрахунку електричних навантажень методом коефіцієнтів використання (K_v) і попиту (K_p) є одним із найпоширеніших підходів у практиці проектування електропостачання. Цей метод базується на оцінці активної потужності споживачів і врахуванні характеру їх роботи впродовж доби або іншого періоду. Нижче наведено основні етапи розрахунку:

1. Збір вихідних даних

Перед початком розрахунку необхідно зібрати наступну інформацію:

- Перелік електричних споживачів: устаткування, машини, пристрої тощо.
- Паспортні дані обладнання: номінальні потужності (P_n), напруги, типи споживачів (активне або реактивне навантаження).
- Графіки роботи: режим роботи споживачів (тривалий, короткочасний, періодичний).

2. Визначення розрахункових параметрів

Коефіцієнт використання (K_v): Коефіцієнт використання характеризує середнє завантаження обладнання щодо його номінальної потужності.

Коефіцієнт попиту (K_p): Коефіцієнт попиту визначає максимально можливе навантаження у розрахунковий період щодо суми номінальних потужностей усіх споживачів.

3. Розрахунок активного та реактивного навантаження.

Для врахування частки освітлювального навантаження використаємо метод питомого навантаження.

Розрахунок електричних навантажень освітлювальних мереж методом питомого навантаження є зручним і ефективним для визначення потужності освітлювальних пристроїв у приміщеннях або на територіях. Цей метод базується на використанні питомої потужності освітлення, яка виражається в ватах на квадратний метр площі ($\text{Вт}/\text{м}^2$).

Результат моделювання розрахунку навантажень наведено в таблиці 2.1
Основні результати розрахунку:

- Повна середня потужність підприємства складає $S_{\text{сум}} = 3574$ кВА;
- Загальна площа цехів складає 24101 м^2 ;
- Повна розрахункова потужність навантаження складає $S_{\text{рsum}} = 3758$ кВА.

Таблиця 2.1 – Розрахунок навантаження підприємства

Дані сили							Розрахунок навантаження освітлювальної мережі							Середні нав-ня			Розрах. нав-ня			Ko =
№	Цех	P _н , кВт	cos	tg	K _п	K _в	Площа, м ²	K _{п0}	P _{пит} , Вт/м ²	K _п ра	tg0	Q _{m0} , квар	P _{p0} , кВт	P _с , кВт	Q _с , квар	S _с , кВА	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	I _р , А
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Завод полімерного упакування	375	0,8	0,75	0,40	0,5075	840	0,85	0,016	1,2	0,43	5,89	13,71	204	149	252	218	155	267	406
2	Цех (друкарня)	240	0,8	0,75	0,45	0,3625	1056	0,6	0,012	1,1	0,43	3,60	8,36	95	69	118	104	72	127	192
3	Завод безалкогольних напоїв	690	0,8	0,75	0,50	0,5075	1936	0,85	0,012	1,2	0,43	10,19	23,70	374	273	463	398	283	488	741
4	Очисні споруди	360	0,76	0,86	0,90	0,6525	1763	0,85	0,014	1,2	0,43	10,83	25,18	260	212	335	285	223	362	550
5	Очисні споруди	360	0,76	0,86	0,90	0,3625	960	0,85	0,012	1,2	0,43	5,05	11,75	142	117	184	154	122	196	298
6	Котельня	390	0,8	0,7	0,6	0,36	720	1	0,01	1,2	0,4	6,32	14,69	156	112	192	171	119	208	316
7	Склад № 1	187,5	0,5	1,73	0,35	0,3625	2240	0,85	0,016	1,2	0,43	15,72	36,56	105	133	170	141	149	205	312
8	Склад № 2	187,5	0,7	1,02	0,35	0,3625	800	0,85	0,015	1,2	0,43	5,26	12,24	80	75	110	92	80	122	186
9	Склад № 3(гот.прод)	240	0,8	0,75	0,40	0,3625	6064	0,85	0,015	1,2	0,43	39,90	92,78	180	105	208	273	145	309	469
10	Склад № 4(гот.прод)	255	0,8	0,75	0,40	0,3625	950	0,6	0,012	1,1	0,43	3,24	7,52	100	73	124	107	76	132	200
11	Оліє-очисний завод	540	0,6	1,33	0,56	0,6525	4600	0,85	0,015	1,2	0,43	30,26	70,38	423	500	655	493	530	724	1100
12	Цех фасування олії	345	0,8	0,75	0,56	0,3625	400	0,6	0,01	1,2	0,43	1,24	2,88	128	95	159	131	96	162	247
13	Цех по виробництву майонезу	270	0,8	0,75	0,46	0,435	420	0,6	0,012	1,1	0,43	1,43	3,33	121	90	150	124	91	154	234
14	Холодильно-компресорна станція	405	0,9	0,48	0,40	0,6525	336	0,85	0,017	1,2	0,43	2,51	5,83	270	130	300	276	133	306	465
15	Завод по виготовленню печива	375	0,76	0,86	0,60	0,29	1016	0,85	0,016	1,2	0,43	7,13	16,58	125	100	160	142	107	178	270
	Всього по підприємству	5220					24101					148,56	345,48	2778	2248	3574	2985	2284	3758	217

Відповідно до заводу виробника Рівненського заводу високовольтної апаратури [9] використаємо комплектні трансформаторні підстанції блочного типу КТПБР.

КТПБР загалом розглядаються як споруди, будівництво та монтаж яких виконуються у кожному випадку на підставі проекту та прив'язки, виконуваних проектною організацією із застосуванням наведених у цій роботі інформаційних матеріалів, вказівок та рекомендацій.

Технічна інформація містить відомості про:

- а) транзитним КТПБР 35кВ за схемою містка з вимикачами в перемичці та ланцюгах ліній;
- б) КТПБ 35кВ з однією робочою секційованою вимикачем системою шин;
- в) тупиковим та відгалужуючим КТПБР 35, 110, 150 кВ за блочними схемами;
- г) транзитним КТПБР 110кВ, 150кВ за схемою містків із вимикачами у ланцюгах ліній;
- д) КТПБР 110 та 220 кВ за схемами зі збірними шинами;
- е) тупиковим та відгалужуючим КТПБР 220кВ за блочними схемами;
- ж) транзитним КТПБР 220кВ за схемою містка з вимикачем у перемичці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів та в ланцюгах ліній.

КТПБР призначені для прийому, перетворення та розподілу електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц та використовуються для електропостачання промислових та комунальних споживачів, сільськогосподарських районів та великих будівель, а також на стороні 110кВ великих мережевих підстанцій та, за відповідних умов, на електричних станціях.

КТПБР, призначені для роботи в умовах кліматичного виконання У та УХЛ категорії розміщення 1 за ГОСТ15150-69 та ГОСТ15543.1-89. Температура навколишнього повітря не вище плюс 40 ° С і не нижче мінус 45 °

С (для виконання У1) і не нижче мінус 60 ° С (для виконання УХЛ1), висота над рівнем моря до 1000 м-коду.

Максимальний швидкісний нормативний тиск вітру 65 кГс/м² (650Н/м²)) на висоті до 10 м від поверхні землі при повторюваності 1 раз на 15 років. Для поставок у райони з холодним кліматом: максимальний швидкісний нормативний натиск вітру 80 кГс/м² (800Н/м²)) на висоті до 10 м від поверхні землі при повторюваності 1 раз в 25 років.

Нормативна товщина стінки ожеледиці на висоті 10 м над поверхнею землі 34мм при повторюваності 1 раз на 15 років. Для постачання в райони з холодним кліматом: нормативна товщина стінки ожеледиці на висоті 10м над поверхнею землі 25мм при повторюваності 1 раз на 25 років. Ізоляція обладнання блоків відкритих розподільчих пристроїв (ВРП) 220, 150, 110 та 35кВ, прохідні ізолятори 10кВ передбачають експлуатацію КТПБР у районах з І(А), ІІ*(Б) та ІІІ ступенем забруднення за ГОСТ 9920-89. Навколишнє середовище невибухонебезпечне, не що містить струмопровідного пилу, агресивних газів і парів, що руйнують метал та ізоляцію. Тип атмосфери ІІ згідно з ГОСТ15150-69.

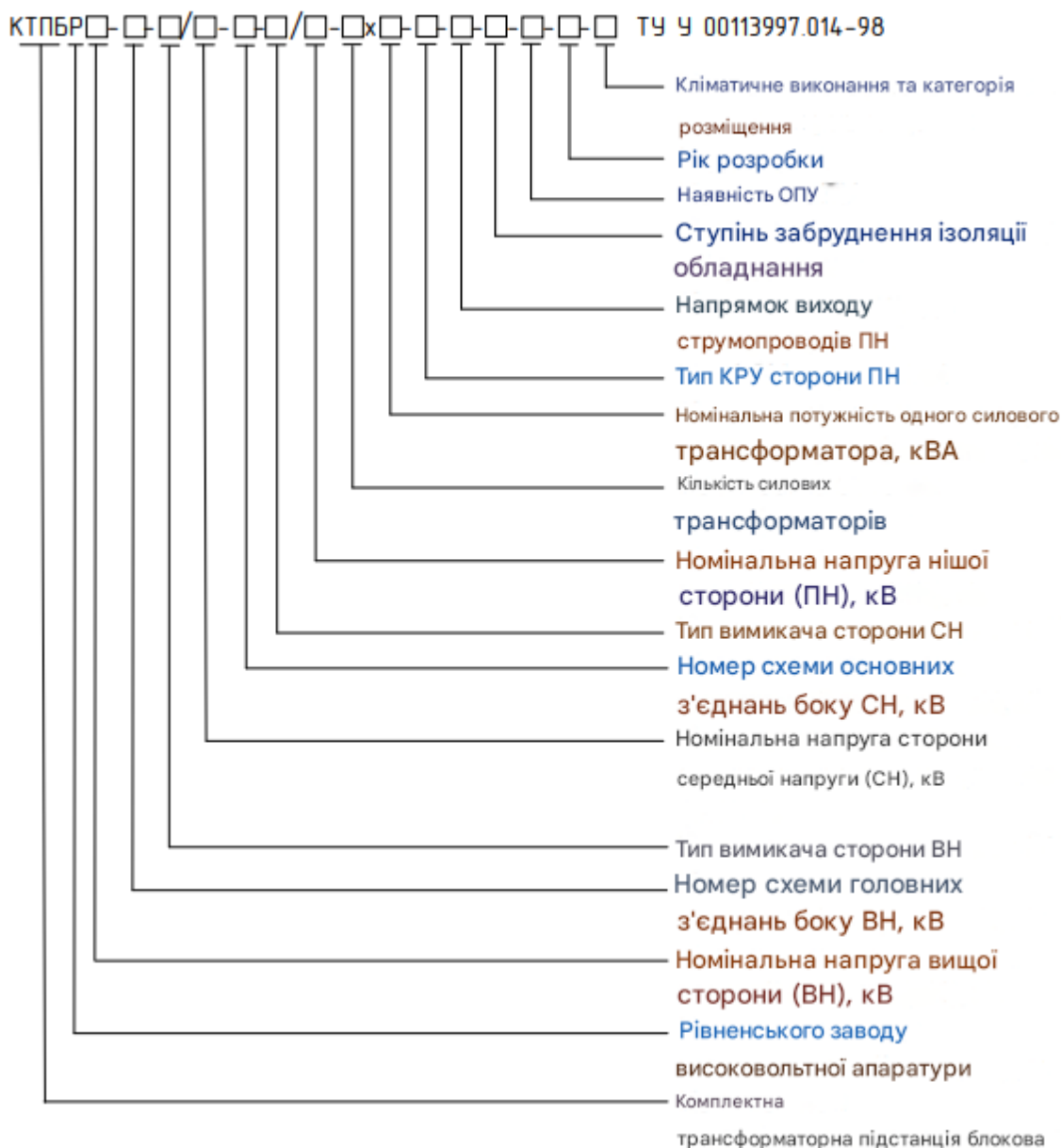


Рисунок 2.5 – Умовне позначення КТПБР та його розшифровка

Для живлення на напрузі 110 кВ обираємо схему РУ-110 кВ 110-3Н Блок (лінія-трансформатор) з вимикачем

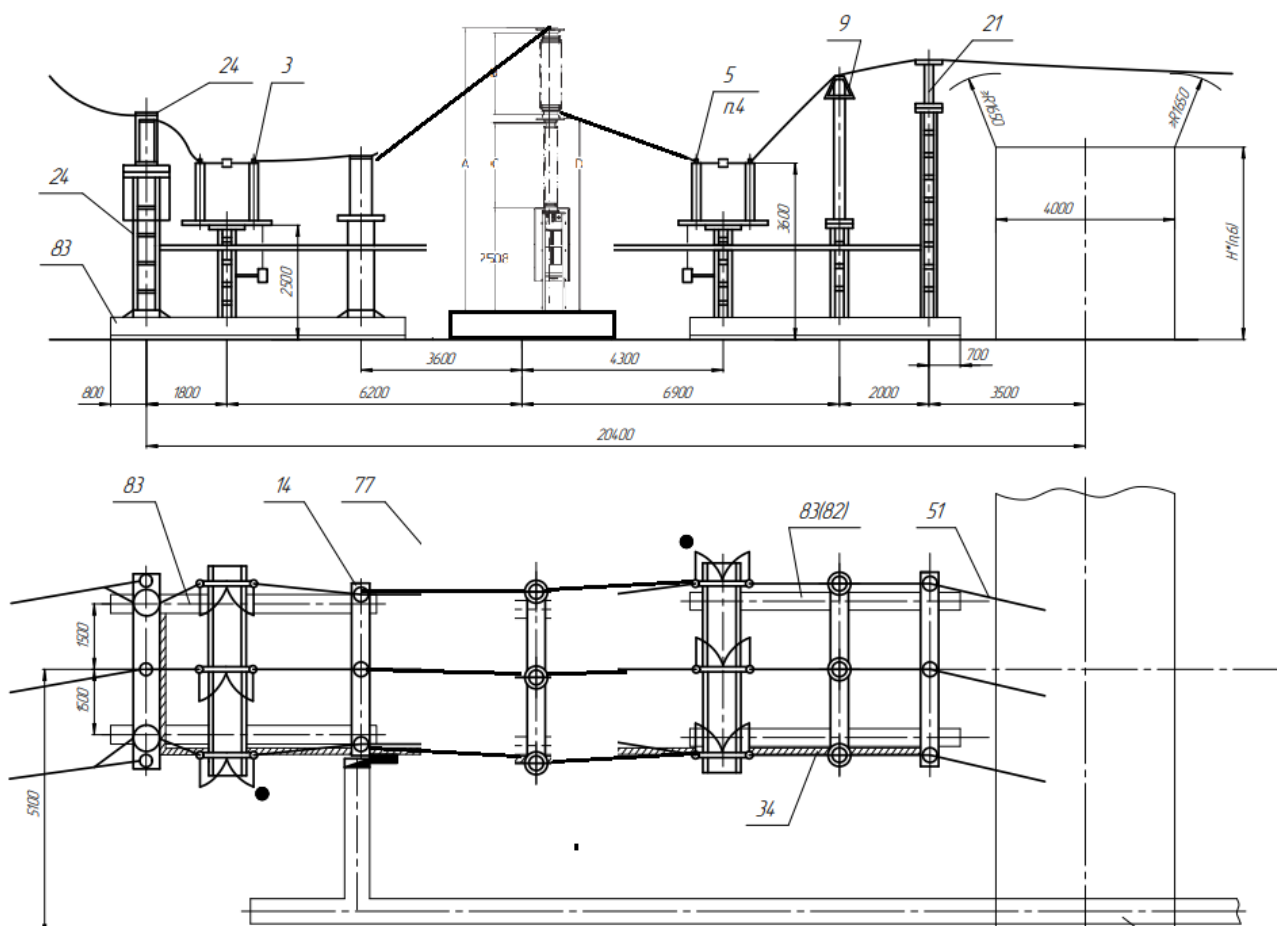


Рисунок 2.6 – Конструктивне виконання РУ-110 кВ трансформаторної підстанції ГПП

На вводі силового трансформатора 110 кВ передбачено елегазовий вимикач компанії ABB типу LTB145 D1/B.

Конструктивні особливості та переваги вимикачів серії LTB[<http://eknis.net/uploads/files/sf6-switch.pdf>] Експлуатаційна надійність та термін служби елегазового вимикача багато в чому залежить від забезпечення надійної герметизації обсягу з елегазом та нейтралізації впливу вологості та продуктів розкладання газу всередині камери.

- Ризик витоку газу незначний завдяки застосуванню подвійних кільцевих та хрестоподібних ущільнень із нітрильного каучуку.

- У кожній дугогасильній камері міститься абсорбційний фільтр (дисикант), який поглинає вологу та продукти розкладання.

- Оскільки відключаюча здатність залежить від щільності елегазу, вимикач LTB обладнаний монітором щільності, який представляє реле тиску з

температурною компенсацією, тому попереджувальний сигнал і функція блокування включаються тільки в тому випадку, при зниженні тиску через витік електричного газу.

Конструкція відповідає вимогам стандартів MEK та ANSI. Крім того, існують спеціальні конструкторські рішення, що відповідають вимогам інших стандартів та/або специфікацій.

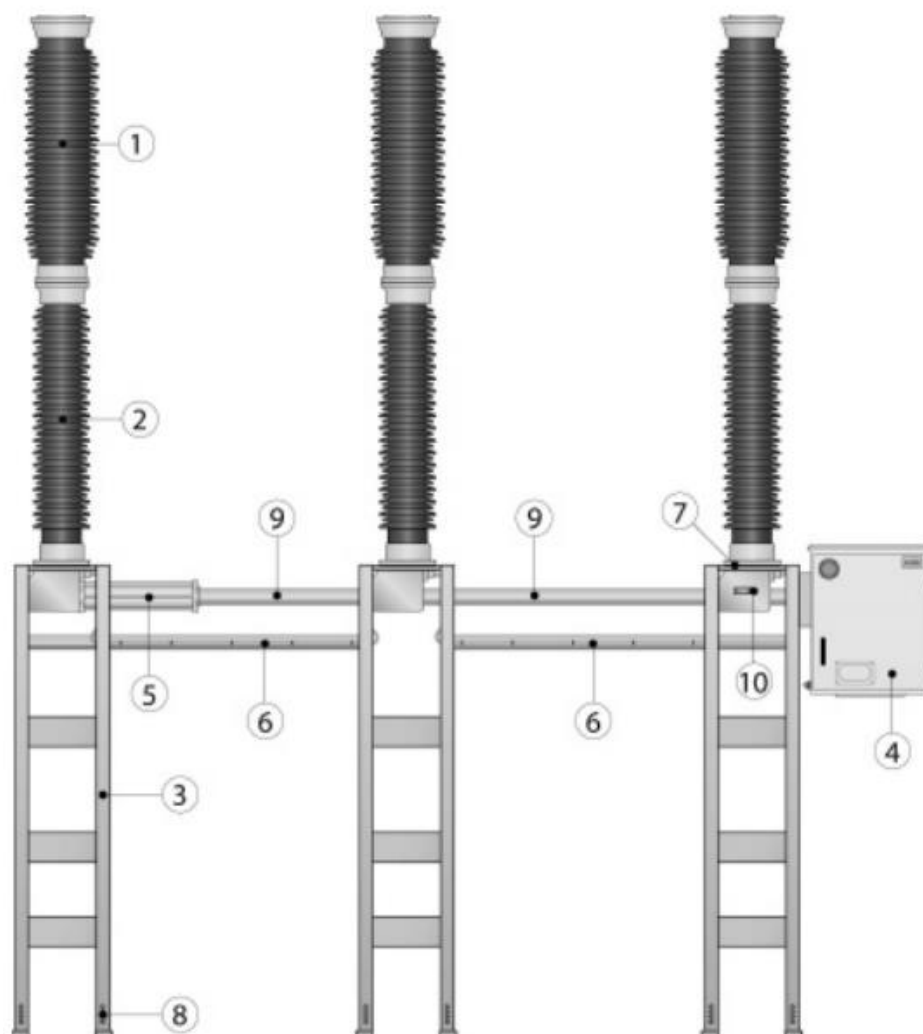


Рисунок 2.7 – Вимикач типу LTB D 1. 1. Дугогасна камера; 2. Опорний ізолятор; 3. Опорна стійка; 4. Шафа керування з приводом BLK; 5. Пружина, що відключає; 6. Газові трубки у захисному коробі; 7. Монітор густини газу (з протилежного боку); 8. Отвори для приєднання заземлення; 9. Сполучна тяга у захисній трубі; 10. Вказівник положення вимикача

Здатність до комутації струмів

Усі вимикачі типу LTB здатні відключати струми КЗ протягом максимум 40 мс. Ми можемо також гарантувати відключення ємнісних струмів без повторних пробоїв завдяки оптимізації конструкції контактів та швидкості їх руху.

При відключенні індуктивних струмів величина перенапруг невелика завдяки оптимальному гасінню дуги при переході струму через нульове значення.

Діелектрична міцність

Вимикач LTB має високу діелектричну міцність навіть при атмосферному тиску елегазу внаслідок оптимізації розміру міжконтактного проміжку та високої діелектричної міцності елегазу.

Керована комутація

Вимикачі LTB також можна використовувати в режимі з керованою комутацією, застосувавши пристрій, що поставляється окремо комутацією типу Switchsync™. Додаткову інформацію наведено в розділі О-1 «Комутація, що керується».

Стабільність часу спрацьовування

Для керованої комутації особливо важливо, щоб часи операцій включення та вимкнення мали постійні значення. Ми можемо гарантувати точність витримки часу ± 1 мс для всіх вимикачів LTB.

Стійкість до кліматичних впливів факторів

Вимикачі LTB призначені та застосовуються для роботи в різних кліматичних умовах, полярних до пустельних. При встановленні вимикачів у зонах з екстремальними температурами існує небезпека конденсації елегазу. Щоб уникнути її наслідків, застосовують одну з наступних газових сумішей:

Корозійна стійкість

Вибір алюмінію та його сплавів для виготовлення компонентів (корпуси приводів, високовольтні апаратні висновки, шафи) забезпечують високий рівень корозійної стійкості без необхідності додаткового захисту. Для експлуатації в екстремальних зовнішніх умовах вимикачі серії LTB можуть

поставлятися із захисними лакофарбовими покриттями. Опорна конструкція та захисні труби для тяг механізмів керування виконані із сталі з гарячим цинкуванням.

Сейсмостійкість

Усі вимикачі типу LTB мають механічно міцну конструкцію завдяки оптимізації конструкції полюсів та опор, розрахованих на стійкість до сейсмічних прискорень до 3 м/с² без додаткових запобіжних заходів. Завдяки посиленню конструкції опор та ізоляторів або застосуванню опорних амортизаторів землетрусу, або поєднанню перерахованих заходів, вимикачі можуть витримувати сейсмічні прискорення набагато вище за 5 м/с²

2.3 Конструктивне виконання мережі 10 кВ підприємства

Для визначення попереднього визначення кількості ТП можна використати параметр густину навантаження яка становить $\sum \rho_0 = 0,16 \text{ кВА/м}^2$. Відповідно до [2] рекомендовано встановлювати двотрансформаторні ТП з трансформаторами 1 та 1,6 МВА. Відповідно до встановленої потужності підприємства та коефіцієнтів завантаження оптимальна кількість ЦТП становить 3.

Відповідно до генплану розділимо цехи на три групи для їх живлення відповідними ТП.

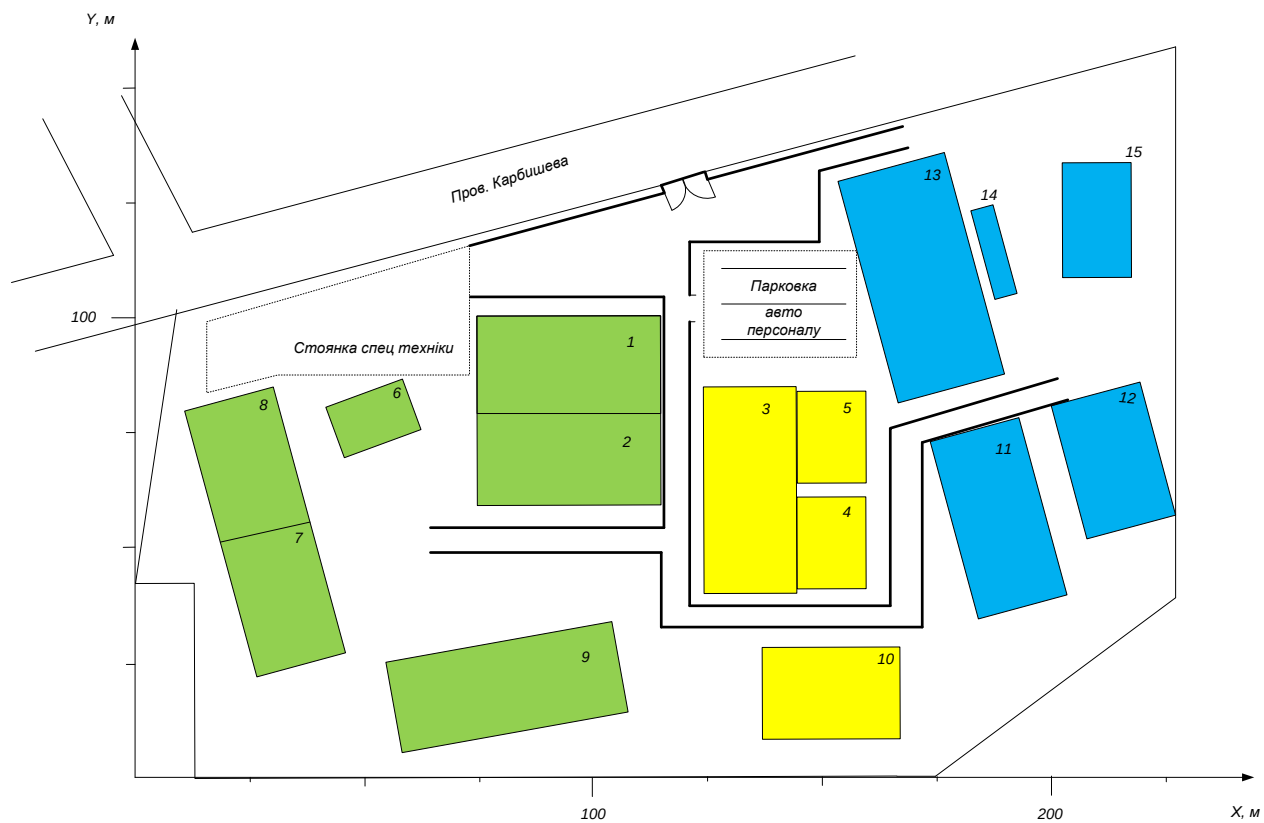


Рисунок 2.8 – Генплан підприємства

Таблиця 2.1 – Розподіл цехів між ЦТП

№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахункова активна потужність P _p , кВт	Розрахункова реактивна потужність Q _p , кВАр	Повна розрахункова потужність S _p , кВА	Середня активна потужність P _c , кВт	Середня реактивна потужність Q _c , кВАр	Повна середня потужність S _c , кВА
ТП1	1	Завод полімерного упакування	217,7301	154,523943	266,9907216	204,0213	148,629159	252,418933
	2	Цех (друкарня)	103,72704	72,4426272	126,5196944	95,36352	68,8463136	117,6180932
	6	Котельня	170,751	118,66293	207,934593	156,063	112,34709	192,2954201
	7	Склад № 1	141,08235	149,1641763	205,3148338	104,52555	133,4447523	169,5083848
	8	Склад № 2	92,44875	79,86839479	122,1709125	80,20875	74,60519479	109,5416755
	9	Склад № 3(гот.прод)	272,5584	145,040112	308,7470089	179,7792	105,145056	208,2691613
		Всього по ТП1	998,29764	719,7021833	1230,678435	819,96132	643,0175657	1042,021188
ТП2	3	Завод безалкогольних напоїв	397,56828	283,0103604	488,0116816	373,87164	272,8208052	462,8295528
	4	Очисні споруди	285,25128	222,5285895	361,7834516	260,07564	211,7030643	335,3468741
	5	Очисні споруди	154,0008	121,7039768	196,2857722	142,2504	116,6513048	183,9638639
	10	Склад № 4(гот.прод)	107,4855	75,798765	131,5240871	99,9615	72,563445	123,5222856
		Всього по ТП2	944,30586	703,0416917	1177,277018	876,15918	673,7386193	1105,250486
ТП3	11	Оліє-очисний завод	493,11	530,3268	724,1574324	422,73	500,0634	654,8007765
	12	Цех фасування олії	130,8225	96,273675	162,4288983	127,9425	95,035275	159,3768703
	13	Цех по виробництву майонезу	124,1028	90,948204	153,8605888	120,7764	89,517852	150,334243
	14	Холодильно-компресорна станція	275,91498	132,9987366	306,296817	270,08874	130,4934534	299,9607789
	15	Завод по виготовленню печива	141,91224	107,2586239	177,8861891	125,33112	100,1287423	160,4171271
		Всього по ТП3	1165,86252	957,8060395	1508,849835	1066,86876	915,2387227	1405,65674

Режими роботи споживачів: Враховується змінність і нерівномірність навантаження протягом доби.

Надійність роботи трансформаторів: Обираються трансформатори з відповідними характеристиками перевантажувальної здатності та класу ізоляції.

Резервування: У двотрансформаторній схемі забезпечується можливість роботи одного трансформатора при аварійному відключенні іншого.

2. Економічні параметри

Економічні аспекти є ключовими у визначенні ефективності вибору трансформаторів:

Вартість втрат електроенергії: Враховуються втрати холостого ходу і втрати навантаження трансформатора. Вартість втрат електроенергії за період експлуатації розраховується за формулою:

Вартість обслуговування: Включає регулярне технічне обслуговування, діагностику, ремонт і заміну витратних матеріалів (масла, прокладок тощо).

Амортизаційні відрахування: Залежить від початкової вартості трансформатора та нормативного терміну його експлуатації. Обчислюється за формулою:

3. Оптимізаційна модель

Математична модель автоматизованого вибору потужності трансформаторів формує сукупний критерій оптимальності вибору потужності ТП і враховує економічні критерії з області допустимих значень

4. Алгоритм розрахунку

Збір даних:

Споживана потужність, графік навантаження, вартість електроенергії, вартість трансформаторів, термін їх служби.

Розрахунок втрат потужності: Визначаються втрати електроенергії у трансформаторі для кожного варіанта потужності.

Розрахунок економічних показників: Враховуються витрати на обслуговування та амортизацію для кожного варіанта.

Оцінка та вибір: Порівнюються сукупні витрати за всіма варіантами, і вибирається оптимальна потужність трансформаторів.

5. Переваги підходу

Забезпечується економічна доцільність вибору обладнання.

Враховується довгострокова експлуатація трансформаторів.

Мінімізуються експлуатаційні витрати.

Гарантується надійність електропостачання підприємства.

Цей підхід дозволяє не лише оптимізувати проектування системи електропостачання, а й забезпечити баланс між капітальними та експлуатаційними витратами, що є важливим фактором для підприємств.

Вибір оптимальної потужності ТП1 за мінімумом затрат														
Дані нормального режиму														
Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	1230.678			
Середня потужність ТП, кВА										Sc=	1042.021			
Кількість трансформаторів										kt=	2			
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1			
Дані післяаварійного режиму														
Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										kpa=	1.3			
Доля навантаження в п.а. режимі										knpa=	0.8			
Економічні характеристики														
Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo=	4318.505			
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0.1			
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	0.036			
*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, кВт	Ктп, тис. грн.	Е*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2
	63	1.28	0.24	646.515	87.92604	244.2238	0.48	244.7038	1056.755	---		---	---	---
	100	1.97	0.33	686.5425	93.36978	149.1851	0.66	149.8451	647.1067	---		---	---	---
	160	3.1	0.51	738.7875	100.4751	91.70244	1.02	92.72244	400.4223	---		---	---	---
	250	4.2	0.74	806.355	109.6643	50.88953	1.48	52.36953	226.1581	---		---	---	---
	400	5.9	0.95	967.815	131.6228	27.92487	1.9	29.82487	128.7989	---		---	---	---
	630	8.5	1.31	1076.828	146.4485	16.21799	2.62	18.83799	81.35195	---		---	+	---
V	1000	10.5	2.1	1270.553	172.7951	7.951489	4.2	12.15149	52.47627	225.2714	V	+	+	+
	1600	18	2.8	1579.5	214.812	5.324658	5.6	10.92466	47.17819	261.9902		+	+	+
	2500	23.5	3.85	1807.178	245.7761	2.84739	7.7	10.54739	45.54896	291.3251		+	+	+
									Змін=	225.2714				
									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000			

Рисунок 2.10- Використання засобів САПР для вибору потужності ЦТП1

Вибір оптимальної потужності ТП2 за мінімумом затрат														
Дані нормального режиму														
Розрахункова потужність ТП, кВА								Sp=	1177.277					
Середня потужність ТП, кВА								Sc=	1105.25					
Кількість трансформаторів								kt=	2					
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі								kn=	1					
Дані післяаварійного режиму														
Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі								kpa=	1.3					
Доля навантаження в п.а. режимі								knpa=	0.85					
Економічні характеристики														
Питома вартість втрат, грн/кВт								Bo=	4318.505					
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень								Ee=	0.1					
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію								Ea=	0.036					
*	St, кВА	dPкз, кВт	dPхх, кВт	Ктп, тис. грн.	Е*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	Х	обмеж. 1	обмеж. 2
	63	1.28	0.24	646.515	87.92604	223.489	0.48	223.969	967.2113	---		---	---	---
	100	1.97	0.33	686.5425	93.36978	136.5191	0.66	137.1791	592.4088	---		---	---	---
	160	3.1	0.51	738.7875	100.4751	83.91683	1.02	84.93683	366.8001	---		---	---	---
	250	4.2	0.74	806.355	109.6643	46.56897	1.48	48.04897	207.4997	---		---	---	---
	400	5.9	0.95	967.815	131.6228	25.55403	1.9	27.45403	118.5604	---		---	---	---
	630	8.5	1.31	1076.828	146.4485	14.84107	2.62	17.46107	75.40571	---		---	+	---
V	1000	10.5	2.1	1270.553	172.7951	7.276401	4.2	11.4764	49.56089	222.356	V	+	+	+
	1600	18	2.8	1579.5	214.812	4.87259	5.6	10.47259	45.22593	260.0379		+	+	+
	2500	23.5	3.85	1807.178	245.7761	2.605645	7.7	10.30564	44.50498	290.2811		+	+	+
									Змін=	222.356				
									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000			

Рисунок 2.11- Використання засобів САПР для вибору потужності ЦТП2

Вибір оптимальної потужності ТП3 за мінімумом затрат														
Дані нормального режиму														
Розрахункова потужність ТП, кВА								Sp=	1508.85					
Середня потужність ТП, кВА								Sc=	1405.657					
Кількість трансформаторів								kt=	2					
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі								kn=	1					
Дані післяаварійного режиму														
Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі								kpa=	1.3					
Доля навантаження в п.а. режимі								knpa=	0.8					
Економічні характеристики														
Питома вартість втрат, грн/кВт								Bo=	4318.505					
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень								Ee=	0.1					
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію								Ea=	0.036					
*	St, кВА	dPкз, кВт	dPхх, кВт	Ктп, тис. грн.	Е*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	Х	обмеж. 1	обмеж. 2
	63	1.28	0.24	646.515	87.92604	367.1055	0.48	367.5855	1587.42	---		---	---	---
	100	1.97	0.33	686.5425	93.36978	224.2478	0.66	224.9078	971.2656	---		---	---	---
	160	3.1	0.51	738.7875	100.4751	137.8427	1.02	138.8627	599.6792	---		---	---	---
	250	4.2	0.74	806.355	109.6643	76.49469	1.48	77.97469	336.7341	---		---	---	---
	400	5.9	0.95	967.815	131.6228	41.97533	1.9	43.87533	189.4758	---		---	---	---
	630	8.5	1.31	1076.828	146.4485	24.3781	2.62	26.9981	116.5914	---		---	---	---
V	1000	10.5	2.1	1270.553	172.7951	11.9523	4.2	16.1523	69.75377	242.5489	V	+	+	+
	1600	18	2.8	1579.5	214.812	8.00377	5.6	13.60377	58.74794	273.5599		+	+	+
	2500	23.5	3.85	1807.178	245.7761	4.28006	7.7	11.98006	51.73595	297.5121		+	+	+
									Змін=	242.5489				
									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000			

Рисунок 2.12- Використання засобів САПР для вибору потужності ЦТП3

2.4 Використання засобів САПР для вибору лінії живлення

Для резервної лінії живлення використаємо силовий кабель з алюмінієвими струмопровідними жилами, з просоченою паперовою ізоляцією, в свинцевій оболонці, броньовані сталевими стрічками типу АСБл-10 [6].

Точку забезпечення потужності приймаємо шини 10 кВ підстанції 110/35/10 «Південна», яка знаходиться на відстані 2,6 км.

Для визначення мінімального перерізу кабельної лінії живлення необхідно розрахувати струм трифазного (максимального) короткого замикання на шинах 10 кВ підстанції 110/35/10 «Південна».

Для визначення оптимального перерізу резервної КЛ необхідно визначити потужність короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 110/35/10 Південна. Відповідно [6] наведемо таблицю струмів короткого замикання на ПС Вінниця 330 кВ

Таблиця 2.2 – Струми короткого замикання на ПС Вінниця 330 кВ

№ п/п	Найменування об'єкту	Струм КЗ	Шини ПС				
			750 кВ	330 кВ	110 кВ	35 кВ	10(15) кВ
1	ПС 330кВ Вінницька	$I_{\text{ф}}^{(3)} \text{ А}$		17210	17772		34944
		$I_{\text{ф}}^{(1)} \text{ А}$		15749	20427		
		$I_{\text{ф}}^{(1,1)} \text{ А}$		16880	19600		

Проведемо розрахунки для визначення потужності короткого замикання на ПС 110/35/10 кВ Південна. Розрахунки рис. 2.13.

Визначення потужності КЗ на шинах 10 кВ ПС 110/35/10 Південна
Характеристика джерела:

$$U_{CH110} := 11 \text{ кВ} \quad U_{CH10} := 10.5 \quad I_{KZ3} := 17.772 \text{ кА}$$

$$S_{KZ} := \sqrt{3} \cdot I_{KZ3} \cdot U_{CH110} = 3.54 \times 10^3 \text{ МВА}$$

Визначимо опір системи:

$$X_c := \frac{U_{CH10}^2}{S_{KZ}} = 0.031 \text{ Ом}$$

Відповідно до схеми живлення міста Вінниці підстанція Південна живиться проводом марки АС-240 з довжиною 7,24 км. Визначимо опір лінії від ПС Вінниця 330 до ПС Південна

$$x_{put} := 0.4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad L := 7.24 \text{ км}$$

Визначимо опір лінії приведений до сторони 10 кВ:

$$X_{L110_10} := x_{put} \cdot L \cdot \left(\frac{U_{CH10}}{U_{CH110}} \right)^2 = 0.024 \text{ Ом}$$

Визначимо опір трансформатора ПС 110/35/10 Південна приведений до сторони 10 кВ

$$U_{KZ} := 10.5 \% \quad S_{nom} := 25 \text{ МВА}$$

$$X_{TP} := \frac{U_{KZ}}{100} \cdot \frac{U_{CH10}^2}{S_{nom}} = 0.463 \text{ Ом}$$

Розрахуємо загальний опір приведений до сторони 10 кВ

$$X_{\Sigma} := X_c + X_{L110_10} + X_{TP} = 0.518 \text{ Ом}$$

Визначимо струм трифазного КЗ на шинах ПС 110/35/10 Південна

$$I_{KZ3} := \frac{U_{CH10}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = 11.695 \text{ кА}$$

Потужність короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 110/35/10 Південна

$$S_{KZ} := \sqrt{3} \cdot I_{KZ3} \cdot U_{CH10} = 212.699 \text{ МВА}$$

Рисунок 2.13 – Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 110/35/10 Південна

Отримана потужність КЗ на шинах 10 кВ ПС 110/35/10 Південна становить 212,69 МВА.

Початкові дані															
Нормальний режим															
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі							Кдоп=		0,966						
Напруга, кВ							U=		10						
Довжина КЛ, км							l=		2,6						
Активна розрахункова потужність, кВт							P=		2984,567						
Реактивна потужність, квар							Q=		2284,15						
Розрахунковий струм окремого кабелю, А							Iл=		216,99						
Кількість кабелів							k=		1						
Допустима втрата напруги в КЛ, %							ΔUдоп =		5						
Аварійний режим															
Струм КЗ на початку лінії, кА							Ікз =		14,2402						
Приведений час КЗ, с							tp =		0,4						
Тепловий коефіцієнт C, (A*c^(1/2))/мм^2							C =		90						
Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2							Fкз =		100,07						
Економічні характеристики															
Питома вартість втрат								Bo =		215,93					
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень								Ee =		10,00%					
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію								Ea =		5,00%					
F, мм^2	Ro, Ом/км	Хo, Ом/км	Ідоп, А	Ко, т. грн/км	dUн, %	dP, кВт	К, т. грн.	Е*К, т. грн	Вв, т. Грн	З, т. грн	Доп	Кдоп*Ідоп >= Ір	ΔUн <= ΔUндоп	F >= Fкз	V
35	0,841	0,095	115	659,225	7,090238325	205,9045	1713,985	257,09775	44,45999	---	НЕДОП	+	---	---	
50	0,641	0,09	140	941,75	5,508569763	156,9379	2448,55	367,2825	33,88686	---	НЕДОП	+	---	---	
70	0,443	0,086	165	1318,45	3,948359738	108,461	3427,97	514,1955	23,41947	---	НЕДОП	+	+	---	
95	0,32	0,083	205	1789,325	2,976078982	78,34655	4652,245	697,83675	16,917	---	НЕДОП	+	+	---	
120	0,253	0,081	240	2260,2	2,444289907	61,94274	5876,52	881,478	13,375	894,853	ДОП	+	+	+	V
150	0,206	0,079	275	2825,25	2,067698293	50,43559	7345,65	1101,8475	10,89032	1112,738	ДОП	+	+	+	
185	0,164	0,077	310	3484,475	1,729906044	40,15261	9059,635	1358,94525	8,669962	1367,615	ДОП	+	+	+	
240	0,125	0,075	355	4520,4	1,415393414	30,60412	11753,04	1762,956	6,608202	1769,564	ДОП	+	+	+	
							Мінімальні затрати на КЛ_Ж			894,853					
							Оптимальний переріз КЛ_Ж			120					

Рисунок 2.13 – Вихідні дані для вибору живлячої КЛ 10 кВ

Отже, для обираємо резервну кабельну лінію АСБл-10 3х120 мм².

2.5 Застосування засобів САПР для вибору перерізу внутрішньозаводської мережі

Для розрахунку кабельних ліній внутрішньозаводської мережі необхідно визначити максимальне значення струму КЗ на шинах 10 кВ РУ-10 кВ головної понижувальної підстанції.

Отже, ГПП живиться від ПС Вінниця 330 напругою 110 кВ проводом АС-240 мм² довжиною $L=5.826$ км.

Визначимо потужність короткого замикання на шинах 2 секції шин ПС ГПП.

Розрахунок струмів КЗ 110 кВ приводимо на рисунку 2.14.

Визначення потужності КЗ на 2с шин 10 кВ ПС ГПП АВІС

Характеристика джерела:

$$U_{CH10} := 11 \text{ кВ} \quad U_{CH10} := 10.5 \quad I_{KZ3} := 17.772 \text{ кА}$$

$$S_{KZ} := \sqrt{3} \cdot I_{KZ3} \cdot U_{CH10} = 3.54 \times 10^3 \text{ МВА}$$

Визначимо опір системи:

$$X_c := \frac{U_{CH10}^2}{S_{KZ}} = 0.031 \text{ Ом}$$

Відповідно до схеми живлення міста Вінниці підстанція Південна живиться проводом марки АС-240 з довжиною 5,826 км. Визначимо опір лінії від ПС Вінниця 330 до ГПП АВІС

$$x_{put} := 0.4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad L := 5.826 \text{ км}$$

Визначимо опір лінії приведений до сторони 10 кВ:

$$X_{L110_10} := x_{put} \cdot L \cdot \left(\frac{U_{CH10}}{U_{CH110}} \right)^2 = 0.019 \text{ Ом}$$

Визначимо опір трансформатора ГПП приведений до сторони 10 кВ

$$U_{KZ} := 10.5 \% \quad S_{nom} := 6.3 \text{ МВА}$$

$$X_{TP} := \frac{U_{KZ}}{100} \cdot \frac{U_{CH10}^2}{S_{nom}} = 1.838 \text{ Ом}$$

Розрахуємо загальний опір приведений до сторони 10 кВ

$$X_{\Sigma} := X_c + X_{L110_10} + X_{TP} = 1.888 \text{ Ом}$$

Визначимо струм трифазного КЗ на 2 секції шин 10 кВ ГПП

$$I_{KZ3} := \frac{U_{CH10}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = 3.211 \text{ кА}$$

Потужність короткого замикання на 2 секції шин 10 кВ ГППа

$$S_{KZ} := \sqrt{3} \cdot I_{KZ3} \cdot U_{CH10} = 58.393 \text{ МВА}$$

Рисунок 2.14 – Розрахунок струмів короткого замикання шинах 2 секції шин ПС ГПП

Відповідно до розрахунків визначимо максимальне значення струмів КЗ від основного та резервного джерела живлення.

Розрахунок струмів КЗ 1 секції шин 10 кВ					
Дані системи					
Напруга, кВ			$U =$	10	
Потужність коротко замикання, МВА			$S_{кз} =$	212	
Опір системи, Ом			$X_c =$	0,426	
Струм КЗ для ЗЛЖ, кА			$I_{кз} =$	14,240	
Довжина КЛ, км			$L =$	2,6	
Переріз КЛ, мм ²			$F =$	120	
Активний опір КЛ, Ом			$R_l =$	0,6708	
Реактивний опір КЛ, Ом			$X_l =$	0,2106	
Результат					
Сумарний повний опір, Ом			$Z =$	0,925	
Струм КЗ для розподільчих ліній, кА			$I_{кз} =$	6,5566	

Рисунок 2.15 – Струми короткого замикання на шинах 10 кВ ПС ГПП від резервного джерела живлення

Відповідно до розрахунків максимальне значення струмів КЗ на шинах 10 кВ ПС ГПП становить 6,5 кА. Дане значення приймаємо для вибору кабельних ліній внутрішньозаводської мережі.

Таблиця 2.3 – Результати вибору КЛ внутрішньозаводської мережі

Живлення	Тип кабелю	Переріз кабелю, мм ²	Річні приведені затрати, тис. грн
ГПП-ЦТП1	АСБл -10 3х	70	26,7
ГПП -ЦТП2	АСБл -10 3х	70	19,67
ГПП -ЦТП3	АСБл -10 3х	70	45,07

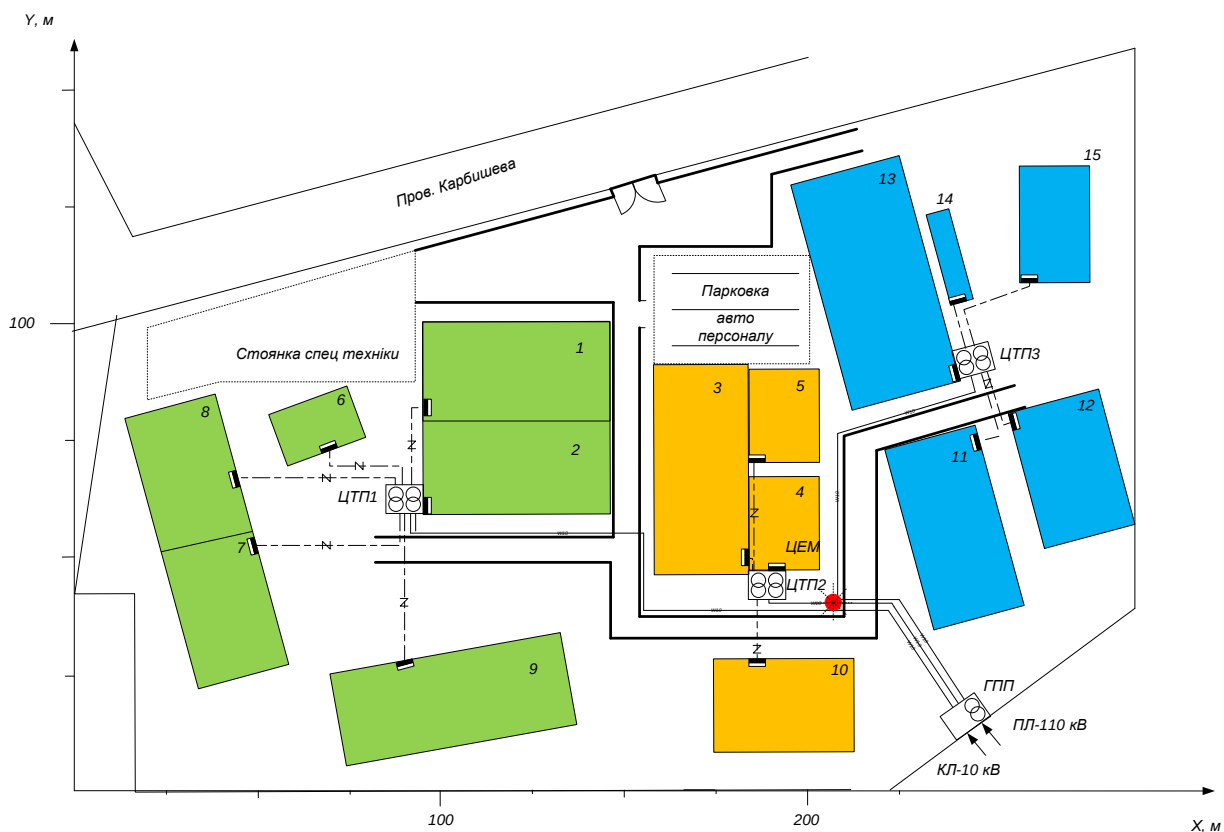


Рисунок 2.17 – Розміщення інженерних мереж на генплані підприємства

Рисунок 2.18 – Однолінійна схема підприємства

РОЗДІЛ 3

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «АВІС»

3.1 Впровадження когенераційної установки на підприємстві

В сучасних умовах енергетичної нестабільності, спричиненої військовою агресією Росії проти України, підприємства стикаються з численними викликами у забезпеченні безперебійного енергопостачання. Часті відключення електроенергії, спрямовані на обмеження споживання для промисловості, створюють критичні ризики для безперервності виробничих процесів, збереження продукції та дотримання виробничих графіків. У таких обставинах використання когенераційних установок стає не лише засобом підвищення енергоефективності, але й стратегічним рішенням для забезпечення енергетичної автономії підприємств.

Когенераційна установка — це обладнання, що забезпечує одночасне виробництво електричної та теплової енергії, використовуючи один вид палива (зазвичай природний газ, біогаз або дизель). Завдяки високому коефіцієнту корисної дії, який може досягати 80–90%, когенерація є економічно доцільною і технічно ефективною альтернативою традиційним методам роздільного виробництва енергії.

Однією з ключових переваг когенераційних установок є можливість їх роботи в острівному режимі. У цьому режимі установка функціонує автономно, забезпечуючи енергією окреме підприємство чи групу споживачів, без потреби в підключенні до зовнішньої електромережі. Це стає надзвичайно актуальним для промислових об'єктів, які потребують постійного електро- та теплопостачання, особливо в умовах дефіциту електроенергії, аварій чи цілеспрямованих атак на енергетичну інфраструктуру.

Острівний режим забезпечує:

Незалежність від централізованого енергопостачання — підприємство може безперебійно працювати навіть у разі повного відключення електрики в регіоні.

Захист критичних процесів — когенераційна установка здатна забезпечувати енергією важливі технологічні лінії, вентиляцію, обігрів чи системи охолодження, що критично важливо для промисловості, харчових виробництв, фармацевтичних компаній тощо.

Можливість планування роботи — підприємство може працювати в штатному режимі, уникаючи втрат, пов'язаних із простоями, зниженням продуктивності чи пошкодженням обладнання через раптове відключення живлення.

Використання когенераційних установок також сприяє зниженню залежності від зовнішніх постачальників енергії, що є важливим фактором в умовах енергетичної кризи. Крім того, підприємства отримують можливість оптимізувати витрати на енергопостачання завдяки зменшенню споживання з мережі в пікові години, коли тарифи на електроенергію є найвищими.

Сучасні когенераційні установки можуть працювати як у звичайному, так і в острівному режимі, що робить їх універсальним рішенням для енергозабезпечення підприємств різного масштабу. Такі установки здатні автоматично перемикатися між режимами роботи, що забезпечує максимальну гнучкість і адаптивність системи до змінних умов.

У контексті війни та необхідності адаптації до нових реалій, когенерація стає важливим елементом стратегії енергетичної безпеки як окремих підприємств, так і цілих галузей. Вона не лише допомагає вирішувати нагальні потреби, а й закладає основу для сталого розвитку, сприяючи зменшенню викидів CO₂, підвищенню енергоефективності та посиленню економічної стійкості підприємств.

Таким чином, впровадження когенераційних установок із можливістю роботи в острівному режимі є одним із найперспективніших рішень для

підприємств, що прагнуть забезпечити свою енергетичну незалежність і підвищити стійкість до зовнішніх викликів.

3.2 Характеристика когенераційної установки

Для прикладуведемо характеристики JMS 620 GS-N.L [10]

Завдяки постійному вдосконаленню і великому досвіду газові двигуни Jenbacher 6-ий серії компанії INNIO є просунутим і надійним доповненням в нашій лінійці продукції. Частота обертання в 1 500 об / хв веде до високої щільності енергії з низькими витратами на установку, а стартова камера дозволяє досягти високої продуктивності з низьким рівнем викидів.

KTS 620



Електрична вихідна потужність	3349	кВт ел.
Теплова потужність	3169	кВт·год

Рисунок 3.1 – Зовнішній вигляд когенераційної установки JMS 620 GS-N.L

			100%	75%	50%
Підведена енергія палива	[2]	кВт·год	7.373	5.655	3.937
Витрата газу	*)	Нм³/год	776	595	414
Механічна вихідна потужність	[1]	кВт	3.431	2.573	1.715
Електрична вихідна потужність	[4]	кВт ел.	3.349	2.504	1.655
Корисна теплова потужність (вміст гліколю 40%)					
~ Інтеркулер 1-ї ступені	[9]	кВт·год	1.028	599	242
~ Моторна олива		кВт·год	334	297	253
~ Водяна сорочка		кВт·год	515	454	382
~ вихлоп при охолодженні 349 °С -> 120 °С		кВт·год	1.292	1.173	955
Загальна корисна теплова потужність	[5]	кВт·год	3.169	2.523	1.832
Загальна потужність		кВт·год	6.518	5.026	3.487
		Загальний			
Тепло, що розсіюється (вміст гліколю 40%)					
~ Інтеркулер 2-ї ступені		кВт·год	181	112	63
~ Моторна олива		кВт·год	---	---	---
~ Випромінюване тепло поверхонь	са. [7]	кВт·год	233	~	~
Питомий коефіцієнт споживання палива ел.	[2]	кВт·год/кВт ел.·год	2,20	2,26	2,38
Питомий коефіцієнт споживання палива	[2]	кВт·год/кВт·год	2,15	2,20	2,30
Споживання оливи	са. [3]	кг/год	0,69	~	~
Електричний ККД			45,4%	44,3%	42,0%
Тепловий ККД			43,0%	44,6%	46,5%
Загальний ККД	[6]		88,4%	88,9%	88,6%
Високотемпературний контур:					
Температура подачі		°С	90,0	85,9	81,6
Зворотна температура		°С	70,0	70,0	70,0
Витрата гарячої води		м³/год	154,0	154,0	154,0
Нижча теплотворна здатність паливного газу		кВт·год/Нм³	9,5		

Рисунок 3.2 – Характеристика когенераційної установки

Відповідно до розділу 2 розрахункова потужність підприємства становить 2985 кВт. Відповідно до паспортних даних наведені на рисунку 3.2 дана установка повністю забезпечить безперервне функціонування підприємства.

Для забезпечення відведення тепла приймаємо розташування когенераційної установки біля котельні підприємства. Для забезпечення правильності функціонування власні потреби КГУ заживимо від ЦТП1. Відповідно до характеристик напруга приєднання КГУ 10 кВ. Для цього передбачаємо прокладання кабельної лінії до 2 секції збірних шин підстанції ГПП.

План інженерних мереж з улаштування КГУ показаний на рисунку 3.3.

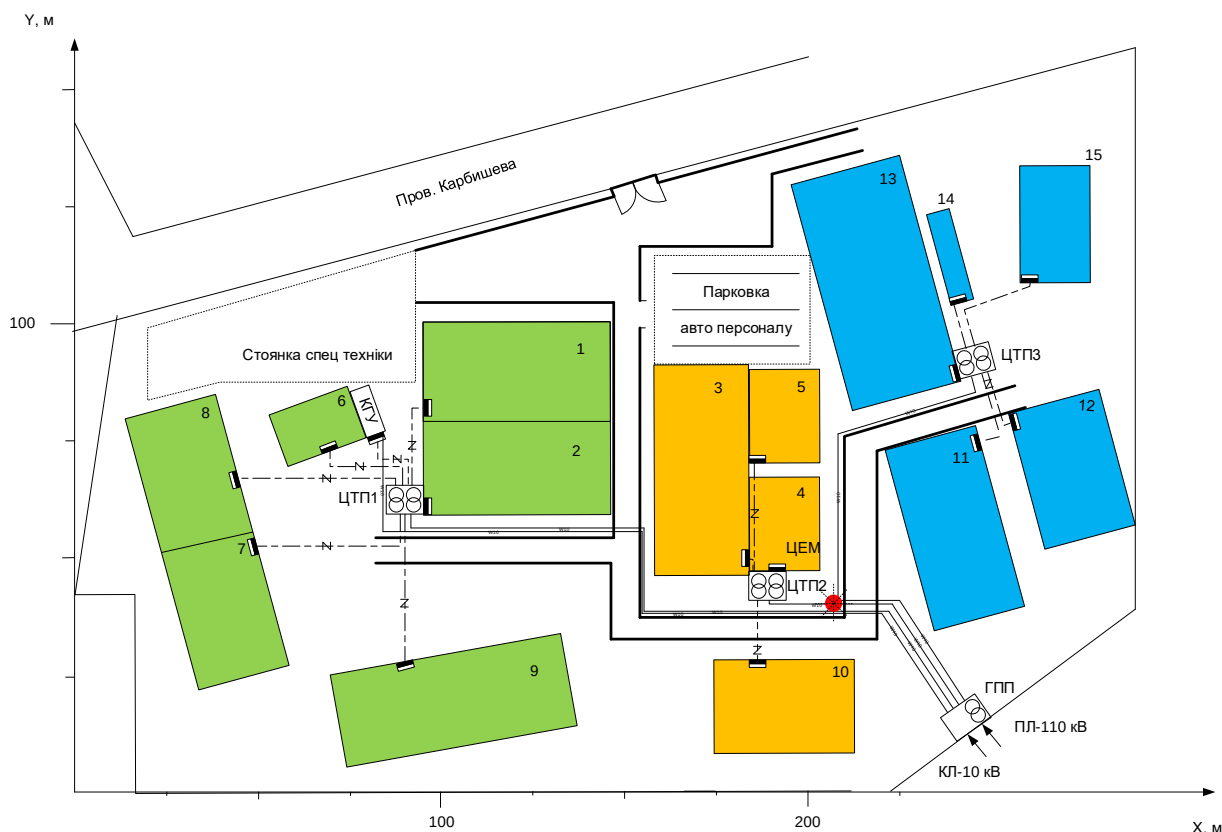


Рисунок 3.3 – План інженерних мереж з улаштування КГУ

3.3 Визначення собівартості електроенергії КГУ

Проведемо розрахунок собівартості електроенергії.

Розрахуємо розхід газу для виробництва 1 кВт·год електроенергії:

$$G_{\text{газ}} = \frac{1}{Q_{\text{газ}} \cdot \eta_{\text{ел}}} = \frac{1}{9,5 \cdot 0,45} \approx 0,234 \text{ м}^3/\text{кВт*год} \quad (3.1)$$

Вартість газу на 1 кВт·год:

$$C_{\text{пал}} = G_{\text{газ}} \cdot \text{Ц}_{\text{газ}} = 0,234 \cdot 19,2 \approx 4,49 \text{ грн/кВт*год} \quad (3.2)$$

Амортизаційні витрати на 1 кВт·год електроенергії:

$$C_{\text{аморт}} = \frac{\text{Ц}_{\text{уст}}}{E \cdot T} = \frac{64 \times 10^6}{7 \times 10^6 \cdot 15} = \frac{64}{105} \approx 0,61 \text{ грн/кВт*год} \quad (3.3)$$

Типово витрати на обслуговування і додаткові витрати становлять 0,3–0,5 грн/кВт·год. Візьмемо середнє значення $C_{\text{обсл}} + C_{\text{ін}} = 0,4$ грн/кВт·год.

Отже, загальна собівартість електроенергії (без урахування теплової енергії):

$$C_{\text{ел}} = C_{\text{пал}} + C_{\text{аморт}} + C_{\text{обсл}} + C_{\text{ін}}. \quad (3.4)$$

$$C_{\text{ел}} = 4,49 + 0,61 + 0,4 = 5,50 \text{ грн/кВт*год}$$

Собівартість електроенергії з урахуванням теплової енергії можна визначити з урахуванням загального ККД системи:

$$\eta_{\text{заг}} = \eta_{\text{ел}} + \eta_{\text{теп}} = 0,45 + 0,43 = 0,88.$$

Розподіл витрат між електричною і тепловою енергією пропорційно їх внеску в загальний ККД:

$$C_{\text{ел_сум}} = C_{\text{ел}} \cdot \frac{\eta_{\text{ел}}}{\eta_{\text{заг}}}. \quad (3.5)$$

Підставляємо значення і отримаємо собівартість електроенергії з урахуванням теплової.

$$C_{\text{ел_сум}} = 5,50 \cdot \frac{0,45}{0,88} \approx 2,81 \text{ грн/кВт*год}$$

Якщо на підприємстві не використовується вся тепла енергія, вироблена когенераційною установкою, це впливає на розподіл витрат між електричною та тепловою енергією. У цьому випадку частина витрат, які могли б бути компенсовані тепловою енергією, залишається на собівартості електроенергії.

Щоб побудувати графік, де відображається вплив невикористаної частки теплової енергії на собівартість електроенергії, розрахуємо залежність, враховуючи наступні параметри:

Частка теплової енергії, яка використовується ($k_{\text{використ}}$): від 0 (теплова енергія не використовується) до 1 (теплова енергія використовується повністю).

Розподіл витрат: якщо теплова енергія не використовується, вся вартість залишається на собівартості електроенергії.

Розрахунок виконується за формулою:

$$C_{\text{ел}} = \frac{C_{\text{пал}} + C_{\text{аморт}} + C_{\text{обсл}} + C_{\text{ін}}}{\eta_{\text{ел}} + \eta_{\text{теп}} \cdot k_{\text{використ}}}. \quad (3.6)$$

Побудуємо графік собівартості електроенергії від КГУ від частки використання теплової енергії.

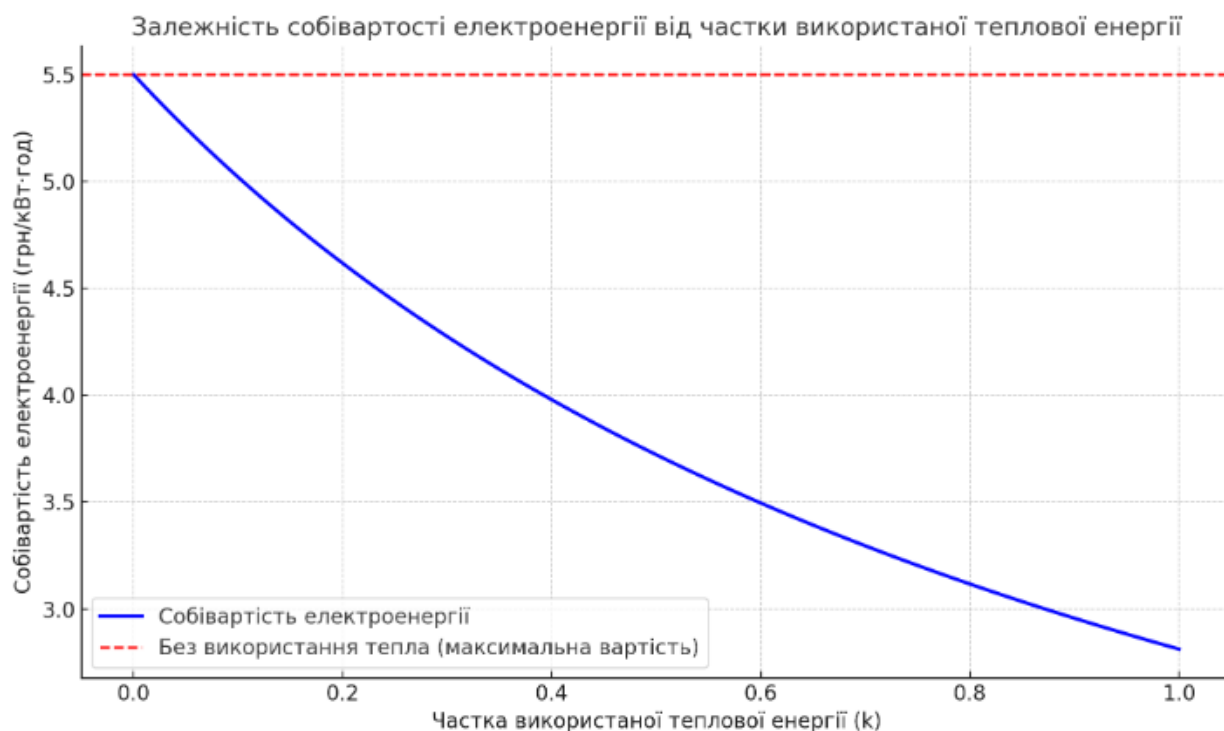


Рисунок 3.4 – Графік собівартості електроенергії від КГУ від частки використання теплової енергії

На графіку показано залежність собівартості електроенергії від частки використаної теплової енергії ($k_{\text{використ}}$):

Червона пунктирна лінія показує собівартість електроенергії, коли теплова енергія зовсім не використовується (5,50 грн/кВт·год).

Синя крива демонструє, як зменшується собівартість електроенергії зі збільшенням частки теплової енергії, що використовується.

Якщо теплова енергія використовується частково або взагалі не використовується, основне фінансове навантаження припадає на електроенергію, що збільшує її собівартість.

Цей графік дозволяє оцінити економічний ефект від залучення теплової енергії в процеси підприємства. За відсутності використання теплової енергії оптимізація витрат на газ та амортизацію стає особливо важливою.

Прийmemo середньорічну потребу підприємства в тепловій енергії в 20%. Відповідно до графіка на рис. 3.4 собівартість електроенергії становить 4,75 грн/ кВт*год, тоді як тариф на електроенергію від постачальника становить з урахуванням розподілу електроенергії по I класу напруги становить 6,07 грн/кВт*год. При потребі підприємства в 9 млн. кВт*год/рік річна економія становить 12,8 млн. грн. Вартість КГУ становить 64 млн грн, то термін окупності становить 4,8 років.

Але в сучасних реаліях встановлення когенераційної установки дає можливість здобути незалежність від постачальних організацій.

РОЗДІЛ 4

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередач виконуємо за вартістю кабелів та їх прокладання, які наведені в табл. 2.4 і табл. 2.5 [22].

Капітальні вкладення для ліній електропередач:

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

де $K_{\text{пит}}$ - питома вартість на 1 км лінії, тис. грн./км [22];

$K_{\text{прок}}$ - питома вартість прокладання, тис. грн./км;

L - довжина лінії електропередачі, км.

n – кількість кабелів в траншеї, шт.

Визначимо вартість прокладання кабельної лінії від ЦРП до ТП1:

$$K_{\text{л1}} = (K_{\text{пит}} + K_{\text{прок}}) L = (52,4 \cdot 2 + 18,38) \cdot 0,2 = 24,628 \text{ тис.грн.}$$

Для інших ліній розрахунки виконуються аналогічно, результати розрахунків заносимо в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередач

Назва лінії	Марка кабелю	Кіл-ть	Довжина, км	$K_{\text{пит}}$, тис.грн	$K_{\text{прок}}$, тис.грн	$K_{\text{л}}$, тис.грн
ЦРП - ТП1	АПвЭБВ-10 3х35	2	0.2	52.4	18.34	24.628
ЦРП - ТП2	АПвЭБВ-10 3х35	2	0.167	52.4	18.34	20.5644
ЦРП - ТП3	АПвЭБВ-10 3х35	2	0.241	52.4	18.34	29.6767
Система	АПвЭБВ-10 3х70	1	2.6	94.32	33.012	331.063
Всього						405.932

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^l K_{\text{псі}} + K_{\text{пост}}, \quad (4.2)$$

де $K_{\text{псі}}$ – вартість однієї ТП, тис. грн. (табл. 2.7 і табл. 2.8 [23]);

З табл. 2.7–2.8 [21] визначаємо величину капіталовкладень для трансформаторних підстанцій, наприклад, для ТП–1:

$$K_{\text{пс1}} = 657 \cdot 2 + 427,05 = 1741,05 \text{ тис.грн.}$$

Результати розрахунків заносимо в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип тр-ра	Кількість т-рів	Код, тис.грн	Кпост, тис.грн	Кпс, тис.грн
КТП-1	ТМ-1000	2	657	427.05	1741.05
КТП-2	ТМ-1000	2	657	427.05	1741.05
КТП-3	ТМ-1000	2	657	427.05	1741.05
Всього					5223.15

Сумарна вартість вимикачів:

$$K_{\text{в}} = 9 \cdot 105 = 945 \text{ тис. грн.}$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{\text{пс}} = 6168 + 945 = 6168 \text{ тис. грн.}$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 6168 + 405,9 = 6574 \text{ тис. грн.}$$

4.2 Розрахунок поточних витрат

4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі

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

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

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

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

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

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

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

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

$$T = 1 \cdot 20 \cdot 2 = 40.$$

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

Слід зазначити, що норми тривалості міжремонтних періодів і пов'язана з ними розрахункова кількість ремонтів за рік, розроблені для

енергоустаткування, яке працює в двох змінах, тобто при $K_{зм}=2$. При іншій змінності вводиться поправочний коефіцієнт β_p , який знаходимо за табл. 2.15 [22].

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

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

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{пр}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год. (табл. 2.13 [22]);

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

h – кількість обладнання в групі.

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

Таблиця 4.3 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	К-ть	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю облад. рем/рік	Норма трудомісткості люд.год.	Заг. трудомісткість люд.год.	К-сть на одиницю огл/рік	Норма трудомісткості люд.год.	Заг. трудомісткість люд.год.
Вимикач 10кВ	9,00	1,00	16,00	144,00	12,00	1,00	108,00
ТМ-1000	6,00	0,33	120,00	237,60	12,00	20,00	1440,00
Кабельна лінія 35 мм ² , км	0,61	1,00	30,00	18,24	1,00	10,50	6,38
70 мм ² , км	2,60	1,00	30,00	78,00	1,00	10,50	27,30

Разом				477,84			1581,68
-------	--	--	--	--------	--	--	---------

Таблиця 4.4 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-ть	Технічне обслуговування				Загальна трудомісткість обслуговування люд.год.
		Змінність роботи	Коеф. складності	К-ть місяців	Загал. трудомісткість люд.год.	
Вимикач 10кВ	9	3	0.1	12	518.4	626.40
ТМ-1000	6	3	0.1	12	21.6	501.60
Кабельна лінія 35 мм ² , км	0.608	3	0.1	12	65.664	72.048
Кабельна лінія 70 мм ² , км	2.6	3	0.1	12	280.8	308.10
Разом					886.464	1508.148

Якщо ремонтний персонал виконує лише поточні ремонти, то його чисельність

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

експлуатаційні робітники, чол.:

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

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

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

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

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

Знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$H_{обс} = \frac{1581}{1900 \cdot 1,05} = 0,79,$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$H_{тр} = \frac{2467}{1900 \cdot 1,1} = 1,23.$$

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

4.2.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Для розрахунку оплати праці експлуатаційних робітників рекомендується використовувати погодинно-преміальну систему, а для ремонтного персоналу – відрядно-преміальну. Преміювання експлуатаційних робітників здійснюється за безаварійну і надійну роботу енергообладнання та мереж, економію енергоресурсів, компенсацію реактивної потужності. Ремонтний персонал преміюється за високоякісне і своєчасне виконання ремонтних робіт.

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

Фонд прямої заробітної плати:

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

$$\Phi_e = H_{обс} \cdot \beta_n \cdot t_{ге} \cdot \Phi_d, \quad (4.7)$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{ге} = ((K3 + K4)/2) \cdot C_1, \quad (4.8)$$

де K_3, K_4 – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, (табл. 1.1) [21];

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

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

де $Z_{\min}$ – мінімальний розмір заробітної плати;

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

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

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

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

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

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 2 \cdot 0,9 \cdot 55,68 \cdot 1900 = 190431 \text{ грн./рік};$$

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

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

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

де K_4, K_5 – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, (табл. 1.1) [22].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

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

$$\Phi_p = 477,84 \cdot 57,77 = 28561 \text{ грн./рік.}$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

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

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

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

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

α – частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{oe} = 190431 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 239944 \text{ грн./рік,}$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 28561 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 37415 \text{ грн./рік.}$$

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

$$\Phi_{од} = \Phi_o \cdot 1,15;$$

$$\Phi_{оед} = 239944 \cdot 1,15 = 275935 \text{ грн./рік;}$$

$$\Phi_{орд} = 37415 \cdot 1,15 = 43028 \text{ грн./рік.}$$

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

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

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

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

Відповідно розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{зп} = 275935 \cdot \left(1 + \frac{32 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 372513 \text{ грн./рік};$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{зпр} = 43028 \cdot \left(1 + \frac{32 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 58088 \text{ грн./рік}.$$

4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Розрахунок необхідної на рік кількості основних матеріалів для усіх видів ремонтів і технічного енергетичного обслуговування устаткування та мереж розробляється на основі трудомісткості і існуючих норм витрат матеріалів (табл. 2.19) [22]. Якщо на окремі види матеріалів норми відсутні, підприємство розробляє їх самостійно і затверджує.

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

Необхідні дані для розрахунку беремо з табл. 2.19 та 2.20 [22], результати розрахунків заносимо до таблиці 4.6.

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_M = 0,01 \times \left(\sum_{i=1}^n C_{0i} \cdot T_i + L \cdot C_{Л0} \right) \quad (4.14)$$

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

T_i – трудомісткість обслуговування i -го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

$C_{Л0}$ – питома вартість матеріалів на обслуговування кабелів.

Таблиця 4.6 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування	Вартість матеріалу, грн.
Силові трансформатори		1000.00	1000.00
Сталь сортова, кг	20.08	6	120.46
Провід установлюваний, м	8.33	0.5	4.16
Мідь-алюміній (гола), кг	186.93	42	7851.06
Картон електроізоляційний, кг	90.13	1.4	126.18
Лакотканина (ширина 700мм), м	249.96	0.2	49.99
Кабельний папір, кг	73.70	0.6	44.22
Стрічка кіперна, кг	250.50	4	1002.00
Стрічка тафтяна, кг	198.00	18	3564.00
Стрічка азбестова, м	19.73	0.05	0.99
Лаки ізоляційні, кг	107.82	1.5	161.72
Емалі ґрунтові, кг	118.27	2.5	295.67
Масло трансформаторне, кг	36.54	0.58	21.19
Бензин, кг	18.54	0.7	12.98
Розчинники кг	52.25	0.8	41.80
Маслостійка гума, кг	134.03	0.4	53.61
Гума профільна, кг	134.03	0.13	17.42
Припій олов'яно-свинцевий, кг	1275.95	0.02	25.52
Припій мідно-фосфорний, кг	237.18	0.03	7.12
Електроди, кг	44.06	0.15	6.61
Засоби кріплення, кг	56.12	2	112.24
Дріт кручений,	7.32	0.3	2.19
Матеріали обтиску, кг	73.08	0.4	29.23
Разом:			13550.37
Кабельні лінії			
Сталь сортова, кг	7.32	2	14.6328
Електроди, кг	73.08	0.1	7.30836
Разом:			21.94116

Отже, вартість матеріалів, потрібних на ремонт:

$$C_{\text{мпр}} = 0,01 \cdot (96,24 \cdot 21,94 + 237,6 \cdot 13550) = 32216 \text{ грн/рік};$$

і вартість матеріалів, потрібних на технічне обслуговування:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \cdot (21,94 \cdot 380,148 + 1461,6 \cdot 13550) = 198135 \text{ грн/рік}.$$

Таблиця 2.5 – Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Назва обладнання	Вартість витрат матеріалів на 100 норм.год	Ремонт		Обслуговування	
		Загальна трудомісткість ремонтів	Вартість витрат матеріалів грн.	Загальна трудомісткість обслуговування	Вартість витрат матеріалів грн.
ТМ-1000	13550,37	237,60	32195,68953	1461,60	198052,2719
Кабелі	21,94	96,24	21,11617238	380,148	83,40888092
Всього витрат на матеріали			32216,8057		198135,6808

Отже, можна розрахувати:

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

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

$$C_{\text{обс}} = 372513 + 84880 = 457393 \text{ грн/рік};$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

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

$$C_{\text{пр}} = 58088 + 32216 = 90305 \text{ грн/рік}.$$

4.2.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

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

де a – норма амортизації, %

К – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 6574\,000 = 394444,9 \text{ грн/рік.}$$

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

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

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

$$C_{ip} = 0,25 \cdot (457393 + 90305 + 394444) = 235535 \text{ грн/рік.}$$

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

Таблиця 4.7 – Кошторис річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації обладнання	457393,4501	38,83853912
Витрати на поточний ремонт	90305,08049	7,668053403
Витрати на амортизацію	394444,9392	33,49340748
Інші витрати	235535,8675	20
Разом	1177679,337	100

4.3 Розрахунок собівартості електроенергії

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

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

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

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

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для першого цеху:

$$E_{a1} = 1042 \cdot 2750 = 2865558 \text{ кВт} \cdot \text{год.} / \text{рік.}$$

Аналогічно визначаємо річні витрати активної електроенергії для інших цехів. Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.8.

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Таблиця 4.8 – Річні витрати активної електроенергії по цехах

Назва цеху	К-сть змін	S_p , кВА	T_m , год.	$\cos \varphi$	P_p , кВт	E_a , кВт·год./рік
ЦТП1	1	1042.021188	2750	0.77	802.3563147	2865558.267
ЦТП2	1	1105.250486	2750	0.83	917.357903	3039438.835
ЦТП3	1	1405.65674	2750	0.78	1096.412257	3865556.035
Всього						9770553.137

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

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

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

де $I_{\text{м}}$ – максимальний струм у лінії, А;

$$R = r_0 \cdot L,$$

де r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км (див. табл. 2.25 [22]),

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження $T_{\text{м}}$:

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

Для лінії ГПП – ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ГПП до ТП1.:

$$R = 0,769 \cdot 0,2 = 0,15 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot 1 \cdot 30,11^2 \cdot 0,15 \cdot 1394 \cdot 10^{-3} = 1167 \text{ кВт·год./рік.}$$

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

Таблиця 4.9 – Втрати електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	Довжина, км	$I_{\text{м}}$, А	R, Ом	τ , год./рік	R _{пит} , Ом/км	$\Delta E_{\text{л}}$, кВт·год.
ГПП - ТП1	АПвЄБВ 3х35	2	0.2	30.1162193	0.15	1394.60	0.77	1167.24
ГПП - ТП2	АПвЄБВ 3х35	2	0.15	31.94365565	0.12	1394.60	0.77	984.89
ГПП - ТП3	АПвЄБВ 3х35	2	0.3	40.62591734	0.23	2750.00	0.77	6282.58
Разом								8434.703946

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

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

де n - кількість трансформаторів;

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

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

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

S_H - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах КТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 2,4 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 7,6 \cdot \left(\frac{7,6}{1000} \right)^2 \cdot 1394 = 45042 \text{ Вт} \cdot \text{год./рік}.$$

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

Таблиця 4.10 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип т-ра	К-сть	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_H , кВА	ΔE_T , кВт·год./рік
КТП-1	ТМ-1000	2	2.4	7.6	1042.02	1000	43486.55544
КТП-2	ТМ-1000	2	2.4	7.6	1105.25	1000	43666.43377
КТП-3	ТМ-1000	2	2.4	8.6	1405.66	1000	47889.16826
Разом							135042.1575

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

$$E = E_a + \Delta E_L + \Delta E_T; \quad (4.21)$$

$$E = 9770553 + 8434 + 135042 = 9914029 \text{ кВт} \cdot \text{год./рік}.$$

Оплата за електроенергію при одноставковому тарифі визначається як:

$$П_1 = v \cdot E / 100, \text{ грн.},$$

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

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

$$\Pi_1 = 6,08 \cdot 9914029.998 = 60277302 \text{ грн.}$$

4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії

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

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

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

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

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

де Π – оплата за спожиту електроенергію;

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

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

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

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

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

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

$$C_{\Pi} = 457393 + 457393 + 90305 + 394444 + 235535 = 1177679 \text{ грн/рік.}$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 60277302 + 1177679 = 61454981 \text{ грн/рік.}$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{61454981}{9770553} = 628 \text{ коп./кВт·год.}$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.11 –Результати розрахунків

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисно спожитої електроенергії	E_a	9770553,137	кВт·год.
Річне споживання електроенергії із втратами	E	9914029,998	кВт·год.
Плата за електроенергію	Π_1	60277302,39	грн.
Витрати на передачу і розподіл електроенергії	C_{Π}	1177679,337	грн.
Сумарні витрати підприємства	$C_{\text{сум}}$	61454981,73	грн.
Собівартість електроенергії	S	628,9816028	коп/кВт·год.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Магістерська дипломна робота направлена на підвищення ефективності системи електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю «Авіс». Отже, під час монтажу та подальшої експлуатації елементів системи електропостачання потрібно передбачати заходи із запобігання негативному впливу на працівників таких небезпечних і шкідливих виробничих факторів [21, 22].

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо).

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні та емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення з безпечної організації будівельно-монтажних робіт на об'єкті

5.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць під час робіт на комутаційних апаратах і комплектному розподільчому устаткуванні

В КРУ з обладнанням на візках, що викочуються, забороняється без зняття напруги з шин та їх заземлення проникати у відсіки комірок, не відокремлених суцільними металевими перегородками від шин або від безпосередньо з'єднаного з КРУ обладнання.

Під час роботи у відсіку комірки КРУ візок з обладнанням необхідно викотити і шторку відсіку, в якому струмопровідні частини залишилися під напругою, замкнути на замок і вивісити плакат «Стій! Напруга». У відсіку вивісити плакат «Працювати тут!». В КРУ, оснащених заземлювальними ножами, на приєднаннях, схема яких виключає можливість подавання напруги з іншого боку, відсутність напруги перед вмиканням цих ножів допускається перевіряти прослідковуванням схеми в натурі.

Під час робіт зовні КРУ на підключеному до нього устаткуванні або на ПЛ чи КЛ, що відходять, візок з вимикачем необхідно викотити з комірки; верхню шторку або дверцята замкнути на замок і вивісити плакати «Не вмикати! Працюють люди» або «Не вмикати! Робота на лінії».

В комірках КРУ під час робіт допускається:

- за наявності блокування між заземлювальними ножами і візком з вимикачем встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;
- за відсутності блокування між заземлювальними ножами і візком вимикача, а також заземлювальних ножів в комірках, встановлювати візок в проміжне між контрольним і викоченим положенням за умови замикання його на замок в цьому положенні. Візок може бути встановлений в проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні.

Встановлювати в контрольне положення візок з вимикачем для його випробування і роботи в колах керування і захисту дозволяються в тих випадках, коли роботи зовні КРУ на ПЛ і КЛ, що відходять, або на підключеному до них устаткуванні, враховуючи механізми, з'єднані з електродвигунами, не провадять або на цьому приєднанні встановлене заземлення в комірці КРУ.

5.1.2 Електробезпека

Для живлення технологічного обладнання та системи освітлення на будівництві об'єкту використовується трифазна чотирьохпровідна мережа із

заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у будівлі є струмопровідною.

Улаштування та експлуатація електроустановок повинні здійснюватися відповідно до Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів (наказ від 25.07.2006 № 258 Мінпаливенерго України), Правил улаштування електроустановок (наказ від 28.08.2006 № 305 Мінпаливенерго України), НПАОП 0.00-1.29, НПАОП 40.1-1.01, НПАОП 40.1-1.07, НПАОП 40.1-1.21, НПАОП 40.1-1.32. Електробезпека на будівельному майданчику повинна забезпечуватися відповідно до вимог ГОСТ 12.1.013.

Улаштування і технічне обслуговування тимчасових і постійних електричних мереж на виробничій території повинен здійснювати персонал, що має відповідну кваліфікаційну групу з електробезпеки.

Розведення тимчасових електромереж напругою до 1000 В, що використовуються для електрозабезпечення об'єктів будівництва, необхідно виконати ізольованими проводами чи кабелями на опорах або конструкціях, розрахованих на відповідну механічну міцність під час прокладання по них проводів і кабелів на висоті над рівнем землі та настилу не менше ніж, м: 2,5 – над робочими місцями; 3,5 – над проходами; 6,0 – над проїздами.

Світильники загального освітлення напругою 127 В і 220 В необхідно встановлювати на висоті не менше ніж 2,5 м від рівня землі, підлоги, настилу. За висоти підвішування менше ніж 2,5 м необхідно згідно з ПУЕ (наказ Мінпаливенерго України від 28.08.06 № 305) використовувати напругу не вище ніж 25 В. Живлення світильників напругою до 25 В повинно здійснюватися від знижувальних трансформаторів, машинних перетворювачів, акумуляторних батарей. Застосовувати для зазначених цілей автотрансформатори, дроселі та реостати забороняється. Корпуси знижувальних трансформаторів і їх вторинні обмотки слід заземлити. Переносні світильники мають бути тільки

промислового виготовлення. Інші світильники застосовувати в якості переносних забороняється.

Вимикачі, автомати та інші комутаційні електричні апарати, що застосовуються на відкритому повітрі або у вологих цехах, повинні бути у пожежо- вибухозахищеному виконанні. Усі електропускові пристрої слід розміщувати так, щоб унеможлиблювався пуск машин, механізмів і устаткування сторонніми особами. Забороняється вмикання декількох струмоприймачів одним пусковим пристроєм. Розподільні щити і рубильники необхідно закривати на замок.

Металеві будівельні риштування, металеві огорожі місць, де виконуються роботи, полиці та лотки для прокладання кабелів і проводів, рейкові колії вантажопідіймальних кранів і транспортних засобів з електричним приводом, корпуси устаткування, машин і механізмів з електроприводом необхідно заземлювати відповідно до Правил улаштування електроустановок одразу після їх встановлення на місце до початку виконання будь-яких робіт.

Струмопровідні частини електроустановок повинні бути ізольовані, огорожені чи розміщені в місцях, недоступних для випадкового дотику до них. Захист електричних мереж і електроустановок від несанкціонованого втручання на виробничій території необхідно забезпечити за допомогою автоматичних вимикачів відповідно до НПАОП 40.1-1.32.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони та зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче оптимальної температури

повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше їм.

3. Для забезпечення нормованих значень руху повітря проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

Таблиця 5.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний	Па	17-23	до 75%	не більше 0,3

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил при свердлінні отворів і різанні металевих виробів їх ГДК наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони в кабіні проектувальника установки

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
Пил нетоксичний	Максимально разова	Середньо добова	4
	0,5	0,15	

Для забезпечення параметрів мікроклімату та складу повітря робочої зони відповідно до проектом передбачено-періодичне провітрювання приміщень та використання засобів індивідуального захисту.

5.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення у виробничих приміщеннях. Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «б».

Нормовані значення освітленості наведені в таблиці 4. 3.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харакка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	б	середній малий	темний середній	500	200	1,5	0,9

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра. При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

5.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки». Основним джерелом шуму є механічний

інструмент: дріль, перфоратори, зварювальний апарат. Допустимі рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях в виробничих приміщеннях і на території підприємств представлені в таблиці 4.4.

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

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

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні. Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту – «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму потрібно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.
- організувати перерви в роботі (15 хвилин), після кожної години роботи з пристроями що є джерелом шуму;

5.2.5 Виробничі вібрації

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються насосні агрегати, вентилятори, дрілі, болгарки, перфоратори, які відносяться до типу загальної вібрації.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$\text{м} \cdot \text{с}^{-2}$	ДБ	$\text{м} \cdot \text{с}^{-2} \cdot 10^{-2}$	ДБ
За	Z_o, Y_o, X_o	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

- динамічне погашення вібрації - приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;
- зміна конструктивних елементів машин;
- застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружним демпферуємим низом.

5.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [21]. Робота електромонтажника потребує значних фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кГ/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кГ/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кГ – до 30 кГ; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 40000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кГ/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаємного розташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення простих альтернативних завдань згідно з інструкцією; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання сигналів з наступним порівнянням фактичних значень параметрів з їх номінальними значеннями. Заключна оцінка фактичних значень параметрів; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності

Сенсорні навантаження: зосередження (%за зміну) – більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – більше 300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; ступінь

ризик для власного життя – вірогідний; ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

ВИСНОВОК

В даній магістерській роботі розроблена система електропостачання ТОВ «Авіс». Для більш правильного вибору основного обладнання підприємства була створена математична модель системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю «Авіс», що дозволяє в динамічному режимі провести вибір основного обладнання СЕП при зміні вхідних параметрів. Дана модель дозволяє комбінувати різні схеми живлення, різне обладнання і в кінцевому варіанті дозволяє приймати більш правильні рішення з точки зору надійності і економічності. Розрахунки, переважно, виконувались за допомогою універсального програмного забезпечення електронного процесора Excel та графічного редактора Visio.

В спеціальній частині роботи запропоновано інтегрувати когенераційну установку (КГУ), яка дозволить одночасно виробляти електричну та теплову енергію. Це забезпечить стабільність енергозабезпечення підприємства, знизить витрати на електроенергію та частково компенсує потребу в тепловій енергії.

Економічна ефективність: Розраховано, що собівартість електроенергії, виробленої на КГУ, є нижчою за тариф постачальника, а термін окупності інвестицій у встановлення КГУ становить 5 років, що підтверджує економічну доцільність цього рішення.

Розглянуті питання охорони праці, прийняті технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта, гігієни праці та виробничої санітарії, а також пожежної безпеки. Дана оцінка безпеки роботи системи електропостачання ТОВ «Авіс» в умовах дії сейсмічних коливань та електромагнітного імпульсу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] Офіційний сайт ТОВ «Авіс» [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.avis.ua>.
- [2] Бурбело М. Й. Розрахунок систем електропостачання: навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. – 193 с.
- [3] Правила улаштування електроустановок. - 6-те вид., переробл. й доповн. - Х .: Міненерговугілля України, 2017.
- [4] Розрахунок внутрішнього електропостачання : навчальний посібник / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 123 с.
- [5] ДСТУ ІЕС/TR 60909-4:2008 (ІЕС/TR 60909-4:2000, IDT) Національний стандарт України. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання.
- [6] Офіційний сайт Південкабель [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.yuzhcable.info/edata.php?MRR=153801012003000150>.
- [7] Підтримка MS Office [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://office.microsoft.com/uk-ua/support>
- [8] Камінський А. В. Математичне та комп'ютерне моделювання процесів оптимізації центрування електричних мереж : монографія / А. В. Камінський, Б. І. Мокін – Вінниця: УНІВЕРСУМ - Вінниця, 2005. –122с
- [9] Офіційний сайт компанії РЗВА [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://www.rzva.ua/ua/pro-kompaniyu_1474357097/.
- [10] Офіційний сайт компанії KTS Engineering [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.kts-eng.com/> .
- [11] Характеристика КГУ Jenbacher J 620 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.kts-eng.com/product/jenbacher-j-620-gs/> .
- [12] Ю. В. Лобода, Є. М. Цибульський. Дослідження впливу вищих гармонік на конденсаторні установки// LIII Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2024) Режим доступу:

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2024/paper/view/19542>

[13] Рябченко, А. С., Геращенко, С. М., & Покуца, І. В. Когенерація як перспективний напрям енергозбереження в житлово-комунальному господарстві.

[14] Мороз, О. М., & Павлов, А. О. (2024). Розвиток локальних системи енергозабезпечення з різними видами генерації, як стратегія забезпечення стійкої роботи агропідприємств в умовах війни. Розрахунок систем електропостачання : навчальний посібник / М. Й. Бурбело – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 193 с.

[15] Демов О. Д., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Розрахунок собівартості електроенергії на промисловому підприємстві: Навчальний посібник / О.Д. Демов, О.О. Бірюков, Л.М. Мельничук – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 92 с.

[16] Афанасьев Н. А., Юсипов М. А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйств промышленных предприятий / Н.А. Афанасьев, М.А. Юсипов – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.

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

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

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

[20] ДБН А.3.2-2-2009. ССБП. Охорона праці і промислова безпека у

будівництві. Основні положення. [Чинний від 2009-01-27]. Вид. офіц. К. : Мінрегіонбуд України, 2009. 116 с.

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

[22] НПАОП 40.1-1.32-01. (ДНАОП 0.00-1.32-01). Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. [Чинний від 2002-01-01]. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ” 2024р.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й. _____
“ ” 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

Підвищення ефективності системи електропостачання товариства з
обмеженою відповідальністю «АВІС», місто Вінниця

Науковий керівник:

Ph. D., доцент Лобода Ю. В.. _____

(підпис)

Виконавець: студентка гр. ЕМ - 23м

Цибульський Є. М. _____

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ № 310 від 17.09.2024р.

Дата початку роботи 02.09 .2024р.

Дата закінчення роботи 04.12.2024.

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

а) мета – Підвищення ефективності системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю «АВІС», місто Вінниця.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

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

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Методичні вказівки до оформлення дипломних проектів (робіт) у Вінницькому національному технічному університеті / Уклад. Г.Л. Лисенко, А.Г. Буда, Р.Р. Обертюх. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 60 с,

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

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

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

3.5 Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Л.Б. Терешкевич, О.Д. Демов, Ю.А. Шулле. – Вінниця: ВНТУ, 2006р.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для дослідження	18.09	28.09
4.2 Проведення дослідних розрахунків	29.09	24.10
4.3 Розробка робочих креслень	25.10	21.11
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	22.11	10.12

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

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

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

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

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Таблиця А.1 - Відомості про електричні навантаження підприємства

№пп	Споживачі	Рн кВт
1.	Завод полімерного упакування	375
2.	Цех (друкарня)	240
3.	Завод безалкогольних напоїв	690
4.	Очисні споруди	360
5.	Очисні споруди	360
6.	Котельня	390
7.	Склад № 1	187.5
8.	Склад № 2	187.5
9.	Склад № 3(гот.прод)	240
10.	Склад № 4(гот.прод)	255
11.	Оліє-очисний завод	540
12.	Цех фасування олії	345
13.	Цех по виробництву майонезу	270
14.	Холодильно-компресорна станція	405
15.	Завод по виготовленню печива	375

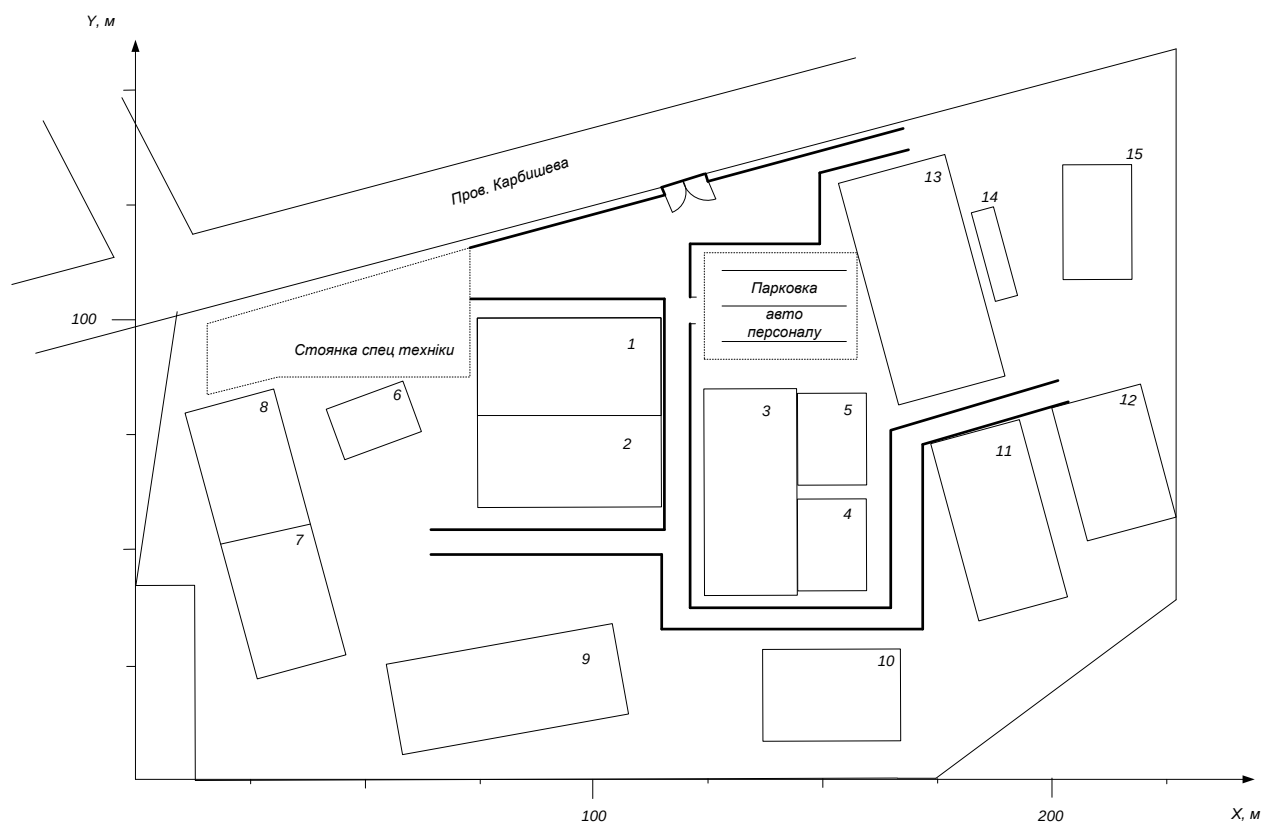
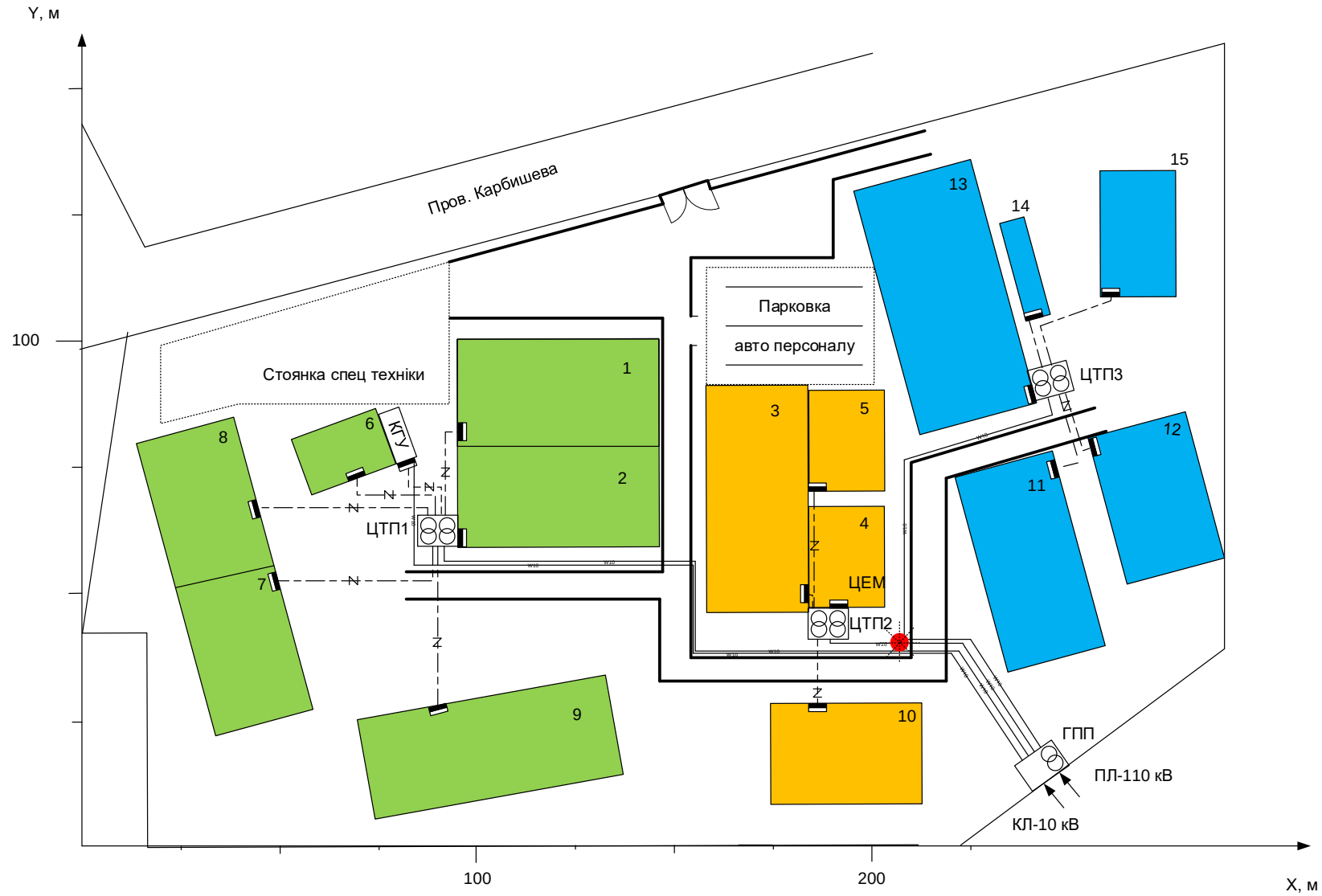
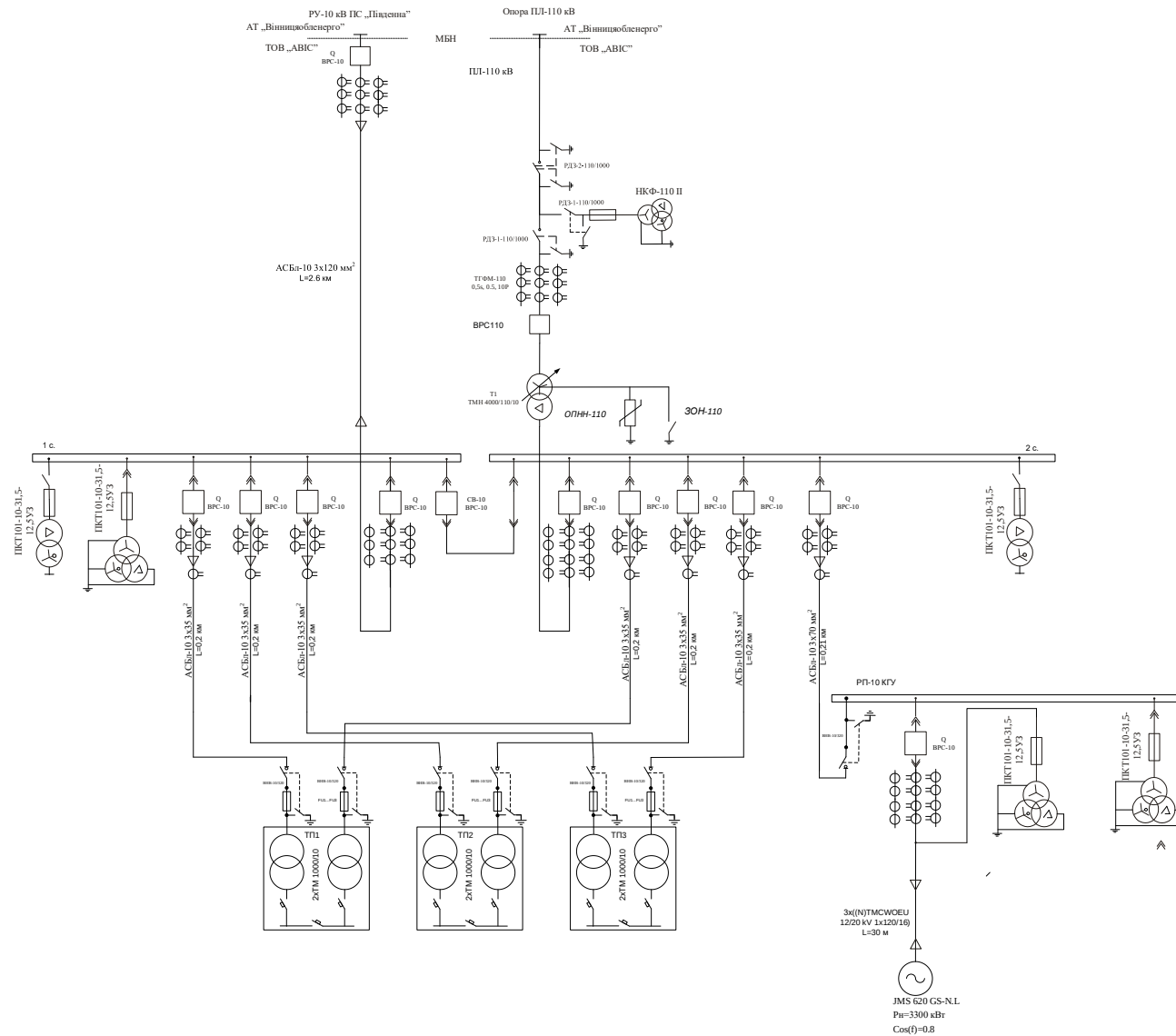


Рисунок А.1 - Генплан

Додаток Б – Генплан підприємства



Додаток В – Однолінійна схема підприємства



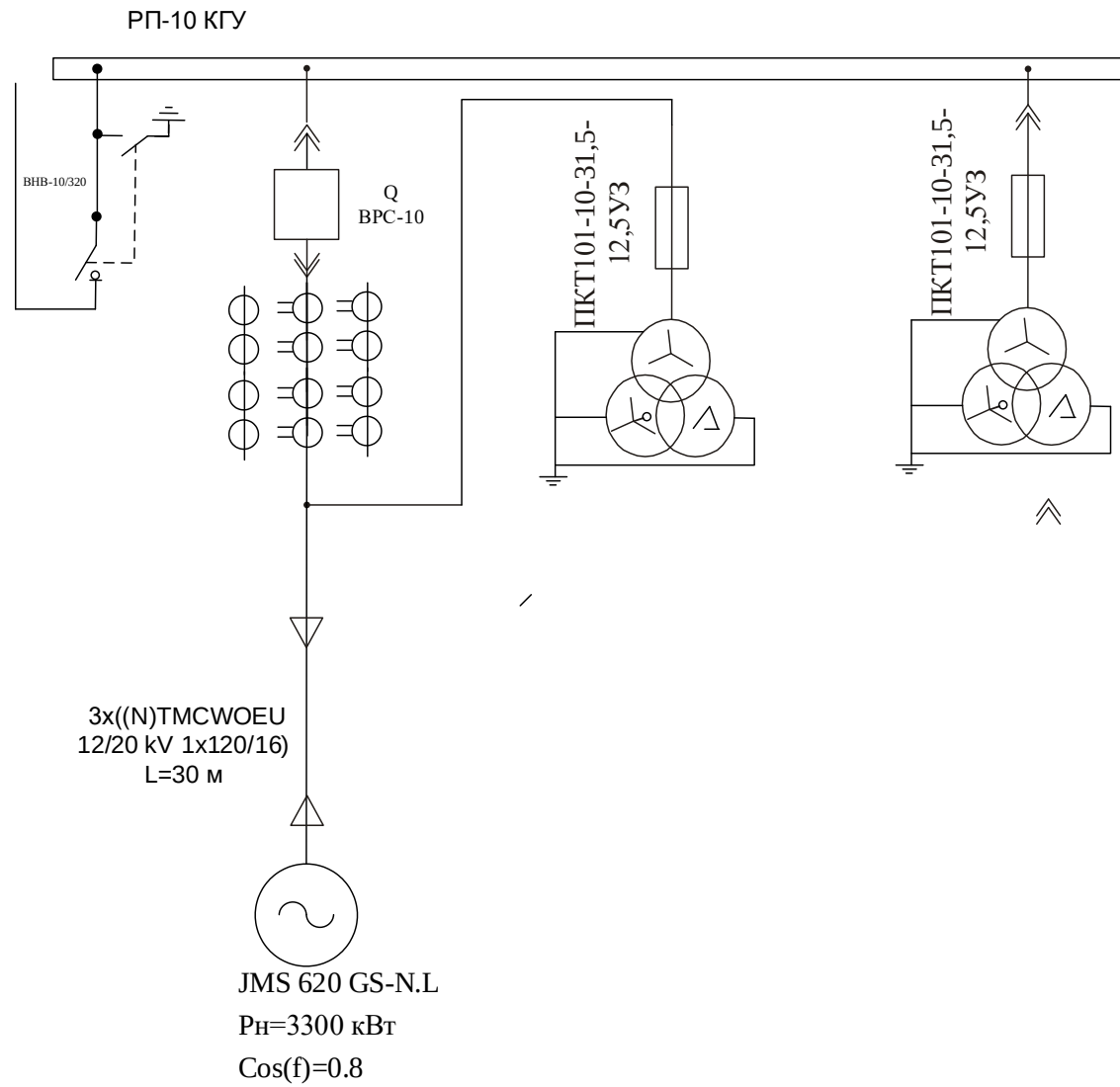
Додаток Г – Зовнішній вигляд КГУ

KTS 620

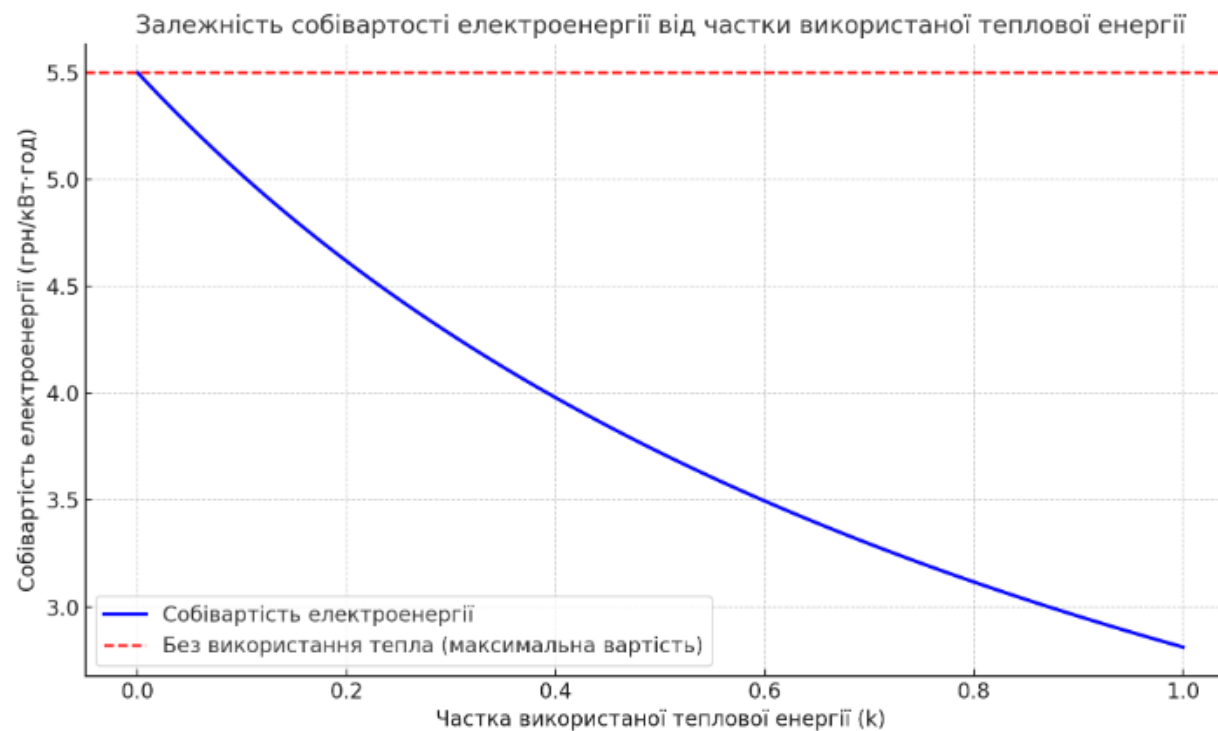


Електрична вихідна потужність	3349	кВт ел.
Теплова потужність	3169	кВт·год

Додаток Д – Розподільчий пристрій КГУ



Додаток Е – Залежність собівартості електроенергії від використаної теплової енергії



Додаток Є – Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Підвищення ефективності системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю «ABIC», місто Вінниця

Тип роботи: _____ МКР _____

(БДР, МКР)

Підрозділ: кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту факультет електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Turnitin

Оригінальність _____ 84% _____ Схожість _____ 16% _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☐ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____ Лобода Ю.В. _____

(підпис)

(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unichack щодо роботи.

Автор роботи _____

(підпис)

Цибульський Є. М. _____

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____

(підпис)

Лобода Ю. В. _____

(прізвище, ініціали)

Додаток Ж – Презентаційні матеріали

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

Доповідь до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему: Підвищення ефективності системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю «АВІС»,
місто Вінниця

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕМ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
Цибульський Є. М.
(прізвище та ініціали)

Керівник доцент, Ph. D., Лобода Ю. В.
(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2024 року

Актуальність теми. Ефективна система електропостачання є основою стабільної роботи сучасних підприємств, зокрема в умовах підвищених вимог до надійності енергозабезпечення, енергоефективності та екологічної відповідальності. ТОВ "Авіс", як підприємство, що динамічно розвивається, зіштовхується з необхідністю адаптації своєї енергетичної інфраструктури до сучасних викликів, включаючи зростання енергетичних навантажень, ризики перебоїв у електропостачанні та потребу в зменшенні витрат на енергоресурси.

В умовах енергетичної кризи, спричиненої як глобальними економічними змінами, так і військовою агресією росії проти України, стабільність енергозабезпечення набуває стратегічного значення. Перебої в електропостачанні та часті обмеження споживання електроенергії змушують підприємства шукати нові шляхи для підвищення енергоефективності та забезпечення незалежності від зовнішніх постачальників енергії. Тому використання когенераційних установок для забезпечення автономного живлення є актуальною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою цієї магістерської роботи є розробка технічних і організаційних заходів для підвищення ефективності системи електропостачання ТОВ "Авіс". Для цього необхідно провести комплексний аналіз існуючої системи енергозабезпечення підприємства, визначити основні проблеми та шляхи їх вирішення. Особливу увагу буде приділено інтеграції сучасних технологій, таких як когенераційні установки.

Об'єкт дослідження – система електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю «Авіс».

Предмет дослідження – є методи та засоби автоматизованого проектування.

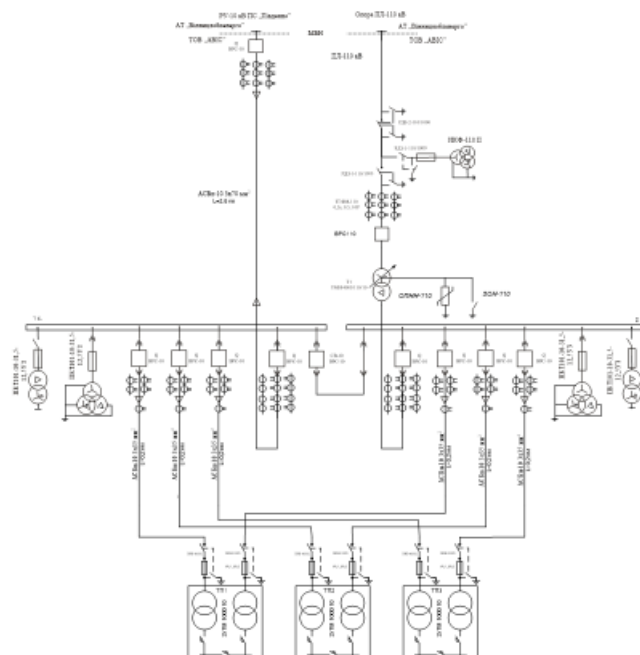
Практична цінність. Практична цінність дослідження полягає у підвищенні надійності та енергоефективності системи електропостачання ТОВ "Авіс" через оптимізацію її структури, впровадження енергоефективного обладнання та сучасних підходів до управління енергоспоживанням. Це сприятиме зниженню енергетичних витрат, забезпеченню стабільності роботи підприємства навіть у кризових умовах, скороченню екологічних наслідків та створенню можливості адаптації запропонованих рішень на інших підприємствах.

Публікація по темі роботи:

Ю. В. Лобода, Є. М. Цибульський. Дослідження впливу вищих гармонік на конденсаторні установки// LIII Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2024) Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2024/paper/view/19542> .



Однолінійна схема



Зовнішній вигляд КГУ JMS 620 GS-N.L

KTS 620

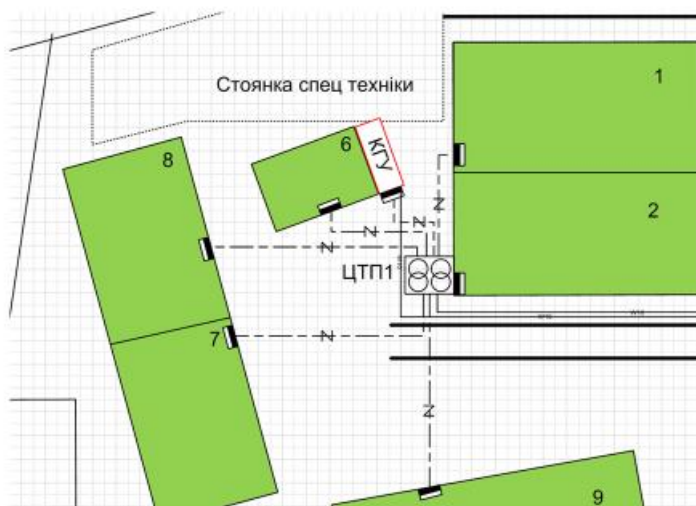


Електрична вихідна потужність	3349	кВт ел.
Теплова потужність	3169	кВт·год

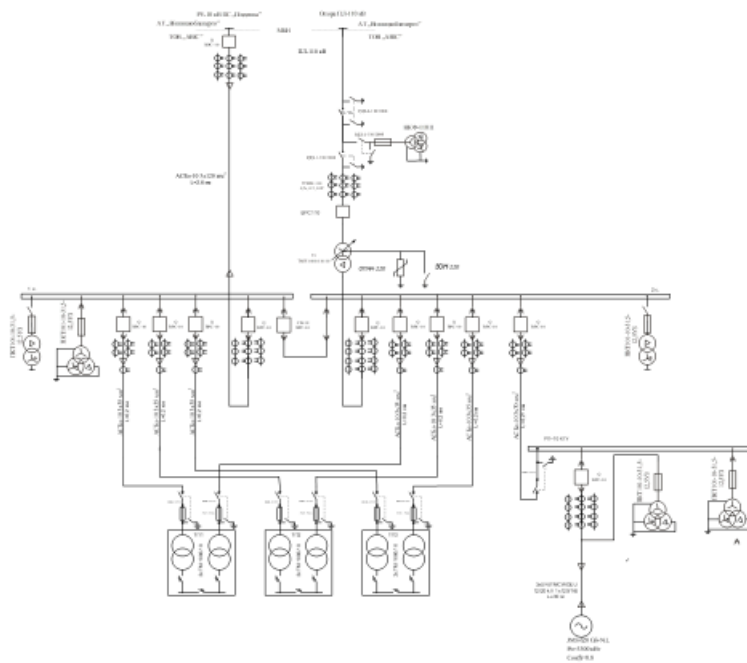
Характеристика КГУ JMS 620 GS-N.L

			100%	75%	50%
Підведена енергія палива	[2]	кВт год	7.373	5.655	3.937
Витрата газу	*)	Нм³/год	776	595	414
Механічна вихідна потужність	[1]	кВт	3.431	2.573	1.715
Електрична вихідна потужність	[4]	кВт ел.	3.349	2.504	1.655
Корисна теплова потужність (вміст гліколю 40%)					
~ Інтеркулер 1-ї ступені	[9]	кВт год	1.028	599	242
~ Моторна олива		кВт год	334	297	253
~ Водяна сорочка		кВт год	515	454	382
~ вихлоп при охолодженні 349 °C → 120 °C		кВт год	1.292	1.173	955
Загальна корисна теплова потужність	[5]	кВт год	3.169	2.523	1.832
Загальна потужність		кВт год	6.518	5.026	3.487
Тепло, що розсіюється (вміст гліколю 40%)					
~ Інтеркулер 2-ї ступені		кВт год	181	112	63
~ Моторна олива		кВт год	—	—	—
~ Випромінюване тепло поверхонь	са. [7]	кВт год	233	~	~
Питомий коефіцієнт споживання палива ел.	[2]	кВт год/кВт ел. год	2,20	2,26	2,38
Питомий коефіцієнт споживання палива	[2]	кВт год/кВт год	2,15	2,20	2,30
Споживання оливи	са. [3]	кг/год	0,69	~	~
Електричний ККД			45,4%	44,3%	42,0%
Тепловий ККД			43,0%	44,6%	46,5%
Загальний ККД	[6]		88,4%	88,9%	88,6%
Високотемпературний контур:					
Температура подачі	°C		90,0	85,9	81,6
Зворотна температура	°C		70,0	70,0	70,0
Витрата гарячої води	м³/год		154,0	154,0	154,0
Нижня теплотворна здатність паливного газу		кВт год/Нм³	9,5		

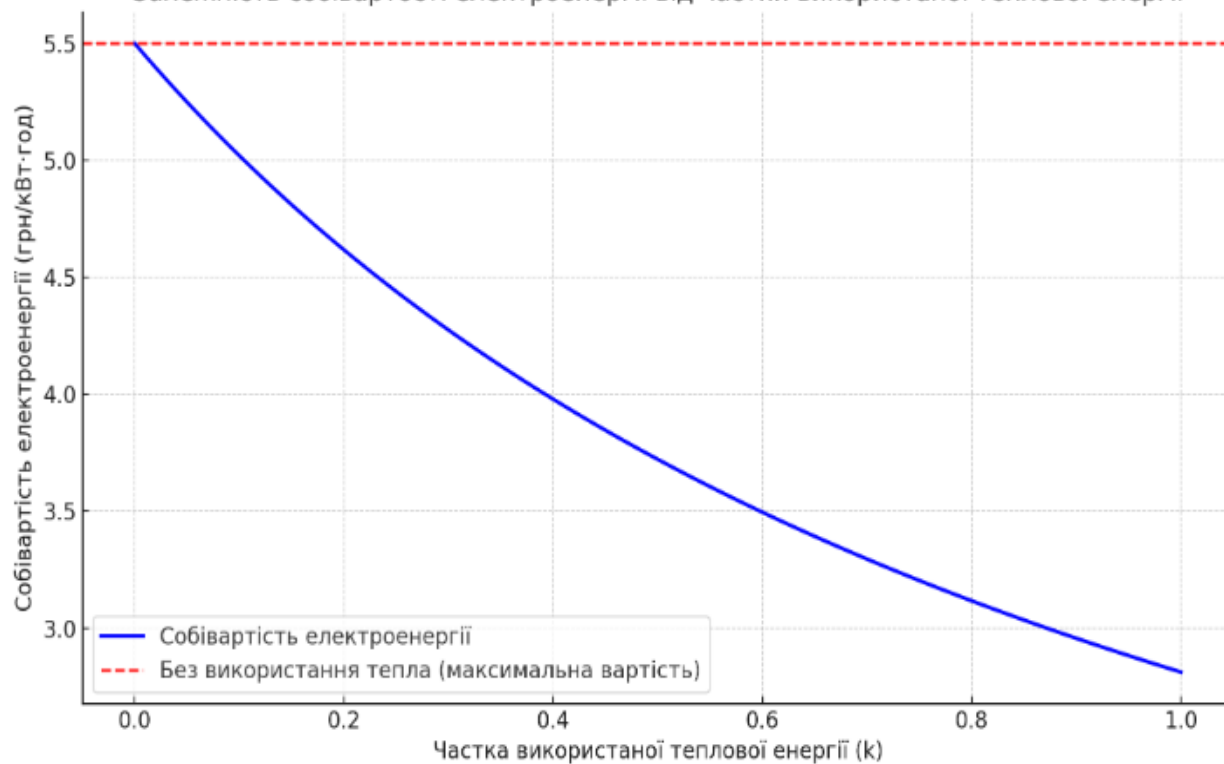
Встановлення КГУ



Однолінійна схема підприємства з урахуванням КГУ



Залежність собівартості електроенергії від частки використаної теплової енергії



Собівартість електроенергії споживання від мережі

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисно спожитої електроенергії	E_a	9770553,137	кВт·год.
Річне споживання електроенергії із втратами	E	9914029,998	кВт·год.
Плата за електроенергію	P_1	60178162,09	грн.
Витрати на передачу і розподіл електроенергії	C_n	1001847,651	грн.
Сумарні витрати підприємства	$C_{\text{сум}}$	61180009,74	грн.
Собівартість електроенергії	S	636,1673099	коп/кВт·год.

Собівартість електроенергії споживання від КГУ

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисно спожитої електроенергії	E_a	9770553,137	кВт·год.
Річне споживання електроенергії із втратами	E	9914029,998	кВт·год.
Плата за електроенергію	P_1	47091642,49	грн.
Витрати на передачу і розподіл електроенергії	C_n	1001847,651	грн.
Сумарні витрати підприємства	$C_{\text{сум}}$	48093490,14	грн.
Собівартість електроенергії	S	502,2289401	коп/кВт·год.

Висновок

В даній магістерській роботі розроблена система електропостачання ТОВ «Авіс». Для більш правильного вибору основного обладнання підприємства була створена математична модель системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю «Авіс», що дозволяє в динамічному режимі провести вибір основного обладнання СЕП при зміні вхідних параметрів..

В спеціальній частині роботи запропоновано інтегрувати когенераційну установку (КГУ), яка дозволить одночасно виробляти електричну та теплову енергію. Це забезпечить стабільність енергозабезпечення підприємства, знизить витрати на електроенергію та компенсує потребу в тепловій енергії.

Розраховано, що собівартість електроенергії, виробленої на КГУ, є нижчою за тариф постачальника, а термін окупності інвестицій у встановлення КГУ становить 5 років, що підтверджує економічну доцільність цього рішення.

В економічній частині роботи було розраховано собівартість використання електроенергії, що включає витрати на СЕП вцілому.

Розглянуті питання охорони праці, прийняті технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта, гігієни праці та виробничої санітарії, а також пожежної безпеки