

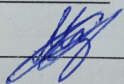
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

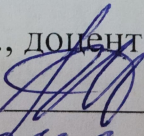
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "АВІС" З ВИБОРОМ ОПТИМАЛЬНОЇ СТРАТЕГІЇ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

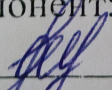
Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ-23м з/в
спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка

 Заверуха М.О.

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСЕЕМ ВНТУ
 Кутіна М. В.

« 16 » грудня 2024 р.

Опонує: к.т.н. доцент каф. ЕСС

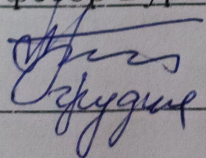
 Сідо́рукха О.В.

« 16 » грудня 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н. професор Бурбело М.Й.

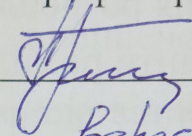
« 16 »  грудня 2024 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

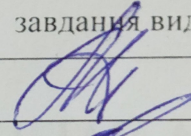
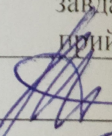
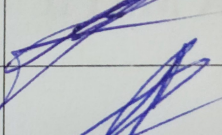
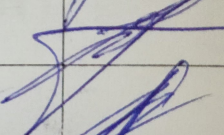
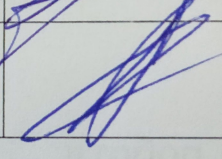
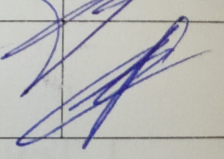
д.т.н, професор

 М. Й. Бурбело
17 вересня 2024 року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
ЗАВЕРУСІ МИХАЙЛУ ОЛЕГОВИЧУ
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Розробка системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю "ABIC" з вибором оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання
керівник роботи к.т.н., доцент кафедри ЕСЕЕМ ВНТУ Кутіна М.В.
затверджені наказом ВНТУ від «17» вересня 2024 р., № 310
2. Термін подання студентом роботи «9» грудня 2024 р.
3. Вихідні дані до роботи: Загальні відомості про підприємство, особливості технологічних процесів. Інформація про електричні навантаження підприємства та цехів. Місце розміщення підприємства та джерел живлення. Перспективи розвитку підприємства. Наукові публікації з питань вибору стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Анотація. Вступ. 1. Особливості підприємства та режими його електроспоживання. 1.1 Характеристики технологічного процесу підприємства. 1.2 Відомості про режими електроспоживання та стратегії технічного обслуговування і ремонту електрообладнання . 2 Розрахунок параметрів системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю "ABIC". 2.1 Вибір схеми зовнішнього електропостачання. 2.2 Техніко-економічне обґрунтування та аналіз надійності схеми зовнішнього електропостачання. 2.3

Вибір високовольтного елементу. 2.6 Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ГПП. 2.7 Визначення оптимальних координат оптимальних перерізів КЛ 10 кВ. 3. Вибір оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання товариства з обмеженою відповідальністю "АВІС". 3.1 Аналіз систем технічного обслуговування і ремонту в Україні і за кордоном. 3.2 Вибір оптимальної стратегії ремонтно-обслуговуючих дій. Висновки. Економічна частина роботи 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки. 5. Перелік ілюстративного матеріалу: Матеріал необхідний для висвітлення сутності проведених досліджень та впровадження розроблених методик. 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Кутіна М.В., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Економічна частина	Шулле Ю.А., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Войтюк Ю. П., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		

7. Дата видачі завдання "14" жовтня 2024 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітки
1	Особливості підприємства та режими його електроспоживання	14.10.24р.-19.10.24р.	вик
2	Розрахунок параметрів системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю "АВІС".	19.10.24р.-02.11.24р.	вик
3	Вибір оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання товариства з обмеженою відповідальністю "АВІС".	02.11.24р.-16.11.24р.	вик
4	Економічна частина	16.11.24р.-23.11.24р.	вик
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	23.11.24р.- 30.11.24р.	вик
6	Графічна частина	30.11.24р.- 7.12.24р.	вик

Студент

Заверуха М. О.

Керівник роботи

Кутіна М. В.

Нормоконтроль

Войтюк Ю. П.

АНОТАЦІЯ

Заверуха Михайло Олегович. Розробка системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю "ABIC" з вибором оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання. Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ, 2024. 101 с.

На укр. мові. бібліогр.: 32 назв; рис.: 21; табл.: 30.

У магістерській кваліфікаційній роботі вирішено питання розробки системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю "ABIC". У роботі визначено оптимальні параметри електропостачання підприємства та запропоновано ефективну стратегію технічного обслуговування та ремонту електрообладнання. Проведено розрахунки основних економічних показників системи, а також опрацьовані заходи з охорони праці та забезпечення безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: система електропостачання, технічне обслуговування, ремонт електрообладнання, безпека.

ABSTRACT

Zaverukha Mykhailo Olehovich. Development of the Power Supply System for the Limited Liability Company "AVIS" with the Selection of the Optimal Strategy for Maintenance and Repair of Electrical Equipment. Master's Qualification Thesis in the specialty 141 – Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics. Vinnytsia: VNTU, 2024. 101 pages. In English. Bibliography: 32 sources; figures: 21; tables: 30.

The master's qualification thesis addresses the development of a power supply system for the Limited Liability Company "AVIS." The work identifies the optimal parameters for the company's power supply system and proposes an effective strategy for maintenance and repair of electrical equipment. Key economic indicators of the system have been calculated, and measures for occupational safety and emergency response have been developed.

Keywords: power supply system, maintenance, repair of electrical equipment, safety.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 ОСОБЛИВОСТІ ПІДПРИЄМСТВА ТА РЕЖИМ ЙОГО ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ	8
1.1 Характеристики технологічного процесу підприємства	8
1.2 Відомості про режими електроспоживання та стратегії технічного обслуговування і ремонту електрообладнання	10
1.3 Висновки до розділу 1	12
2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "АВІС"	13
2.1 Вибір схеми зовнішнього електропостачання.	13
2.2 Техніко-економічне обґрунтування та аналіз надійності схеми зовнішнього електропостачання.	15
2.3 Вибір високовольтного електрообладнання.	21
2.4 Розрахунок навантажень.	29
2.5 Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ТП	34
2.6 Визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ	39
2.7 Визначення оптимальних координат розміщення ГПП.	41
2.8 Висновки до розділу 2	43
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СТРАТЕГІЇ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "АВІС"	44
3.1 Аналіз систем технічного обслуговування і ремонту в Україні і за кордоном ...	44
3.2 Вибір оптимальної стратегії ремонтно-обслуговуючих дій.	47
3.3 Висновки до розділу 3	52
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ ..	54
4.1 Техніко-економічне обґрунтування роботи	54
4.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання	56
4.3 Розрахунок поточних витрат	57

4.4 Розрахунок собівартості електроенергії	68
4.5 Висновки до розділу 4	72
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	73
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	73
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	77
5.3 Пожежна безпека	80
5.4 Висновки до розділу 5	81
ВИСНОВКИ	82
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	83
ДОДАТКИ	86
Додаток А – Технічне завдання	87
Додаток Б – Графічна частина	90
Додаток В – Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	92
Додаток Г – Ілюстративний матеріал	93

ВСТУП

Актуальність роботи: Системи електропостачання (СЕП) є ключовою складовою енергетичної інфраструктури промислових підприємств. Вони забезпечують подачу електроенергії для електродвигунів, освітлювальних установок, апаратів зварювання та іншого обладнання, необхідного для технологічних процесів. Сучасні СЕП потребують високого рівня надійності, ефективності, якості електроенергії та енергоощадності. Ці показники досягаються завдяки оптимальному проектуванню систем, вибору обладнання, реалізації заходів з енергозбереження, а також впровадженню ефективних стратегій технічного обслуговування та ремонту електрообладнання. Розробка сучасної системи електропостачання для ТОВ "ABIC" із вибором оптимальної стратегії технічного обслуговування є актуальною через необхідність підвищення енергоефективності, зниження експлуатаційних витрат і забезпечення надійності енергозабезпечення.

Мета роботи: підвищення надійності системи електропостачання ТОВ "ABIC" шляхом вибору її оптимальної структури, а також стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання.

Основні задачі дослідження:

- Аналіз особливостей технологічних процесів та режимів електроспоживання підприємства.

- Розрахунок параметрів системи електропостачання, включаючи навантаження, потужності трансформаторних підстанцій, перерізів кабельних ліній та оптимальних координат розміщення ГПП.

- Вибір оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання.

- Розробка економічного обґрунтування впровадженої системи електропостачання.

- Визначення заходів з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Об'єкт дослідження: процес функціонування системи електропостачання ТОВ "ABIC".

Предмет дослідження: Розробка системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю "ABIC" з вибором оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання.

Методи досліджень. Використовувалися теоретичні та емпіричні методи досліджень, зокрема закони електротехніки, аналізу та синтезу.

Новизна. Удосконалено систему електропостачання ТОВ "ABIC" шляхом оптимізації її параметрів та розробки оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання

Практична цінність магістерської кваліфікаційної роботи. Запропоновані технічні рішення можуть бути використані в проєктних організаціях.

Апробація результатів магістерської кваліфікаційної роботи. Основні теоретичні положення й найвагоміші практичні результати виконаного дослідження було опубліковано в тезах доповіді [2].

1 ОСОБЛИВОСТІ ПІДПРИЄМСТВА ТА РЕЖИМ ЙОГО ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

1.1 Характеристики технологічного процесу підприємства

На балансі підприємства «Авіс» знаходиться потужний виробничий комплекс, який охоплює кілька цехів та заводів, що забезпечують випуск харчової продукції, пакувальних матеріалів та супутніх послуг. Основні об'єкти підприємства:

Завод полімерного упакування: Потужність – 250 кВт. Виробництво полімерної упаковки для забезпечення власних потреб та реалізації на ринку.

Завод безалкогольних напоїв: Потужність – 260 кВт. Спеціалізується на виготовленні широкого асортименту безалкогольних напоїв.

Оліє-очисний завод та цех фасування олії: Потужності – 195 кВт та 170 кВт відповідно. Забезпечують очищення, фасування та пакування рослинних олій.

Цех по виробництву майонезу: Потужність – 335 кВт. Виготовляє майонез різних видів із сучасною технологічною лінією.

Завод по виготовленню печива: Потужність – 105 кВт. Виробляє кондитерську продукцію для внутрішнього та зовнішнього ринків.

Склади для зберігання продукції: Потужності: Склад №1 – 125 кВт, Склад №2 – 125 кВт, Склад №3 (готова продукція) – 160 кВт, Склад №4 (готова продукція) – 170 кВт. Забезпечують оперативне зберігання сировини та готової продукції.

Очисні споруди: Потужність – 2 установки по 95 кВт. Призначені для очищення стічних вод, забезпечуючи екологічну безпеку підприємства.

Котельня: Потужність – 57 кВт.

Холодильно-компресорна станція: Потужність – 48 кВт. Підтримує температурний режим зберігання продукції.

Підприємство відноситься до споживачів II категорії електропостачання, що гарантує високу надійність та безперебійність роботи. Така структура

дозволяє "Авіс" ефективно функціонувати на ринку, забезпечуючи виробництво високоякісної продукції та дотримання екологічних стандартів.

На рис. 1.1 подано генплан ТОВ «Авіс», а в табл. 1.1 відомості про електричні навантаження ТОВ «Авіс».

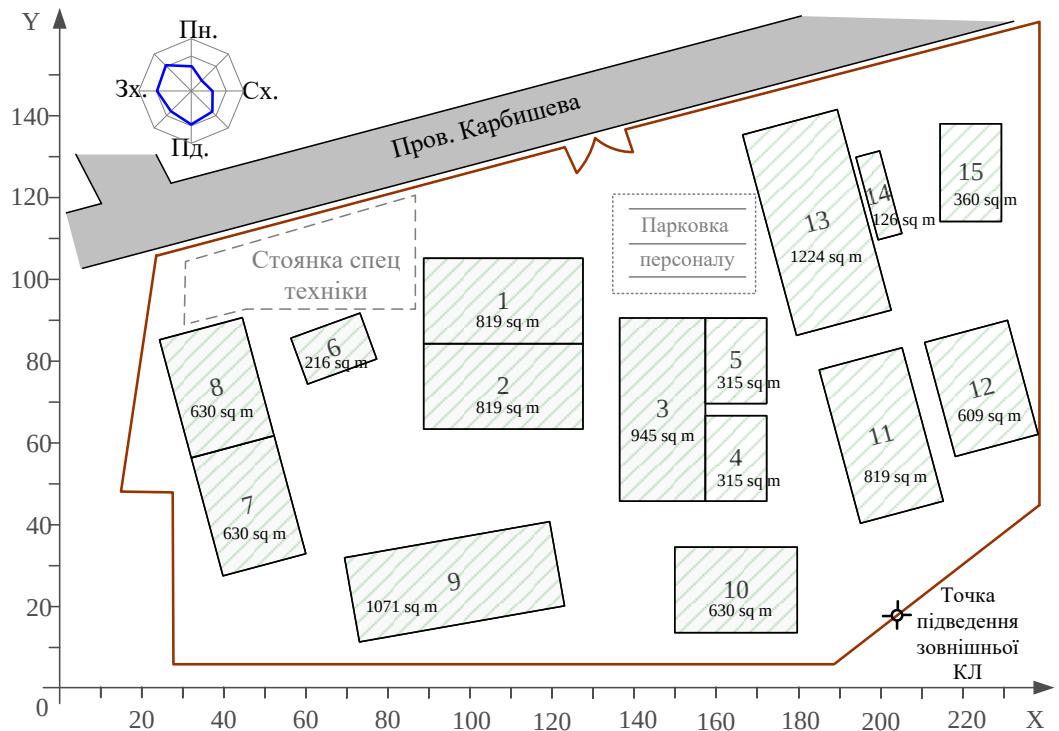


Рисунок 1.1– Генплан ТОВ «Авіс»

Таблиця 1.1–Відомості про електричні навантаження ТОВ «Авіс»

№	Найменування	Р _н , кВт
1	Завод полімерного упакування	250
2	Цех (друкарня)	60
3	Завод безалкогольних напоїв	260
4	Очисні споруди	95
5	Очисні споруди	95
6	Котельня	57
7	Склад № 1	125
8	Склад № 2	125
9	Склад № 3(гот.прод)	160
10	Склад № 4(гот.прод)	170
11	Оліє-очисний завод	195
12	Цех фасування олії	170
13	Цех по виробництву майонезу	335
14	Холодильно компресорна станція	48
15	Завод по виготовленню печива	105

1.2 Відомості про режими електроспоживання та стратегії технічного обслуговування і ремонту електрообладнання .

Підприємство «Авіс» є багатофункціональним виробничим комплексом, який споживає значні обсяги електроенергії. Режими споживання електрики залежать від виробничого графіка, потужності обладнання та специфіки інфраструктури.

Підприємство відноситься до II категорії надійності електропостачання, що передбачає: Забезпечення безперебійної подачі електроенергії для основних виробничих ліній. Можливість підключення резервних джерел живлення у випадку аварійних ситуацій.

Структура електроспоживання:

Енергоємні виробництва: Цех з виготовлення майонезу – 335 кВт. Завод безалкогольних напоїв – 260 кВт. Завод полімерної упаковки – 250 кВт.

Допоміжні об'єкти: Котельня – 57 кВт. Холодильно-компресорна станція – 48 кВт. Очисні споруди – 2×95 кВт.

Склади: Потужність кожного з чотирьох складів коливається від 125 до 170 кВт, в залежності від обсягів зберігання та режимів роботи.

Розподіл навантаження: Основна частина споживання енергії спостерігається вдень; У нічний час електроспоживання знижується, що створює умови для виконання планових профілактичних робіт.

Диференціація піків навантаження: Оптимізація функціонування енергоємних установок (таких як зерносушарки, холодильні станції) у позапікові години дозволяє зменшити витрати на електроенергію; Застосування автоматизованих систем управління енергоспоживанням забезпечує балансування навантаження.

Стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання: Для підтримання стабільності роботи підприємства була розроблена детальна стратегія технічного обслуговування (ТО) і ремонту електрообладнання, яка охоплює планові, профілактичні та аварійні заходи.

Планові заходи:

Регулярне технічне обслуговування: Оцінка стану кабельних мереж, трансформаторів і розподільчих щитів; Замінювання зношених компонентів і деталей; Контроль за ізоляцією електричних мереж для запобігання коротким замиканням.

Сезонна підготовка: Підготовка до зимового сезону (перевірка систем опалення та котельного обладнання); Оцінка кондиціонерів та холодильних систем у літній період.

Профілактичні заходи:

Моніторинг обладнання: Впровадження тепловізійного контролю для виявлення аномалій у функціонуванні контактів, кабелів та розподільчих пристроїв; Регулярне вимірювання електричних параметрів (навантаження, напруга, опір).

Енергоаудит: Аналіз енергоефективності обладнання та виявлення можливостей для зменшення енергетичних втрат; Оптимізація режимів роботи енергоємних об'єктів.

Ремонтні роботи:

Поточний ремонт: Швидке усунення несправностей без значних зупинок у виробництві; Підтримка працездатності обладнання на належному рівні.

Капітальний ремонт: Проводиться відповідно до графіку, залежно від терміну експлуатації обладнання; Включає комплексну заміну електродвигунів, трансформаторів, а також оновлення розподільчих пристроїв.

Аварійна готовність:

Резервні системи: Здійснення наявності дизель-генераторів для забезпечення роботи критично важливих об'єктів (холодильна станція, котельня); Формування оперативної бригади, яка реагує на аварійні ситуації протягом 2-3 годин.

Система безперебійного живлення: Використання стабілізаторів напруги для захисту чутливого обладнання; Активація резервних джерел живлення у разі знеструмлення.

Інноваційні підходи:

Впровадження автоматизації: Автоматизовані системи моніторингу стану електромереж забезпечують виявлення потенційних ризиків у режимі реального часу.

Зелена енергетика: Розгляд впровадження альтернативних джерел енергії (сонячних панелей, біопалива) для зменшення витрат.

Ефективність стратегії: Впроваджена система обслуговування і ремонту дозволяє підприємству «Авіс» мінімізувати аварійні простої, знижувати витрати на електроенергію та підтримувати високий рівень надійності електромереж.

1.3 Висновки до розділу 1

Розглянуті технологічні процеси та організація енергоспоживання на підприємстві «Авіс» демонструють високу ступінь інтеграції сучасних виробничих рішень із ефективним управлінням ресурсами. Завдяки розподілу навантаження між енергоємними об'єктами, впровадженню планового обслуговування, регулярного моніторингу та профілактичних заходів, підприємство забезпечує безперебійну роботу всіх цехів і дотримання високих стандартів енергоефективності.

Запровадження автоматизованих систем моніторингу та резервного живлення зменшує ризики аварійних зупинок виробництва, що є критично важливим для такого багатofункціонального комплексу. У цілому, стратегія енергоспоживання та технічного обслуговування на підприємстві сприяє оптимізації витрат, підвищенню продуктивності та забезпеченню екологічної відповідальності виробничих процесів.

Таким чином, підприємство «Авіс» демонструє ефективний підхід до організації технологічних процесів, що дозволяє підтримувати конкурентоспроможність та стабільність у роботі.

2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "АВІС"

2.1 Вибір схеми зовнішнього електропостачання.

Вибір номінальної напруги елементів електричної мережі є техніко-економічним завданням, яке слід вирішувати одночасно з вибором схеми електропостачання на основі аналізу можливих варіантів. У процесі проектування для визначення напруги ліній електропередачі може використовуватися формула, яка передбачає:

$$U_{\text{ек}} = 4,34\sqrt{L + 16 \cdot P_p}, \quad (2.1)$$

де P_p – розрахункова активна потужність, МВт;

L – довжина лінії, км.

Дана формула застосовується при невеликих довжинах ліній (до 250 км) та при передачі потужності (до 60 МВт).

Також економічно доцільне значення напруги можна визначити за допомогою наступної формули:

$$U_{\text{ек}} = 4,34\sqrt{2,4 + 16 \cdot 1,026} = 18,83 \text{ (кВ)}.$$

При розрахунку напруги за цією формулою отримуємо нестандартне значення. Для подальших розрахунків приймаємо найближчі стандартні напруги — вищу та нижчу відносно отриманого результату. Розрахунки виконуються для кожного з обраних стандартних значень напруги.

Враховуючи відомі рівні напруги на підстанціях енергосистеми, розташованих поблизу підприємства, а також оптимальне нестандартне

значення напруги, для техніко-економічного порівняння обираємо два варіанти схеми зовнішнього електропостачання зі стандартними напругами 10 кВ і 35 кВ.

Попередній розрахунок показав що доцільно використати альтернативні напруги рисунок 2.1: а) напругою 35 кВ, шляхом спорудження на території підприємства нової ПС 35/10 кВ; б) напругою 10 кВ шляхом спорудження на території підприємства РП 10 кВ.

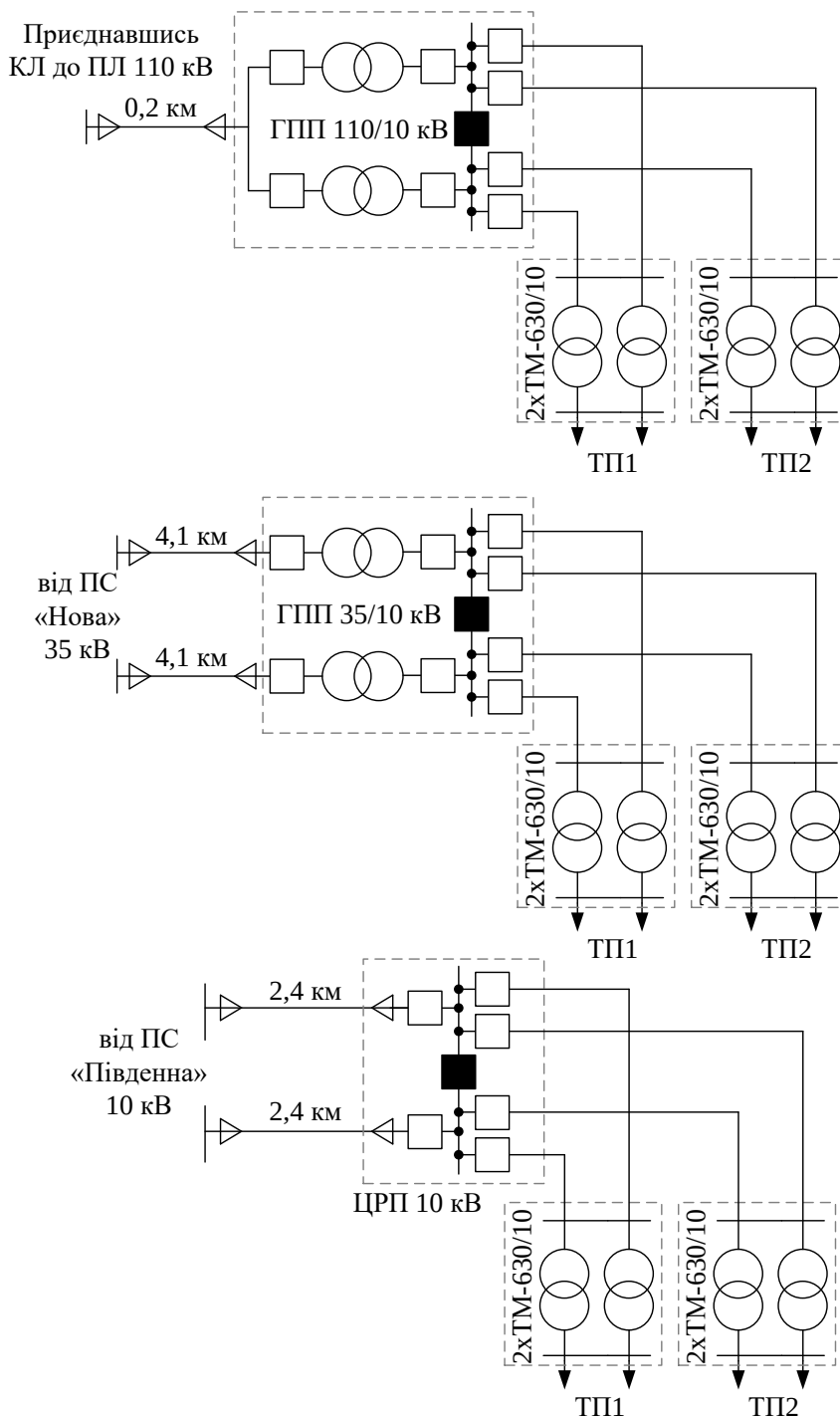


Рисунок 2.1 – Схеми живлення підприємства

2.2 Техніко-економічне обґрунтування та аналіз надійності схеми зовнішнього електропостачання.

Будівництво електричних мереж і підстанцій СЕП вимагає значних матеріальних витрат. Тому на етапі проєктування необхідно здійснювати детальний аналіз економічної доцільності проєктних рішень. Для вибору оптимального варіанту СЕП достатньо використовувати відносні показники економічної ефективності.

Для виконання техніко-економічних розрахунків потрібно оцінити вартість капітальних вкладень для варіантів з вищою та нижчою номінальними напругами. З цією метою розраховується вартість кабелів, трансформаторів, щорічні експлуатаційні витрати та амортизаційні відрахування.

Визначаємо розрахунковий струм ліній живлення для нормального режиму роботи:

$$I_p = \frac{S_p / 2}{\sqrt{3}U_{ном}}; \quad (2.2)$$

$$I_{p110} = \frac{1338,81 / 2}{\sqrt{3} \cdot 110} = 3,51 \text{ (A)}; \quad I_{p35} = \frac{1338,81 / 2}{\sqrt{3} \cdot 35} = 11,04 \text{ (A)};$$

$$I_{p10} = \frac{1338,81 / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 38,65 \text{ (A)}.$$

В якості кабельної лінії 10 кВ приймаємо кабель з ізоляцією з шитого поліетилену типу АПвЭгаПу-10 3×35 так, як даний переріз являється мінімальним для даного класу напруги [4], допустимий струм при прокладанні у землі складає 129 А.

Для кабельної лінії 35 кВ обираємо кабель із ізоляцією зі зшитого поліетилену типу АПвЭгаПу-35 3х50, оскільки цей переріз є мінімально допустимим для даного класу напруги. При укладанні в землю допустимий струм для такого кабелю становить 140 А.

Для кабельної лінії 110 кВ використовуємо три одножильні кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену типу АПвЭгаПу-110 1х185, оскільки цей переріз також є мінімально допустимим для цього класу напруги. При укладанні в землю допустимий струм для таких кабелів становить 342 А.

Результати розрахунку капітальних вкладень для двох варіантів електропостачання наведені в табл. 2.1, а щорічних витрат – в табл. 2.2.

Таблиця 2.1 – Розрахунок капітальних вкладень

Перелік елементів схем	Вартість	10 кВ		35 кВ		110 кВ	
		Кількість	Вартість	Кількість	Вартість	Кількість	Вартість
Лінії електропередавання, км	тис.грн. за 1 км КЛ	км	тис.грн.	км	тис.грн.	км	тис.грн.
КЛ 10 кВ АПвЭгаПу 3×35	419,00	4,8	2011,20				
КЛ 35 кВ АПвЭгаПу 3×50	592,20			8,2	4856,02		
КЛ 110 кВ АПвЭгаПу 3×185	1661					0,6	996,31
ВСЬОГО по лініях			2011,20		4856,02		996,31
Підстанції	тис.грн. за одиницю	штук	тис.грн.	штук	тис.грн.	штук	тис.грн.
Спорудження ПС 35 кВ 2×2,5 МВ*А	22630			1	22630		
Спорудження ПС 110 кВ 2×2,5 МВ*А	37340					1	37340
Розширення РП-10 кВ	12,7	2	25,4				
Спорудження РП-10 кВ	86,4	1	86,4				
ВСЬОГО по ПС			111,8		22630		37340
ВСЬОГО			2123,00		27486,02		38336,31

Навантажувальні втрати активної електричної енергії визначають як добуток втрат активної потужності в максимальному режимі навантаження ΔP_M на час максимальних втрат τ :

$$\Delta W_a = \Delta P_M \cdot \tau = 3I_M^2 R_e \cdot 10^{-3} \cdot \tau \text{ (кВт·год/рік);} \quad (2.3)$$

де T_M – час використання максимального навантаження ($T_M = W/P_M$, тут W – кількість спожитої енергії);

Вартість втрат електроенергії в ЛЕП:

$$C_{\Delta W_{10}} = 2 \cdot 3 \cdot 38,65^2 \cdot 0,868 \cdot 2,4 \cdot 10^{-6} \cdot 2886 \cdot 6,649 = 358,25 \text{ (тис.грн./рік);}$$

$$C_{\Delta W_{35}} = 2 \cdot 3 \cdot 11,04^2 \cdot 0,641 \cdot 4,1 \cdot 10^{-6} \cdot 2886 \cdot 5,195 = 28,83 \text{ (тис.грн./рік).}$$

$$C_{\Delta W_{110}} = 2 \cdot 3 \cdot 3,51^2 \cdot 0,164 \cdot 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 2886 \cdot 5,195 = 0,04 \text{ (тис.грн./рік)}.$$

Таблиця 2.2 – Розрахунок щорічних витрат

Перелік поточних витрат	Варіанти		
	10 кВ	35 кВ	110 кВ
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, в тому числі:			
КЛ – 110 кВ, 1,2% від К			11,96
КЛ – 35 кВ, 1,2% від К		58,27	
КЛ 10 кВ, 3,8% від К	48,27		
ПС 110 кВ, 2,4% від К			896,16
ПС 35 кВ, 2,4% від К		543,12	
ПС 10 кВ, 4,3% від К	91,29		
Всього щорічні витрати на обслуговування, ВО тис.грн.	139,56	601,39	908,12
Амортизація, в тому числі:			
КЛ – 110 кВ, 2% від К			19,93
КЛ – 35 кВ, 2% від К		97,12	
КЛ 10 кВ, 3% від К	40,22		
ПС 110 кВ, 3,6% від К			1344,24
ПС 35 кВ, 3,6% від К		989,50	
ПС 10 кВ, 3,6% від К	76,43		
Всього щорічні витрати на амортизацію, Ва тис.грн.	116,65	1086,62	1364,17
Тариф на ЕЕ, грн./кВт*год	6,649	5,195	5,195
Вартість втрат електроенергії в ЛЕП, ВΔW тис.грн.	264,56	28,83	0,04
ВСЬОГО щорічні витрати (В) тис.грн.	520,77	1716,84	2272,32

Порівняння варіантів

Зведені річні витрати будуть складати:

$$З = E_n \cdot K + B; \quad (2.4)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень ($E_n = 0,1$ [3]); K – капітальні вкладення; B – щорічні поточні витрати на експлуатацію СЕП.

З урахуванням різниці цін на електроенергію ($4,899 - 3,448 = 1,451$ грн./кВт*год.) різниця в оплаті за спожиту електроенергію складає $1,451 \cdot 1026,45 \cdot 4500 = 6717,06 \cdot 10^3$ тис.грн., а зведені річні витрати складають:

$$З_{10} = 0,1 \cdot 2123,0 + 614,46 + 6717,06 = 7542,83 \text{ (тис.грн.)};$$

$$З_{35} = 0,1 \cdot 27486,02 + 1716,84 = 4465,44 \text{ (тис.грн.)};$$

$$З_{110} = 0,1 \cdot 38336,31 + 2272,32 = 6105,95 \text{ (тис.грн.)};$$

Термін окупності додаткових капіталовкладень буде складати:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_2 - K_1}{B_1 - B_2} = \frac{38336,31 - 2123,0}{(614,46 + 6717,06) - 2272,32} = 4,32 \text{ (років)}. \quad (2.5)$$

Отже, додаткові капітальні вкладення за другим варіантом будуть окуплені протягом 4,32 років.

Згідно з проведеними розрахунками, більш економічно вигідним є варіант живлення підприємства через кабельну лінію напругою 35 кВ. Однак реалізація цього варіанту неможлива, оскільки він вимагає прокладання кабелю через русло річки Південний Буг, що є технічно нездійсненним. Тому для живлення підприємства доцільно обрати лінію напругою 110 кВ, підключивши кабельну лінію до повітряної.

Для підключення до ПЛ використовуємо кінцеву опору з переходом ПЛЗ в кабельну лінію типу К110-2з(2хСК135-17)4 для підключення КЛ до ТП на території підприємства (рисунки 2.2).

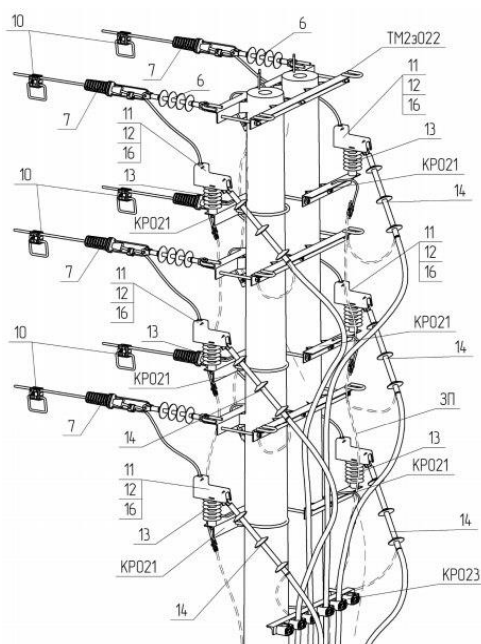


Рисунок 2.2 – Кінцева опора з переходом ПЛЗ в КЛ

Головна вимога до проектів систем електропостачання (СЕП) — забезпечення надійності електропостачання споживачів. Цього досягають шляхом вибору високоякісних електротехнічних пристроїв, силових

трансформаторів, кабельно-провідникової продукції, а також дотриманням відповідності електричних навантажень в нормальних і аварійних режимах номінальним параметрам обладнання за умов навколишнього середовища. Також використовують структурне резервування, системи автоматики та релейного захисту

Надійність визначається як здатність системи виконувати свої функції, зберігаючи експлуатаційні характеристики в межах, встановлених нормативними документами

Аналітичний метод розрахунку надійності СЕП полягає в тому, що відмови є найпростішим потоком подій і ймовірність відмов визначається за формулою Пуассона. Між ймовірністю безвідмовної роботи і частотою відмов за найпростішого потоку відмов існує залежність .

У разі послідовного з'єднання декількох елементів частота відмов одноколової системи (одного кола системи) (рис. 3.1) дорівнює сумі частот відмов її елементів:

$$\omega_{oc} = \sum_{i=1}^n \omega_i , \quad (2.6)$$

а середня тривалість відновлення –

$$t_{B.oc} = \frac{\sum_{i=1}^n t_{Bi} \omega_i}{\omega_{oc}} , \quad (2.7)$$

де ω_i, t_{Bi} – частота відмов і тривалість відновлення окремих елементів.

На рисунку 2.3 представлено блок схему для розрахунку надійності двокової системи зовнішнього електропостачання.

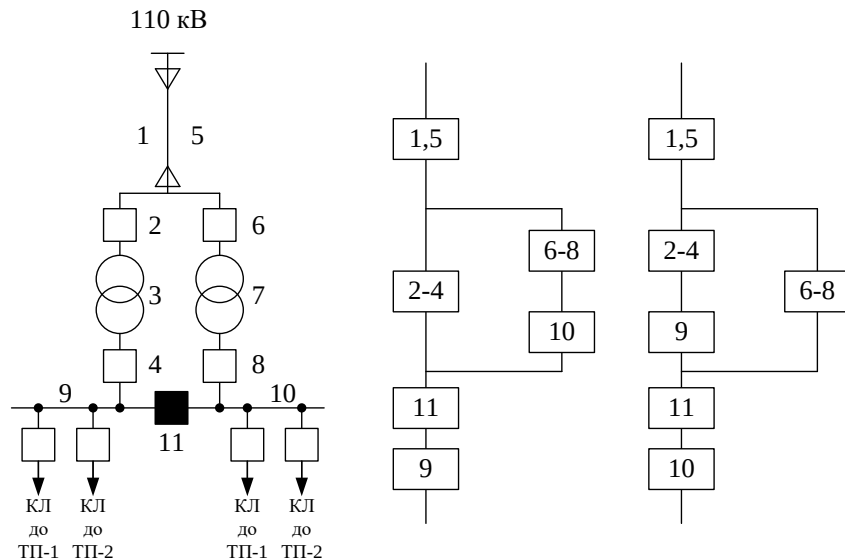


Рисунок 2.3 – Блок-схема двокової системи електропостачання

Частота відмов кола з елементів 1-4, 5-8 та усієї вітки живлення навантаження:

$$\omega_{1-4} = \omega_{5-8} = \frac{0,75}{100} \cdot 0,2 + 0,01 + 0,018 + 0,004 = 0,0335 \text{ (рік}^{-1}\text{)};$$

$$\omega_9 = \omega_{10} = 0,03 \cdot 2 = 0,06 \text{ (рік}^{-1}\text{)};$$

$$\omega_{oc} = \omega_{1-4} + \omega_9 = \omega_{5-8} + \omega_{10} = 0,0335 + 0,06 = 0,0935 \text{ (рік}^{-1}\text{)}.$$

Середня тривалість відновлення кола з елементів 1-4:

$$t_{в.1-4} = \frac{\frac{0,75}{100} \cdot 0,2 \cdot 16 + 0,01 \cdot 30 + 0,018 \cdot 40 + 0,004 \cdot 8}{0,0335} = 32,12 \text{ (год)};$$

$$t_{в.ос} = \frac{0,0335 \cdot 32,12 + 0,06 \cdot 7}{0,0935} = 16,0 \text{ (год)}.$$

Коефіцієнт аварійного простою кола з елементів 1-4 та усієї вітки живлення навантаження 1-4,9:

$$k_{a.1-4} = \frac{0,0335 \cdot 32,12}{8760} = 1,228 \cdot 10^{-4}; \quad k_{a.ос} = \frac{0,0935 \cdot 16,0}{8760} = 1,707 \cdot 10^{-4}.$$

Коефіцієнт планового простою усієї вітки живлення навантаження 1-5,11:

$$k_{п.ос} = 1,2 \cdot k_{п.мах} = 1,2 \cdot \frac{28}{8760} = 38,4 \cdot 10^{-4}$$

Частота відмов одночасно двох кіл 1-5 та 6-10,12:

$$\omega_{\text{дк}} = 0,0335 \cdot (1,707 \cdot 10^{-4} + 0,5 \cdot 38,4 \cdot 10^{-4}) + \\ + 0,0935 \cdot (1,228 \cdot 10^{-4} + 0,5 \cdot 38,4 \cdot 10^{-4}) = 2,607 \cdot 10^{-4} (\text{рік}^{-1})$$

З урахуванням частоти відмови секційного вимикача і секції шин 11 дістанемо: $\omega = \omega_{\text{дк}} + \omega_{\text{сек}} + \omega_9 = 2,607 \cdot 10^{-4} + 0,004 + 2 \cdot 0,03 = 0,0642 (\text{рік}^{-1})$.

Отже, частота втрати живлення для секції збірних шин двокової системи живлення навантаження становить $0,0642 \text{ рік}^{-1}$. Оскільки двоколова система має дві секції збірних шин, то ймовірність втрати живлення одночасно на двох секціях збірних шин досить мала.

2.3 Вибір високовольтного електрообладнання.

В умовах ринкової економіки, щоб уникнути значних фінансових втрат, до розподільних кабельних мереж висуваються основні вимоги: забезпечення високого рівня надійності та мінімізація витрат на експлуатацію. Одним із ефективних способів підвищення надійності є заміна традиційних кабелів із паперовою ізоляцією, просоченою маслом (КП), на кабелі із сучасною ізоляцією зі зшитого поліетилену (ЗПЕ).

Розрахунковий струм для нормального і післяаварійного режимів:

$$I_p = \frac{S_p / n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1338,81 / 2}{\sqrt{3} \cdot 110} = 3,51 \text{ (A)}; \quad (2.8)$$

$$I_{p.\text{па}} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 3,51 = 7,02 \text{ (A)}; \quad (2.9)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 18,4 \text{ (A)}. \quad (2.10)$$

Для забезпечення живлення підприємства на напрузі 110 кВ обрано три одножильні кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену марки АПвЭгаПу-110 з перерізом $1 \times 185 \text{ мм}^2$, оскільки цей переріз є мінімальним для такого класу напруги, що виробляється ПАТ «Завод Південкабель». Допустимий струм даного кабелю при прокладанні в землі «трикутником» складає $I_{\text{доп}} = 342 \text{ А}$ (рисунок 2.4).

АПвЭгаПу-110 силовий кабель з алюмінієвою СПЖ, ізоляцією зі зшитого поліетилену, поздовжньою та поперечною герметизацією екрану та посиленою зовнішньою оболонкою з поліетилену

Тип кабелю: АПвЭгаПу-110 1×185; Матеріал жили: А – алюміній;
Ізоляція: Пв – зшитий поліетилен; Екранування: Э – мідний екран по ізольованій жилі, га – поздовжня і поперечна герметизація екрана водонабухаючими матеріалами і алюмополімерною стрічкою. Пу – посилена поліетиленова оболонка.

АПвЭгаПу-110 1x185 ТУ У 31.3-00214534-060:2011 Кабелі силові з алюмінієвою СПЖ, ізоляцією зі зшитого поліетилену, поздовжньою та поперечною герметизацією екрану та посиленою зовнішньою оболонкою з поліетилену		
ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
Номинальна напруга	кВ	110
Максимальна напруга	кВ	126
Номинальний перетин струмопровідної жили	мм ²	185
Мінімальний перетин екрану	мм ²	95
Рівень часткових розрядів при номінальній напрузі, не більше	рС	6
Допустимий струм короткого замикання по екрану мінімального перетину	кА	7.1
Максимально допустимий струм короткого замикання по струмопровідній жилі	кА	17.5
Довго допустимі струмові навантаження при прокладанні у повітрі *		
• трикутником із заземленням екрана з двох сторін	А	417
• трикутником із заземленням екрана з одного боку або перехресним заземленням екрану	А	423
• площиною із заземленням екрана з двох сторін	А	460
• площиною із заземленням екрана з одного боку або перехресним заземленням екрану	А	484
Довго допустимі струмові навантаження під час прокладання в ґрунті *		
• трикутником із заземленням екрана з двох сторін	А	342
• трикутником із заземленням екрана з одного боку або перехресним заземленням екрану	А	349

Рисунок 2.4 – Технічні характеристики АПвЭгаПу-110 1x185

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики АПвЭгаПу-110 1x185

АПвЭгаПу-110 1x185	розм.	величина
Номинальна напруга	кВ	110
Максимальна напруга	кВ	126
Номинальний перетин струмопровідної жили	мм ²	185
Мінімальний перетин екрану	мм ²	95
Рівень часткових розрядів при номінальній напрузі, не більше	рС	6
Допустимий струм короткого замикання по екрану мінімального перетину	кА	9,3
Максимально допустимий струм короткого замикання по струмопровідній жилі	кА	17,5
Тривало допустимі струмові навантаження при прокладанні у повітрі *		
• трикутником із заземленням екрана з двох сторін	А	417
• трикутником із заземленням екрана з одного боку або перехресним заземленням екрану	А	423
• площиною із заземленням екрана з двох сторін	А	460
• площиною із заземленням екрана з одного боку або перехресним заземленням екрану	А	484
Тривало допустимі струмові навантаження під час прокладання в ґрунті *		
• трикутником із заземленням екрана з двох сторін	А	342
• трикутником із заземленням екрана з одного боку або перехресним заземленням екрану	А	349
• площиною із заземленням екрана з двох сторін	А	341
• площиною із заземленням екрана з одного боку або перехресним заземленням екрану	А	364

Перевірка допустимого нагрівання кабелів із зшитого ПЕ виконується для нормального та післяаварійного режимів з урахування умов прокладки:

$$I_p \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{\text{доп}}; \quad (2.11)$$

$$I_{p.\text{па}} \leq \alpha \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{\text{доп}}; \quad (2.12)$$

де k_1 - коефіцієнт, що характеризує температуру навколишнього середовища;

k_2 - коефіцієнт, що характеризує глибину прокладення кабелів в землі;

k_3 - коефіцієнт, що характеризує питомий термічний опір ґрунту;

k_4 - коефіцієнт враховує кількість паралельно прокладених кабелів в землі;

k_5 - коефіцієнт враховує кількість паралельно прокладених кабелів в повітрі;

k_6 - коефіцієнт, що характеризує вплив перерізу екрана.

$$18,4 \text{ (A)} \leq 1,0 \cdot 0,97 \cdot 1,18 \cdot 0,6 \cdot 1,0 \cdot 0,96 \cdot 342 = 225,5 \text{ (A)}.$$

Дана умова виконується.

Розрахунок струмів КЗ виконується з метою перевірки вибраних вимикачів і кабелів. Тому необхідно визначити такі величини: періодичну складову струму трифазного КЗ в початковий момент часу $I_{п0}$, ударний струм КЗ $i_{уд}$, періодичну та аперіодичну складові в момент початку розходження контактів вимикача $I_{пт}$ та $i_{ат}$, тепловий імпульс B_K .

Опір системи:

$$X_c = \frac{U_{\text{с.н.}}}{\sqrt{3} \cdot I_K} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 17772} = 3,736 \text{ (Ом)}. \quad (2.13)$$

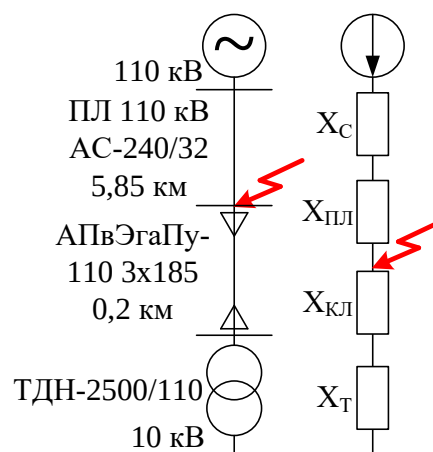


Рисунок 2.5 – Розрахункова та заступна схеми

Опір лінії живлення:

$$X_{\text{л}} = X_0 l \left(\frac{U_{\text{с.н.}}}{U_{\text{с.н.л}}} \right)^2 = 0,122 \cdot 5,85 \cdot \left(\frac{115}{110} \right)^2 = 0,78 \text{ (Ом)}. \quad (2.14)$$

Сумарний опір від системи до точки К:

$$X_{\Sigma} = X_{\text{с}} + X_{\text{л}} = 3,736 + 0,78 = 4,516 \text{ (Ом)}.$$

Початкове діюче значення струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{п0}} = \frac{U_{\text{с.н.}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 4,516} = 14,7 \text{ (кА)}. \quad (2.15)$$

Початкове діюче значення струму трифазного КЗ: Стала часу загасання аперіодичної складової $T_a = 0,03$ с. Ударний струм КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot 14,7 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} \right) = 35,69 \text{ (кА)}; \quad (2.16)$$

Періодична складова струму від енергосистеми не змінюється, тому:

$$I_{\text{пт}} = I_{\text{п0}} = 14,7 \text{ (кА)};$$

Для захисту встановленого на кабельній лінії 110 кВ вибираємо уставку з часом спрацювання $t_{\text{рз}} = 0,5$ с, так як даний час спрацювання є типовим для захисту установок даного класу напруги. Тоді час вимкнення КЗ буде рівним:

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{п.в}} = 0,5 + 0,1 = 0,6 \text{ с}.$$

Аперіодична складова струму КЗ для $t = t_{\text{вим}} = 0,6$ с:

$$i_{\text{аτ}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} e^{-\frac{t}{T_{\text{а.с}}}} = \sqrt{2} \cdot 14,7 e^{-\frac{0,6}{0,03}} = 0,43 \text{ (кА)}; \quad (2.17)$$

Тепловий імпульс визначаємо в такій послідовності.

Тепловий імпульс:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{а}}) = 14,7^2 (0,6 + 0,03) = 136,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.18)$$

Переріз жил кабелів за термічною стійкістю до дії струмів КЗ:

$$s \geq s_{\text{min}} = \frac{I_{\text{к}} \sqrt{t_{\text{вим}}}}{C_{\text{т}}} \quad (2.19)$$

$$s = 185 \text{ (мм}^2\text{)} \geq s_{\text{min}} = \frac{14,7 \sqrt{0,6}}{94} = 121,2 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

де I_K – струм КЗ в А; $t_{\text{вим}}$ – сумарний час вимикання струму КЗ, який визначається витримкою часу основного захисту лінії (0,5...2 с), часом спрацювання високовольтного вимикача та відношенням струму КЗ в початковий момент виникнення КЗ до його усталеного значення; C_T – термічний коефіцієнт, $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$, значення якого становить 90...100 для паперових кабелів і 94 – для кабелів зі зшитого ПЕ.

Допустимий струм КЗ тривалістю $t_{\text{вим}} = 0,6$ с буде:

$$I_{\text{доп.к}} = \frac{I_{\text{доп.к}(1\text{с})}}{\sqrt{t_{\text{вим}}}} = \frac{17,5}{\sqrt{0,6}} = 22,59 \text{ (кА)} \geq 14,7 \text{ (кА)}. \quad (2.20)$$

Таким чином, вибрані кабелі умовам термічної стійкості до дії струму КЗ задовільняють.

Питомий опір алюмінієвої жили для температури 90 °С:

$$r_{0(90)\text{ж}} = r_{0(20)\text{ж}} \frac{228 + \Theta}{248} = 0,164 \frac{228 + 90}{248} = 0,21 \text{ (Ом/км)}. \quad (2.21)$$

Питомий опір мідного екрана для температури 70 °С:

$$r_{0(70)\text{ек}} = r_{0(20)\text{ек}} \frac{242,5 + \Theta}{262,5} = 0,193 \frac{242,5 + 70}{262,5} = 0,23 \text{ (Ом/км)}. \quad (2.22)$$

Значення наведеного струму в екрані одножильних кабелів у разі розташування кабелів у вершинах рівностороннього трикутника впритул:

$$I_{\text{ек.тр}} \approx I_{\text{КЗ}} \sqrt{\frac{0,0019}{0,0019 + r_{0(70)\text{ек}}^2}} = 14,7 \sqrt{\frac{0,0019}{0,0019 + 0,23^2}} = 2,74 \text{ (кА)}. \quad (2.23)$$

$$I_{\text{доп.е}} = \frac{9,3}{\sqrt{0,6}} = 12,0 \text{ (кА)} \geq I_{\text{ек.тр}} = 2,74 \text{ (кА)}. \quad (2.24)$$

Таким чином, вибраний кабель АПвЭгаПу-110 1х185 відповідає умовам термічної стійкості екрана до наведеного струму.

Підбір високовольтних вимикачів, роз'єднувачів, розрядників і вимірювальних трансформаторів

При виборі високовольтних вимикачів враховують їх номінальну напругу та розрахунковий струм, з урахуванням післяаварійних режимів і можливих нерівномірностей у розподілі струмів між секціями шин та лініями:

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.мережі}}; \quad (2.25)$$

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{р.па}}. \quad (2.26)$$

де $I_{\text{р.па}}$ – розрахунковий струм для післяаварійного режиму.

Комплектація РП 110 кВ ПС передбачає застосування елегазових вимикачів типу LTB 145 D1/V з такими технічними характеристиками: $U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$; $I_{\text{н}} = 3150 \text{ А}$; $I_{\text{н.вимк}} = 40 \text{ кА}$; $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$; $I_{\text{мер}} = 40 \text{ кА}$; $t_{\text{мер}} = 3 \text{ с}$.

Високовольтні вимикачі необхідно перевіряти на здатність до комутації, динамічну стійкість, а також на термічну стійкість до впливу коротких замикань. Оцінка комутаційної здатності проводиться за наступними умовами:

$$I_{\text{н.вимк.}} \geq I_{\text{пт}}; \quad (2.27)$$

$$\sqrt{2} I_{\text{н.вимк.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \right) \geq \sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}. \quad (2.28)$$

де $I_{\text{н.вимк.}}$ – номінальний струм вимкнення вимикача;

$\beta_{\text{н}}$ – нормований процентний вміст аперіодичної складової струму КЗ (30%...40%);

$I_{\text{пт}}$, $i_{\text{ат}}$ – відповідно періодична та аперіодична складові струму КЗ на момент початку розходження контактів вимикача, тобто на момент початку розмикання; τ – розрахунковий час початку розмикання ($\tau = t_{\text{рз.мін}} + t_{\text{в.в}}$).

Перевірка вимикачів на динамічну стійкість до дії струмів КЗ здійснюється за умовами:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п0}}; \quad (2.29)$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}. \quad (2.30)$$

де $I_{\text{дин}}$, $i_{\text{дин}}$ – діюче та максимальне миттєве значення повного струму електродинамічної стійкості, який проходить через вимикач і не пошкоджує його;

$i_{\text{уд}}$ – ударний струм КЗ.

Перевірка вимикачів на термічну стійкість до дії струмів КЗ здійснюється за умовою:

$$I_T^2 t_T \geq B_K \quad (2.31)$$

де I_T – струм термічної стійкості вимикача протягом часу t_T (3 с);

B_K – розрахункове значення теплового імпульсу.

Результати перевірки вимикачів 110 кВ наведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів 110

№ п/п	Вимикач	Роз'єднувач
	LTV 145 D1/B	D BF-110/4000 T1
1	$U_H \geq U_{мережі}, 110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$	$U_H \geq U_{мережі}, 126\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$
2	$I_H \geq I_{p.\max}, 3150\text{ A} \geq 18,4\text{ A}$	$I_H \geq I_{p.\max}, 4000\text{ A} \geq 18,4\text{ A}$
3	$I_{H.\text{відкл}} \geq I_{H.0}, 40\text{кА} \geq 14,7\text{кА}$	—
4	$i_{дин} \geq i_{уд}, 100 \geq 35,7\text{кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}, 160 \geq 35,7\text{кА}$
5	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_K,$ $4800\text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 136,2\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_K,$ $512\text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 136,2\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Обраний тип вимикача відповідає вимогам місця його встановлення.

Вибираємо наступні розрядники (таблиця 2.5).

Таблиця 2.5 – Вибір розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
на клас напруги 110 кВ	РВМГ–110МУ1
нейтраль трансформаторів ГПП	РВМГ–110МУ1

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та захисту під час ремонтних робіт встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

а) 110 кВ: Вибираємо загороджувач - ВЗ-1250-0,5У1.

Проводимо перевірку:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; I_{\max} \leq I_{ном}; i_y \leq i_{дин}; B_K \leq I_T^2 \cdot t_T; 110\text{ (кВ)} < 220\text{ (кВ)};$$

$$18,4\text{ (А)} < 1250\text{ (А)}; 35,7\text{ (кА)} < 102\text{ (кА)};$$

$$136,2\text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 40^2 \cdot 1 = 1600\text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Всі умови виконується.

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-110 кВ.

Таблиця 2.6 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
ЛЕП-110 кВ	ТФЗМ-110	НКФ-110-58У1
ЛЕП-10,5 кВ	ТОЛ-10 100/5 10Р	НАМІ-10 УЗ

Перевірка комутаційної здатності вимикачів за швидкістю відновлюваної напруги.

Згідно з вимогами ПУЕ, вимикачі, що підлягають установці, мають бути перевірені за параметрами перехідної відновлювальної напруги (ПВН) на контактах. Для належної роботи вимикача розрахункова швидкість відновлення напруги повинна бути нижчою за встановлені нормативні значення:

$$V_{\text{розр}} \leq V_{\text{норм}} \quad (2.32)$$

де $V_{\text{розр}}$ та $V_{\text{норм}}$ – розрахункова і нормована допустима швидкості відновленої напруги, кВ/мкс.

Нормовані характеристики ПВН для вимикачів напругою 110 кВ наведені в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Нормовані характеристики ПВН для вимикачів напругою 110 кВ

$\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{макс}}}$	$I_{\text{отк, ном}}, \text{ кА}$	$\frac{I_{n,0}}{I_{\text{отк}}}, \%$	$u_1, \text{ кВ}$	$t_1, \text{ мкс}$	$u_c, \text{ кВ}$	$t_2, \text{ мкс}$	$V_{\text{ном}}, \text{ кВ/мкс}$
$\frac{110}{126}$	40	30	134	19	200	57	7,0

Аналіз ПВН для перевірки вимикачів може бути виконаний за допомогою наближених методів. При цьому не враховуються активні опори і вплив корони на повітряних лініях електропередач, а також залежність струму, що вимикається, поблизу його нульового значення вважається лінійною. Повітряні ЛЕП в моделях часто зображаються як активні опори, рівні еквівалентним хвильовим опорам ліній.

Розрахунок ПВН зводиться до визначення параметрів відновлення напруги, таких як швидкість і максимальне значення.

Наближені розрахунки виконаємо за формулою (2.33) наведеною у п. 8.3.1.3 [5]. Початкова швидкість відновлення напруги складає:

$$V_{роз} = 0,2 \frac{I_{n0}^{(1)}}{n_{ост}} = 0,2 \frac{14,7}{1} = 2,94 \text{ (кВ/мкс)}; \quad (2.33)$$

$$V_{розр} = 2,94 \text{ (кВ/мкс)} \leq V_{норм} = 7,0 \text{ (кВ/мкс)}.$$

Отже вимикач LTV 145 D1/B встановлений для захисту зовнішньої лінії живлення 110 кВ проходить перевірку на ПВН.

2.4 Розрахунок навантажень.

Розробимо базу даних для автоматизації проектування системи електропостачання (СЕП) ТОВ "АВІС". Вона включатиме загальні дані, а також технічні та економічні характеристики силових трансформаторів, повітряних і кабельних ліній.

На рис. 2.6 на листі Excel показана база загальних даних ТОВ "АВІС".

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	БАЗА ДАНИХ до КП із САПР в ЕС												
2													
3	ЗАГАЛЬНІ ПАРАМЕТРИ ПРОЕКТУ												
4													
5	Довжина лінії живлення, км										L= 1,8	K5:= L	
6	Номинальна напруга мережі в точці КЗ, кВ										U= 10	K6:= U	
7	Потужність КЗ в характерній точці джерела живлення, МВА										Sкз= 50	K7:= Sкз	
8	Вхідна реактивна потужність на одну лінію живлення, кВАр										Qвх= 308	K8:= Qвх	
9												Qвх:= 0,3*Pсум	
10	Час використання максимального навантаження, год										Tм= 4500	K10:= Tм	
11	Час максимальних втрат, год										τ= 2886,21	K11:= τ	
12	Тариф за активну електроенергію, грн/кВт*год										t= 6,6469	K12:= t	
13	Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo= 19184,35	K13:= Bo	
14	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ea= 0,1	K14:= Ea	
15													
16	Відрхування на амортизацію								Ea, %	Tc, років			
17	ПЛ 0,4-10 кВ на з. б. опорах								3%	33			
18	на дерев'яних опорах								6%	17			
19	КЛ 6-10 кВ із свинцевою оболонкою								2%	50			
20	алюмінієвою оболонкою								4%	50			
21	пластмасовою оболонкою								5%	25			
22	ТП 10-750 кВ - електрообладнання								4,4%	23	H20:=Ea_k1		
23	ТП в цілому								3,6%	---	H17:=Ea_p1		
24	Мачтові ТП та КТП 6-35 кВ								6,6%	16	H23:=Ea_ТП		

Рисунок 2.6 – База загальних даних ТОВ "АВІС".

На рис. 2.7 на листі Excel показана база технічних і економічних даних силових трансформаторів.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
28	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРІВ														
29															
30	Параметри трансформаторів 10 кВ														
31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	A34:A42:=	St			
32	S _т	U _{нт}	DP _{тх}	DP _к	I _{хк}	U _к	R _т	X _т	K _{т1}	K _{т2}	B34:B42:=	U _{нт}			
33	кВА	кВ	кВт	кВт	%	%	Ом	Ом	тис. грн	тис. грн	C34:C42:=	dP _{хх}			
34	63	10	0,24	1,28	2,8	4,5	32,25	63,73	86,11	209,28	D34:D42:=	dP _к			
35	100	10	0,33	1,97	2,6	4,5	19,70	40,46	113,36	259,42	E34:E42:=	I _{хх}			
36	160	10	0,51	3,1	2,4	4,5	12,11	25,38	136,80	297,13	F34:F42:=	U _к			
37	250	10	0,74	4,2	2,3	4,5	6,72	16,70	185,08	376,16	G34:G42:=	R _т			
38	400	10	0,95	5,9	2,1	4,5	3,69	10,63	240,78	496,39	H34:H42:=	x _т			
39	630	10	1,31	8,5	2	5,5	2,14	8,46	325,56	636,89	I34:I42:=	K _{т1}			
40	1000	10	2,1	10,5	1,4	6	1,05	5,91	472,78	936,35	J34:J42:=	K _{т2}			
41	1600	10	2,8	18	1,3	5,5	0,70	3,36	605,85	1377,54	R:=dP _к *(U _{нт} ^2)*1000/(St^2)				
42	2500	10	3,85	23,5	1	6,5	0,38	2,57	697,38	1493,52	K:=КОРЕНЬ((U _к /100)^2-(dP _к /S _т ^2)*U _{нт} ^2*1000)/St				

Рисунок 2.7 – База економічних і технічних даних трансформаторів 10 кВ

На рис. 2.8 на листі Ехсел показана база даних повітряних ліній (ПЛ).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
44												
45	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛ											
46												
47	AC; AnC; ACK; AnCK; ACKП; AnCKП; ACKC; AnCKC											
48	1	2	3	4	5	6	7					
49	Пере- різ,	Діа- метр,	R _o	I _{доп}	10 кВ X _o	Дер = 1250 K _{o1}	K _{o2}					
50	мм²	мм	Ом/км	A	Ом/км	т.грн/км	т.грн/км					
51	10	4,5	2,766	84	0,412	36,82	51,32					
52	16	5,6	1,801	111	0,399	41,56	57,84					
53	25	6,9	1,176	142	0,385	42,53	59,55					
54	35	8,4	0,79	175	0,373	44,04	61,69	G49:=Dер				
55	50	9,6	0,603	210	0,365	46,76	65,51	A52:A63:= Fp1				
56	70	11,4	0,428	265	0,354	50,18	70,75	B52:B63:= dpl				
57	95	13,5	0,31	330	0,343	54,69	77,11	C52:C63:= Rdp1				
58	120	15,2	0,25	390	0,336	57,79	82,07	D52:D63:= Idoppl				
59	150	16,8	0,199	450	0,330	62,98	89,43	E52:E63:= Xop1				
60	185	18,8	0,158	520	0,323	67,77	92,67	F52:F63:= Kopl				
61	240	21,6	0,122	605	0,314	78,31	117,09	G52:G63:= Kozp1				
62	300	24	0,099	710	0,307	90,76	125,15	Xop1:=ЕСЛИ(dpl=""; "", 0,1445*LOG(2*Dер/dpl)-0,0157)				

Рисунок 2.8 – База технічних і економічних даних ПЛ

На рис. 2.9 на листі Ехсел показана база даних кабельних ліній (КЛ).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
66	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ КЛ									
67										
68	Алюмінієві кабельні лінії з ПВХ ізоляцією									
69	1	2	3	4	5	6	7	8		
70	Пере- різ,	R _о	X _о	I _{доп}	0,38 кВ K _{о1}	10 кВ X _о	I _{доп}	K _{о1}		
71	мм²	Ом/км	Ом/км	A	т.грн/км	Ом/км	A	т.грн/км		
72	10	3,1	0,073	65	28,41	0,122	50	43,19		
73	16	1,94	0,0675	75	44,21	0,113	75	67,65		
74	25	1,24	0,0662	90	63,87	0,099	90	98,80		
75	35	0,89	0,0637	115	82,44	0,095	115	126,59	A73:A84:=	Fк1
76	50	0,62	0,0625	140	111,11	0,09	140	173,43	B73:B84:=	R _о к1
77	70	0,443	0,0612	165	154,85	0,086	165	237,78	C73:C84:=	X _о к1038
78	95	0,326	0,0602	205	201,36	0,083	205	322,36	D73:D84:=	I _{доп} к1038
79	120	0,258	0,0602	240	236,96	0,081	240	376,00	E73:E84:=	K _{о1} к1038
80	150	0,206	0,0596	275	308,30	0,079	275	466,28	F73:F84:=	X _о к110
81	185	0,167	0,0596	310	376,76	0,077	310	573,73	G73:G84:=	I _{доп} к110
82	240	0,129	0,0587	355	479,63	0,075	355	736,56	H73:H84:=	K _{о1} к110

Рисунок 2.9 – База технічних і економічних даних КЛ

Активна потужність електричного освітлення і-того цеху:

$$P_{poi} = K_{noi} \cdot F_i \cdot p_{numi} \cdot k_{npa}, \quad (2.34)$$

Реактивна потужність електричного освітлення і-того цеху:

$$Q_{poi} = K_{noi} \cdot F_i \cdot p_{numi} \cdot k_{npa} \cdot tg_o, \quad (2.35)$$

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

F_i - площа і-того цеху, м²;

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

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

tg_o - коефіцієнт реактивної потужності освітлювальної мережі.

Середнє активне навантаження і-того цеху:

$$P_{ci} = K_{vi} \cdot P_{номi} + P_{poi}, \quad (2.36)$$

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

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

Середнє реактивне навантаження і-того цеху:

$$Q_{ci} = P_{ci} \cdot tg\phi_i, \quad (2.37)$$

де $tg\phi_i$ - коефіцієнт реактивної потужності і-того цеху.

Повне середнє навантаження і-того цеху:

$$S_{ci} = \sqrt{P_{cmi}^2 + Q_{cmi}^2}. \quad (2.38)$$

Активне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$P_{pi} = K_{ni} \cdot P_{номi} + P_{poi}, \quad (2.39)$$

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

Реактивне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$Q_{pi} = K_{ni} \cdot P_{номi} \cdot tg\phi_i + Q_{poi}. \quad (2.40)$$

Повне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$S_{pi} = \sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}. \quad (2.41)$$

Розрахунковий струм і-того цеху

$$I_{pi} = \frac{S_{pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.42)$$

Навантаження всіх цехів:

$$P_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N P_{ci}; \quad (2.43)$$

$$Q_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N Q_{ci}; \quad (2.44)$$

$$P_{p\Sigma} = \left(\sum_{i=1}^N P_{номi} \cdot k_{\Pi i} \right) \cdot K_o + P_{po\Sigma}; \quad (2.45)$$

$$Q_{p\Sigma} = \left(\sum_{i=1}^N P_{номi} \cdot k_{\Pi i} \cdot tg_{\varphi i} \right) \cdot K_o + Q_{po\Sigma}; \quad (2.46)$$

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

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

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

K_o - коефіцієнт одночасності максимумів навантаження.

N - кількість цехів.

Повне сумарне навантаження визначається за формулою:

$$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2}; \quad (2.47)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}, \quad (2.48)$$

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

Сумарний струм:

$$I_{p\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.49)$$

Результати розрахунку по даній задачі наведено на рисунку 2.10 та знаходяться у комірках O4:O18 - Pci, P4:P18 - Qci, Q4:Q18 - Sci, R4:R18 - Pri, S4:S18 - Qpi, T4:T18 - Spi. V4:V18 - poi. При цьому повна середня потужність заводу складає $S_{сум} = 1283,67$ кВА, а повна розрахункова потужність з урахуванням коефіцієнта одночасності максимумів навантаження складає $S_{pсум} = 1338,81$ кВА.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
Світло																					
№	Цех	Рн, кВт	cos	tg	Кп	Кв	Площа, м ²	Кп0	Рплг, Вт/м ²	Кпра	tg0	Qm0, квар	Рр0, кВт	Рс, кВт	Qс, квар	Sc, кВт	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВт	Ко=	
2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
4	1	Завод полімерного упакування																			
5	2	Цех (друкарня)																			
6	3	Завод безалкогольних напоїв																			
7	4	Очисні споруди																			
8	5	Очисні споруди																			
9	6	Котельня																			
10	7	Склад № 1																			
11	8	Склад № 2																			
12	9	Склад № 3(гот.прод.)																			
13	10	Склад № 4(гот.прод.)																			
14	11	Оліє-очисний завод																			
15	12	Цех фасування олії																			
16	13	Цех по виробництву майонезу																			
17	14	Холодильно компресорна станція																			
18	15	Завод по виготовленню печива																			
19	Всього по підприємству																				2250
20																					
21	Назви компонент та опорні формули																				
22																					
23	C4:C18= Рн	M4:M18= Qmo																			
24	D4:D18= cos	N4:N18= Pr0																			
25	E4:E18= tg	O4:O18= Pc																			
26	F4:F18= Кп	P4:P18= Kc																			
27	G4:G18= Кв	Q4:Q18= Sc																			
28	H4:H18= площа	V1= ko																			
29	I4:I18= Кп0	C19= Рсум																			
30	J4:J18= Рплг	H19= площа_сум																			
31	K4:K18= Кпра	M19= Qmosum																			
32	L4:L18= tg0																				
33																					

Рисунок 2.10 - Розрахунок навантаження підприємства

2.5 Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ТП

При виборі трансформаторів для трансформаторних підстанцій слід враховувати такі аспекти:

- ефективність вибору має оцінюватися за допомогою розрахунку річних приведених витрат на підстанцію (див. ТЗ, пункт 6.3);
- на підприємстві бажано обмежитися використанням не більше двох, максимум трьох стандартних потужностей трансформаторів для цехових підстанцій (ТЗ, пункт 6.4).

Орієнтуватися в підборі оптимальної потужності трансформаторів цехових ТП допомагає питома густина навантаження. Для підприємства, яке відноситься до другої категорії надійності електропостачання, важливо забезпечити високу стабільність роботи системи. Це досягається завдяки використанню двотрансформаторних підстанцій для живлення всіх цехів.

З урахуванням питомої густини навантаження, яка становить $\Sigma p_0 = 0,14$ кВА/м², рекомендовано вибирати трансформатори потужністю до 1000 кВА. Крім того, варто рівномірно розподілити навантаження між двома підстанціями, оскільки територія підприємства доволі велика, і на ній розміщені споживачі другої та третьої категорій.

Для забезпечення стабільності електропостачання всі ЦТП повинні бути двотрансформаторними, оскільки вони живлять споживачів другої категорії, де неприпустимі тривалі перерви в енергопостачанні. Перша ЦТП забезпечить живлення цехів №1–3, 6–10, а друга – №4, 5, 11–15. Встановлення двох підстанцій також дозволить скоротити довжину кабельних ліній 0,38 кВ, що позитивно вплине на зменшення втрат потужності.

Розподіл цехів між ЦТП та дані навантаження на ЦТП наведені на рисунку 2.11.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахункова активна потужність Рр, кВт	Розрахункова реактивна потужність Qр, кВАр	Повна розрахункова потужність Sp, кВА	Середня активна потужність Рс, кВт	Середня реактивна потужність Qс, кВАр	Повна середня потужність Sc, кВА	
1										
2	ТП1	1	Завод полімерного упакування	90,725	94,446	130,962	85,725	88,601	123,284	
3		2	Цех (друкарня)	40,708	25,184	47,868	38,908	23,834	45,628	
4		3	Завод безалкогольних напоїв	139,639	118,794	183,333	126,639	107,329	166,003	
5		6	Котельня	32,776	28,261	43,277	30,496	26,250	40,238	
6		7	Склад № 1	48,286	40,534	63,044	42,036	35,022	54,714	
7		8	Склад № 2	47,908	40,372	62,650	42,908	35,962	55,986	
8		9	Склад № 3(гот.прод)	87,069	73,593	114,004	80,669	67,949	105,472	
9		10	Склад № 4(гот.прод)	72,158	61,758	94,978	67,058	57,261	88,179	
10			Всього по ТП1	559,268	482,943	738,928	514,438	442,208	678,376	
11		4	Очисні споруди	50,713	37,007	62,780	45,963	33,444	56,843	
12		5	Очисні споруди	50,713	37,007	62,780	46,913	34,157	58,030	
13		11	Оліє-очисний завод	103,065	96,108	140,923	95,265	88,151	129,792	
14		12	Цех фасування олії	88,924	83,388	121,905	80,424	74,716	109,774	
15		13	Цех по виробництву майонезу	146,485	105,868	180,737	133,085	95,818	163,990	
16		14	Холодильно компресорна ста	20,032	14,758	24,881	18,112	13,318	22,481	
17		15	Завод по виготовленню печива	55,026	45,014	71,093	50,826	41,310	65,497	
18			Всього по ТП2	514,957	419,150	663,979	470,587	380,914	605,432	
19										
20	Назви комірок, діапазонів та опорні формули:									
21										
22	C2:C18:=номер	G10:=Sp1cy	I2:I9:=Qc1	Pp1=BIPR(номер;Tabl_1;18;0)	Qc1=BIPR(номер;Tabl_1;16;0)	Sp1cy=КОРЕНЬ((Pp1cy^2+Qp1cy^2)				
23	E2:E9:=Pp1	G18:=Sp2cy	I10:=Qc1cy	Pp2=BIPR(номер;Tabl_1;18;0)	Qc2=BIPR(номер;Tabl_1;16;0)	Sp2cy=КОРЕНЬ((Pp2cy^2+Qp2cy^2)				
24	E10:=Pp1cy	H2:H9:=Pc1	I11:I17:=Qc2	Qp1=BIPR(номер;Tabl_1;19;0)	Sc1=BIPR(номер;Tabl_1;17;0)	Pc1cy=СУММ(Pc1)				
25	E11:E17:=Pp2	H10:=Pc1cy	I17:=Qc2cy	Qp2=BIPR(номер;Tabl_1;19;0)	Sc2=BIPR(номер;Tabl_1;17;0)	Pc2cy=СУММ(Pc2)				
26	E18:=Pp2cy	H11:H17:=I	G10:=Sc1cy	Sp1=BIPR(номер;Tabl_1;20;0)	Pp1cy=СУММ(Pp1)	Qc1cy=СУММ(Qc1)				
27	F2:F9:=Qp1	H18:=Pc2cy	G18:=Sc2cy	Sp2=BIPR(номер;Tabl_1;20;0)	Pp2cy=СУММ(Pp2)	Qc2cy=СУММ(Qc2)				
28	F10:=Qp1cy	F11:F17:=C	F18:=Qp2cy	Pc1=BIPR(номер;Tabl_1;15;0)	Qp1cy=СУММ(Qp1)	Sc1cy=КОРЕНЬ((Pc1p1^2+Qc1p1^2)				
29				Pc2=BIPR(номер;Tabl_1;15;0)	Qp2cy=СУММ(Qp2)	Sc2cy=КОРЕНЬ((Pc2cy^2+Qc2cy^2)				

Рисунок 2.11 - Розподіл цехів між ЦТП

Автоматизація розподілу навантажень здійснюється за допомогою функцій Excel, таких як ВПР і СУММ. У комірках дані автоматично підтягуються з бази за допомогою функції ВПР, яка визначає всі необхідні потужності для кожного цеху. Функція СУММ у підсумкових рядках підраховує загальні потужності у відповідних стовпцях.

Для автоматизованого вирішення задачі вибору трансформаторів в Excel необхідно попередньо визначити такі параметри:

1. марка трансформаторів (ТМ);
2. середня та розрахункова потужності трансформаторів Sp і Sc, кВА;
3. нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень у ТП Ee (приймається як 0,1);
4. коефіцієнт амортизації для ТП Ea (зазвичай становить 3,6 %);
5. питома вартість втрат потужності B0, грн/кВт (визначена раніше в загальній базі даних);
6. кількість трансформаторів у ТП kT, шт.;

7. коефіцієнт навантаження в нормальному режимі кн.

Розрахунок коефіцієнта навантаження проводиться з урахуванням таких даних:

- Згідно з таблицею G.1 ГОСТ 14209-97, для Вінниці річна еквівалентна температура становить $\Theta = 10,7$ °C.

- З таблиці 6 ГОСТ 14209-97 для системи охолодження ONAN за нормального режиму при 20 °C коефіцієнт навантаження дорівнює $k_n = 1$.

На основі цих даних формується математична модель для вибору потужності трансформаторів цехових ТП. Керованою змінною у цій моделі є S_T (потужність трансформатора), а ефективність оцінюється через річні приведені витрати (3) для ТП.

$$Z(S_T) = B_{ТП}(S_T) + B_B(S_T) \rightarrow \min_{S_T \in S_{CT}}, \quad (2.50)$$

де $B_{ТП}(S_T)$ - річні приведені витрати в ТП потужністю S_T , визначаються як:

$$B_{ТП}(S_T) = (E_e + E_a) K_{ТП}(S_T, K_T), \quad (2.51)$$

де E_e - коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

E_a - коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

$K_{ТП}(S_T, K_T)$ - капіталовкладення в ТП в залежності від потужності S_T та кількості трансформаторів k_T .

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

$$B_B(S_T) = (\Delta P_{xx}(S_T) + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot K_3^2) \cdot k_T \cdot t \cdot \tau, \quad (2.52)$$

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

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

k_T - кількість трансформаторів;

K_3 - коефіцієнт завантаження трансформатора;

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

τ - число годин максимальних втрат.

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується наступним чином:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{S_{ТП} \cdot k_T}. \quad (2.53)$$

Змінні втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta P_{зм} = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_p^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right), \quad (2.54)$$

$\Delta P_{кз}$ - втрати короткого замикання трансформатора;

S_T - потужність трансформатора ТП;

k_T - кількість трансформаторів.

Постійні втрати активної потужності розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{пс} = \Delta P_{хх} \cdot k_T. \quad (2.55)$$

Сумарні втрати активної енергії будуть визначатись так[9]:

$$\Delta P = \Delta P_{пс} + \Delta P_{зм}. \quad (2.56)$$

При розв'язанні задачі необхідно враховувати такі обмеження[9]:

$$S_T \cdot k_T \cdot k_n \geq S_{ТПсм}, \quad (2.57)$$

де $S_{ТПсм}$ - середня потужність ТП.

$$k_T \geq 1 \Rightarrow k_{на} \cdot S_T \geq k_{нна} \cdot S_{ТП}, \quad (2.58)$$

де $k_{на}$ - максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в післяаварійному режимі ($k_{на}=1,3$). Значення даного коефіцієнта взято з ГОСТ 14209-97 (таблиця Н.1) для варіанта, коли перевантаження буде тривати 24 год, при середній добовій температурі 30⁰С, тобто для найгірших умов місцевості, де знаходиться підприємство;

$k_{нна}$ - частина навантаження ТП, яка повинна залишитись в роботі в післяаварійному режимі (для кожної ТП своє значення);

Для автоматизації вибору оптимальної потужності ЦТП 1 з мінімізацією витрат створюється електронна таблиця Excel на робочому листі "ТП1" (рисунок 2.12).

Коефіцієнт $k_{\text{нпа}}$ буде становити 0,8, оскільки при аварійній ситуації можна відключити до 20% навантаження цехів, які живляться від ЦТП 1.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Вибір оптимальної потужності ТП1 за мінімумом затрат														
2	Дані нормального режиму														
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	738,93			
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	678,38			
5	Кількість трансформаторів										kt=	2			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1			
7	Дані післяаварійного режиму														
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										kпа=	1,3			
9	Доля навантаження в п.а. режимі										kнпа=	0,8			
10	Економічні характеристики														
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Вс=	19184			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ес=	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Еа=	0,036			
14															
	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPкх, кВт	Kтп, тис. грн.	Е*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPнс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	Х	обмеж. 1	обмеж. 2
15															
16		63	1,28	0,24	209,28	28,462	88,045	0,48	88,525	1698,3	—		—	—	—
17		100	1,97	0,33	259,42	35,281	53,782	0,66	54,442	1044,4	—		—	—	—
18		160	3,1	0,51	297,13	40,41	33,059	1,02	34,079	653,79	—		—	—	—
19		250	4,2	0,74	376,16	51,158	18,346	1,48	19,826	380,35	—		—	—	—
20		400	5,9	0,95	496,39	67,508	10,067	1,9	11,967	229,58	—		—	+	—
21	V	630	8,5	1,31	636,89	86,617	5,8467	2,62	8,4667	162,43	249,05	V	+	+	+
22		1000	10,5	2,1	936,35	127,34	2,8666	4,2	7,0666	135,57	262,91		+	+	+
23		1600	18	2,8	1377,5	187,35	1,9196	5,6	7,5196	144,26	331,6		+	+	+
24		2500	23,5	3,85	1493,5	203,12	1,0265	7,7	8,7265	167,41	370,53		+	+	+
25										Змін=	249,05				
26										Опт. Пот. Трансформатора	St*=	630			
27															
28	Назви діапазонів, комірок та опорні формули														
29	L3:=Sp1			H16:H24:=dPзм						dPкз=ВІП(St_1;TR_10_kv;4;0)					
30	L4:=Sc1			I16:I24:=dPнс						Kтп1=ЕСЛИ(kтп1>=2;ВІП(St_1;TR_10_kv;10;0);ВІП(St_1;TR_10_kv;9;0))					
31	L5:=kтп1			J16:J24:=dPтп1						Екп1=(Еа_1+Еа_1)*Kтп1					
32	L6:=кнп1			K16:K24:=Встп1						dPзм=dPкз*(Sp1^2/(St_1^2*kтп1))					
33	L8:=кп1			L16:L24:=Зтп1						dPнс=dPкх*kтп1					
34	L9:=кнп1			N16:N24:=Хтп1						dPтп1=dPзм+dPнс					
35	L11:=B_0			O16:O24:=обм1						Встп1=dPтп1*B_0*10^-3					
36	L12:=Еа_1			P16:P24:=обм2						Зтп1=ЕСЛИ(Хтп1="";Екп1+Встп1;"")					
37	L13:=Еа_1			L25:=Змінтп1						Хтп1=ЕСЛИ(И(обм1="";обм2="");" ";"")					
38	C16:C24:=St_1			L26:=Stopt1						обм1=ЕСЛИ(кнп1*kтп1*St_1>=Sc1сум;" ";"")					
39	D16:D24:=dPкз			dPкх=ВІП(St_1;TR_10_kv;3;0)						обм2=ЕСЛИ(кп1*St_1>=кнп1*Sp1;" ";"")					
40	E16:E24:=dPкх			M16:M24=ЕСЛИ(St_1=Stopt1;"V";"")						Змінтп1=МИН(Зтп1)					
41	F16:F24:=Kтп1			B16:B24=ЕСЛИ(St_1=Stopt1;"V";"")						Stopt1=ИНДЕКС(St_1;ПОИСКПОЗ(Змінтп1;Зтп1;0);1)					
42	G16:G24:=Екп1														

Рисунок 2.12 - Вибір потужності ЦТП1

Згідно з виконаними розрахунками, оптимальна потужність трансформаторів для ЦТП1 становить 630 кВА. У цьому випадку річні приведені витрати на встановлення двотрансформаторної ЦТП1 складуть 249,05 тис. грн.

Аналогічний підхід застосовується для розрахунків ЦТП2, які виконуються на робочому листі Excel «ТП2» (рисунок 2.13). Коефіцієнт $k_{\text{нпа}}$ для ТП2 буде становити 0,8.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Вибір оптимальної потужності ТП2 за мінімумом затрат														
2	Дані нормального режиму														
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										$S_p =$	663,98			
4	Середня потужність ТП, кВА										$S_c =$	605,43			
5	Кількість трансформаторів										$k_t =$	2			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										$k_n =$	1			
7	Дані післяаварійного режиму														
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										$k_{\text{нпа}} =$	1,3			
9	Доля навантаження в п.а. режимі										$k_{\text{нпа}} =$	0,8			
10	Економічні характеристики														
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										$B_o =$	19184			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										$E_e =$	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										$E_a =$	0,036			
14															
	*	S_t , кВА	$dP_{\text{кз}}$, кВт	$dP_{\text{хх}}$, кВт	$K_{\text{тп}}$, тис. грн.	$E * K$, тис. грн.	$dP_{\text{зм}}$, кВт	$dP_{\text{пс}}$, кВт	dP , кВт	B_v , тис. грн.	$З$, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2
15		63	1,28	0,24	209,28	28,462	71,09	0,48	71,57	1373	---		---	---	---
16		100	1,97	0,33	259,42	35,281	43,425	0,66	44,085	845,75	---		---	---	---
17		160	3,1	0,51	297,13	40,41	26,693	1,02	27,713	531,66	---		---	---	---
18		250	4,2	0,74	376,16	51,158	14,813	1,48	16,293	312,57	---		---	---	---
19		400	5,9	0,95	496,39	67,508	8,1285	1,9	10,028	192,39	---		---	+	---
20		630	8,5	1,31	636,89	86,617	4,7208	2,62	7,3408	140,83	227,45	V	+	+	+
21	V	1000	10,5	2,1	936,35	127,34	2,3146	4,2	6,5146	124,98	252,32		+	+	+
22		1600	18	2,8	1377,5	187,35	1,5499	5,6	7,1499	137,17	324,51		+	+	+
23		2500	23,5	3,85	1493,5	203,12	0,8288	7,7	8,5288	163,62	366,74		+	+	+
24										$З_{\text{мін}} =$	227,45				
25															
26									Опт. Пот. Трансформатора	$S_t^* =$	630				

Рисунок 2.13 - Вибір потужності ЦТП2

Як видно з розрахунків для ЦТП 2 оптимальним є варіант, коли потужність трансформаторів ТП складає 630 кВА. При цьому приведені затрати складатимуть 227,45 тис. грн.

2.6 Визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ

При виборі КЛ будуть враховуватися такі коефіцієнти як $k_{\text{сер}}$ - коефіцієнт середовища [8] таблиця 1.3.10. Так як поправка на температуру землі 20°C, тому $k_{\text{сер}} = 0,94$.

Коефіцієнт прокладки $k_{\text{пр}} = 0,92$ [8] таблиця 1.3.28 для КЛ, які підходять до ТП в одній траншеї по два кабеля відстань між кабелями в просвіті 200 мм.

Коефіцієнт, що враховує особливості прокладки та ґрунту $k_{gp}=0,87$ згідно [8] таблиця 1.3.26 для піщано-глинистого ґрунту вологістю 8%.

Коефіцієнт перевантаження в післяаварійному режимі $k_{па}=1,25$ згідно ПУЕ Таблиця 1.3.32. Коефіцієнт попереднього навантаження 0,6, бо відношення $I_{л}/(I_{доп}k_{доп})=0,2$, що ближче до 0,6; вид прокладки – в землі, допустиме перевантаження триває 6 год.

Таблична форма під назвою "КЛ1-ТП1" для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ від ГПП до ТП1 представлена на рисунку 2.14.

Таблична форма під назвою "КЛ-ТП2" для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ від ГПП до ТП2 представлена на рисунку 2.15.

Рекомендоване проектне рішення: для забезпечення живлення ЦТП1 та ЦТП2 оптимальним вибором є кабелі марки АСБл10-3 з перерізом 50 мм². У цьому випадку витрати складуть: для ЦТП1 — 3,9563 тис. грн, а для ЦТП2 — 3,6064 тис. грн.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
1	Початкові дані								Коефіцієнт середовища				0,94									
2	Нормальний режим								Коефіцієнт прокладки				0,92									
3	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі								Кдоп=				0,752376									
4	Напруга, кВ								U=				10									
5	Довжина КЛ, км								I=				0,046787									
6	Активна розрахункова потужність, кВт								P=				567,7									
7	Реактивна потужність, квар								Q=				532,0									
8	Розрахунковий струм окремого кабелю, А								Iл=				22,46									
9	Кількість кабелів								k=				2									
10	Допустима втрата напруги в КЛ, %								ΔUдоп=				5									
11	Аварійний режим								Iка=				3,0148									
12	Струм КЗ на початку лінії, кА								tm=				0,75									
13	Приведений час КЗ, с								C=				90									
14	Тепловий коефіцієнт C, (A*(1/2))мм^2								Fkz=				29,01									
15	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2								Kпа=				1,25									
16	Післяаварійний режим								Kпап=				0,8									
17	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження								ΔUпадоп=				5									
18	Доля навантаження в післяаварійному режимі								Bo=				19184,35									
19	Допустима втрата напруги в КЛ, %								Be=				10,00%									
20	Економічні характеристики								Ba=				4,00%									
21	Питома вартість втрат								H17=				kpa1									
22	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень								H18=				knpal									
23	Коефіцієнт відрухувань на амортизацію								H19=				dUpadop1									
24																						
25	F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ko, т. грн/км	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	K, т. грн.	E*K, т. грн	Вє, т. Грн	З, т. грн	Доп	Kдоп*Inоп >= Ip	Kпа*Kдоп*Idоп >= Kпап*Ip	ΔUn <= ΔUдоп	ΔUpa <= ΔUпадоп	F >= Fkz	V			
26	10	3,1	0,122	50	43,186	0,04269	0,0683	0,438974	4,041025233	0,5657	8,4214265	—	НЕДОП	+	+	+	+	—				
27	16	1,94	0,113	75	67,645	0,027172	0,0435	0,274713	6,329783592	0,8862	5,2701831	—	НЕДОП	+	+	+	+	—				
28	25	1,24	0,099	90	98,798	0,017701	0,0283	0,17559	9,244788669	1,2943	3,3685706	—	НЕДОП	+	+	+	+	—				
29	35	0,89	0,095	115	126,59	0,013002	0,0208	0,126028	11,84565044	1,6584	2,4177644	4,0762	ДОП	+	+	+	+	+				
30	50	0,62	0,09	140	173,43	0,009354	0,015	0,087795	16,22835752	2,272	1,6842853	3,9563	ДОП	+	+	+	+	+	V			
31	70	0,443	0,086	165	237,78	0,006954	0,0111	0,062731	22,25011748	3,115	1,203449	4,3185	ДОП	+	+	+	+	+				
32	95	0,326	0,083	205	322,36	0,005363	0,0086	0,046163	30,16382074	4,2229	0,8856081	5,1085	ДОП	+	+	+	+	+				
33	120	0,258	0,081	240	376	0,004435	0,0071	0,036534	35,18303014	4,9256	0,70088	5,6265	ДОП	+	+	+	+	+				
34	150	0,206	0,079	275	466,28	0,003719	0,006	0,029171	43,63124114	6,1084	0,5596174	6,668	ДОП	+	+	+	+	+				
35	185	0,167	0,077	310	573,73	0,003176	0,0051	0,023648	53,68586677	7,516	0,4536704	7,9997	ДОП	+	+	+	+	+				
36	240	0,129	0,075	355	736,56	0,002647	0,0042	0,018267	68,92181703	9,6491	0,35044	9,9995	ДОП	+	+	+	+	+				
37									Мінімальні затрати на КЛ1				3,9563									
38									Оптимальний переріз КЛ1				50									

Рисунок 2.14 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ГПП до ТП1

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	Початкові дані								Коефіцієнт середовища		0,94								
2	Нормальний режим								Коефіцієнт прокладки		0,92								
3	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. реж								Кдоп=		0,752376								
4	Напруга, кВ								U=		10								
5	Довжина КЛ, км								l=		0,0467865								
6	Активна розрахункова потужність, кВт								P=		522								
7	Реактивна потужність, квар								Q=		464								
8	Розрахунковий струм окремого кабелю, А								Iп=		20,16								
9	Кількість кабелів								k=		2								
10	Допустима втрата напруги в КЛ, %								ΔUдоп =		5								
11	Аварійний режим																		
12	Струм КЗ на початку лінії, кА								Ikз =		3,01								
13	Приведений час КЗ, с								tp =		0,75								
14	Тепловий коефіцієнт C, (A*c^(1/2))/мм^2								C =		90								
15	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2								Fкз =		29,01								
16	Післяаварійний режим																		
17	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження								Kла =		1,25								
18	Доля навантаження в післяаварійному режимі								Kлап =		0,8								
19	Допустима втрата напруги в КЛ, %								ΔUадоп =		5								
20	Економічні характеристики																		
21	Питома вартість втрат								Bo =		19184,35								
22	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень								Be =		10,00%								
23	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію								Ea =		4,00%								
24																			
	F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ko, т. грн/км	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	K, т. грн.	E*K, т. грн.	Bв, т. Грн	З, т. грн	Доп	Kдоп*Iдоп >= Ip	Kла*Kдоп >= Kлап*Iр*Kл	ΔUn <= ΔUnдоп	ΔUpa <= ΔUpадоп	F >= Fкз	V
25	10	3,1	0,122	50	43,186	0,0392	0,0627	0,3536862	4,041	0,5657	6,785239	—	НЕДОП	+	+	+	+	—	
26	16	1,94	0,113	75	67,645	0,0249	0,0399	0,2213391	6,3298	0,8862	4,246246	—	НЕДОП	+	+	+	+	—	
27	25	1,24	0,099	90	98,798	0,0162	0,026	0,1414745	9,2448	1,2943	2,714096	—	НЕДОП	+	+	+	+	—	
28	35	0,89	0,095	115	126,59	0,0119	0,019	0,1015422	11,846	1,6584	1,94802	3,6064	ДОП	+	+	+	+	+	
29	50	0,62	0,09	140	173,43	0,0086	0,0137	0,0707372	16,228	2,272	1,357048	3,629	ДОП	+	+	+	+	+	V
30	70	0,443	0,086	165	237,78	0,0063	0,0102	0,0505429	22,25	3,115	0,969633	4,0846	ДОП	+	+	+	+	+	
31	95	0,326	0,083	205	322,36	0,0049	0,0078	0,0371941	30,164	4,2229	0,713544	4,9365	ДОП	+	+	+	+	+	
32	120	0,258	0,081	240	376	0,004	0,0064	0,0294358	35,183	4,9256	0,564707	5,4903	ДОП	+	+	+	+	+	
33	150	0,206	0,079	275	466,28	0,0034	0,0054	0,023503	43,631	6,1084	0,45089	6,5593	ДОП	+	+	+	+	+	
34	185	0,167	0,077	310	573,73	0,0029	0,0046	0,0190534	53,686	7,516	0,365527	7,8815	ДОП	+	+	+	+	+	
35	240	0,129	0,075	355	736,56	0,0024	0,0038	0,0147179	68,922	9,6491	0,282353	9,9314	ДОП	+	+	+	+	+	
36									Мінімальні затрати на КЛ1		3,6064								
37									Оптимальний переріз КЛ1		50								
38																			

Рисунок 2.15 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ГПП до ТП2

2.7 Визначення оптимальних координат розміщення ГПП.

У процесі проектування системи електропостачання потрібно визначити оптимальне місце для встановлення ГПП, орієнтуючись на критерій мінімізації витрат на всю систему.

В даній моделі керованими змінними будуть координати розміщення ГПП - $(x_0; y_0)$. Показником ефективності рішення будуть виступати сумарні річні приведені затрати в систему електропостачання.

Для визначення довжини проводів живлення від точки підключення зовнішньої лінії до ГПП використовується евклідова метрика, оскільки лінію електропередачі можна прокласти по прямій. У такому випадку довжина лінії розраховується за формулою:

$$L = \sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2} \quad (2.59)$$

Прокладання кабельної лінії від ГПП до ЦТП враховує неевклідову метрику, оскільки кабелі на території підприємства прокладаються під прямими кутами. Відповідно, довжина кабелю між двома точками визначається за формулою [10]:

$$L = |x_0 - x_i| + |y_0 - y_i| \quad (2.60)$$

Таблична форма EXCEL для визначення оптимальних координат центру мережі розташована на листі EXCEL під назвою "ЦМ" і зображена на рисунку 2.16.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Технічні характеристики мережі														
2	Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ										Uж=	10	L3:=Uj		
3	Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ)										МетрикаК =	E	L4:=MetZL		
4	Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ)										МетрикаР =	E	L5:=metrR		
5															
6	Економічні характеристики мережі														
7	Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км										a=	10	L8:=aCEM		
8	Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої КЛ тис.грн/км										аж=	8	L9:=ajCEM		
9	Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo=	19184,35	L10:=BoCEM		
10	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ea=	0,1	L11:=EaCEM		
11	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	4,00%	L12:=EaCEM		
12	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію жилучкої лінії										Eaj=	5,00%	L13:=EajCEM		
13															
14															
15	Лінійне живлення	X, м	Y, м	F, мм²/2	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	Ro, Ом/км	Ko, т.грн/км	L, м	З, тис. грн			
16	ЖЛ	205	18	120	2	1042,25	953,02	40,77	0,258	375,9955	39,57	4,232			
17	ТП1	132	49	50	2	567,73	531,98	22,46	0,62	173,4299	46,79	4,022			
18	ТП2	186	85	50	2	522,3	463,59	20,16	0,62	173,4299	38,08	3,007			
19															
20	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											11,26			
21	Координати ЦЕМ на генплані, м											Yo = 48			
22															
23	Оптимальні координати ЦЕМ, м											Yo = 53			
24	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											11,307			
25															
26	C17:C19=X	J17:J19=R0CEM	ICEM=(КОРЕНЬ(PCEM^2+QCEM^2))*(Uj*kCEM*КОРЕНЬ(3))												
27	D17:D19=Y	K17:K19=KotCEM	J18:J20:=ВПР(FCEM;KL;2)												
28	E17:E19=FCEM	L17:L19=LCEM	KotCEM=ВПР(FCEM;KL;8)												
29	F17:F19=kCEM	M17:=Zlsium	Lmetrzi=ЕСЛИ(MetrZL="E";КОРЕНЬ((X0-X)^2+(Y0-Y)^2);ABS(X0-X)+ABS(Y0-Y))												
30	G17:G19=PCEM	M18:M20=Ztp	LmetrR=ЕСЛИ(metrR="E";КОРЕНЬ((X0-X)^2+(Y0-Y)^2);ABS(X0-X)+ABS(Y0-Y))												
31	H17:H19=QCEM	M21:=Зсумарічн	Zlsium=((EaCEM+EajCEM)*(ajCEM+KotCEM)+3*(10^(-3)*ICEM^2)*R0CEM*10^(-3)*BoCEM*kCEM)*LCEM*10^(-3)												
32	I17:I19=aCEM	J22:=X0	Ztp=((EaCEM+EajCEM)*kCEM*(aCEM+KotCEM)+3*(10^(-3)*ICEM^2)*R0CEM*10^(-3)*kCEM*BoCEM)*LCEM*10^(-3)												
33		M22:=Y0	Зсумарічн=Zlsium+СУММ(Ztp)												
34		L17:=Lmetrzi	J17:=ВПР(FCEM;PL;3)												
35		L18:L19=LmetrR	K17:=ВПР(FCEM;PL;7)												
36			K18:K19=ВПР(FCEM;KL;8)												

Рисунок 2.16 - Таблична форма визначення оптимальних координат розміщення ГПП

За допомогою інструменту EXCEL "Пошук рішень" було визначено оптимальні координати центру мережі: X0=176, Y0=53. У цих координатах сумарні річні приведені витрати на мережу становлять 11,26 тис. грн.

Проектне рішення: Найбільш доцільним місцем для розміщення ГПП на генеральному плані є точка з координатами X0=176, Y0=53. При цьому річні приведені витрати на мережу складатимуть 11,26 тис. грн.

Генеральний план підприємства із зазначеним розташуванням ГПП та ТП наведено на рисунку 2.17.

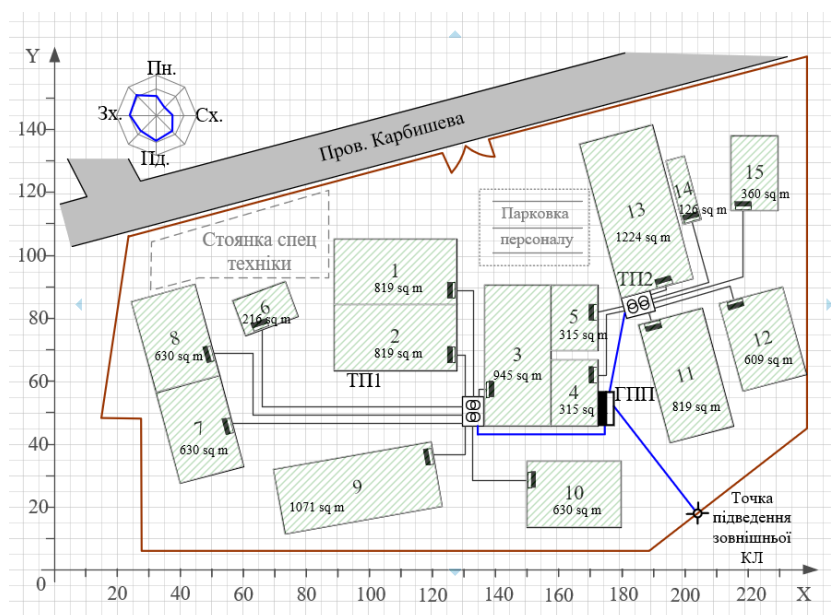


Рисунок 2.17 - Генплан підприємства із розташуванням ГПП та ЦТП

2.8 Висновки до розділу 2

На основі проведених розрахунків та аналізу було зроблено такі висновки:

Для живлення ЦТП1 та ЦТП2 оптимальним вибором є кабелі марки АСБл10-3 з перерізом 50 мм² із загальними витратами 3,9563 тис. грн для ЦТП1 та 3,6064 тис. грн для ЦТП2.

Оптимізація розташування ГПП: За допомогою математичної моделі та інструменту Excel "Пошук рішень" визначено оптимальні координати розташування ГПП ($X_0=176$, $Y_0=53$). Це місце мінімізує річні витрати на систему електропостачання (11,26 тис. грн).

Економічна ефективність: Рекомендовані проектні рішення дозволяють зменшити витрати на кабельні лінії, скоротити довжину мереж із значними втратами потужності та оптимізувати використання матеріалів.

Загалом, запропоновані технічні рішення забезпечують економічно доцільну та ефективну організацію системи електропостачання.

3. ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СТРАТЕГІЇ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "АВІС"

3.1 Аналіз систем технічного обслуговування і ремонту в Україні і за кордоном

СТОП являє собою комплекс взаємозалежних ресурсів, документації з технічного обслуговування і ремонту, а також персоналу, задіяного для забезпечення та відновлення працездатності виробу, який належить до цієї системи.

В Україні застосовується "Система планово-попереджувального обслуговування", яка базується на плануванні ремонтів залежно від відпрацьованих годин обладнання. Її концепцію розробили у 1920–1930-х роках у Німеччині та США, а у 1940 році цю систему впровадили на машинобудівних підприємствах України. У 1955 році Рада Міністрів затвердила уніфіковану систему планово-попереджувального ремонту і раціональної експлуатації обладнання, яка стала основою для створення галузевих стандартів. Того ж року було опубліковано працю "Планово-попереджувальний ремонт енергетичного обладнання промислових підприємств ". У 1960-х і наступних десятиліттях активно розвивалася теорія надійності, а також теорія старіння і відновлення машин, що згодом лягли в основу сучасної системи технічного обслуговування та ремонту (СТОП).

Найбільш популярним способом організації технологічного обслуговування і ремонту (ТОР) є використання комплексного методу. Цей підхід передбачає одночасне виконання робіт в одному місці і в один проміжок часу, що сприяє скороченню тривалості підготовчих та завершальних етапів, а також зменшенню часу на переміщення і переходи. Завдяки цьому забезпечується більш ефективно застосування механізованих засобів, поліпшується управління процесом виконання робіт і підвищується їх якість.

Планування технічного обслуговування та ремонтних робіт здійснюється шляхом розробки довгострокового графіка, який охоплює комплексний ремонт і технічне обслуговування обладнання. На основі цього графіка, а також результатів контрольних оглядів, профілактичних вимірювань та перевірок стану обладнання формується річний план-графік для проведення комплексного ремонту. Одночасно з цим подаються заявки на необхідні матеріали, запчастини та обладнання. Річний план-графік слугує базою для складання щомісячних графіків робіт. Роботи, які виконуються у рамках комплексного підходу, об'єднуються у комплекси залежно від їхньої періодичності та номенклатури.

Системи технічного обслуговування та ремонту електрообладнання за кордоном відрізняються від тих, що функціонують в Україні.

У США система технічного обслуговування та ремонту включає технічне обслуговування між ремонтами і поточні ремонти, які здебільшого мають характер аварійних. Капітальні ремонти здійснюються за окремими програмами і не входять до системи планово-попереджувального обслуговування. У чинній американській системі ТО і Р відсутній обов'язковий попередній план. Розвиток технічного обслуговування і ремонту відображається у впровадженні систем попереджувального, коригувального і прогнозного обслуговування, а також у визначенні пріоритетів для ремонтних робіт.

Система попереджувального обслуговування має на меті ще на етапі проектування звести до мінімуму або повністю виключити потребу в обслуговуванні електроустаткування. Основними компонентами цієї системи є висока надійність обладнання та забезпечення максимально скороченого обсягу його технічного обслуговування.

Система коригувального обслуговування спрямована на регулярний аналіз витрат, пов'язаних з обслуговуванням електрообладнання. Її метою є виявлення компонентів і вузлів, обслуговування яких вимагає значних витрат, аналіз причин цих витрат і реалізація заходів для їх оптимізації. Ефективному впровадженню такої системи сприяє використання електронно-

обчислювальних машин (ЕОМ), які дозволяють вести детальний облік витрат на обслуговування для кожного елемента або вузла окремо.

Система прогнозного обслуговування спрямована на виявлення ймовірних відмов електротехнічного обладнання, базуючись на постійному моніторингу його стану, характеристик та технічних параметрів. Аналіз здійснюється з використанням даних, отриманих в результаті технічної діагностики.

Система пріоритезації ремонтних робіт базується на двофакторному аналізі: оцінці критичності електрообладнання та складності робіт. Всі електроприлади поділяються на десять груп за рівнем впливу на безперебійну роботу підприємства. Найвищий бал (10 балів) отримують електростанції, лінії електропередачі та теплоенергетичне обладнання. Аналогічно, роботи класифікуються за рівнем невідкладності та потенційним ризиком для безпеки персоналу. Найбільш пріоритетними вважаються аварійні роботи та роботи, пов'язані з усуненням небезпечних умов.

План ремонтних робіт формується на основі комплексної оцінки обладнання та необхідних робіт. Кожному елементу присвоюється бальна оцінка, яка відображає його стан та пріоритетність ремонту. Добуток цих оцінок визначає загальний бал, що слугує основою для складання графіку ремонтних заходів.

Японська система технічного обслуговування та ремонту, відома як "Система повного технічного обслуговування", є адаптованим варіантом планово-попереджувального ремонту. Її відмінною рисою є індивідуальний підхід до кожного підприємства. Структура обслуговування розробляється з урахуванням специфічних умов та можливостей конкретного виробництва. Подібно до систем, що використовуються в США та країнах СНД, японська система охоплює планування, організацію праці та виробництва, а також управління. Однак, її ключовою особливістю є глибока індивідуалізація підходів, що дозволяє оптимізувати процес обслуговування для кожного підприємства.

Аналіз практики організації технічного обслуговування (ТО) та ремонту (Р) на підприємствах Західної Європи, зокрема у Франції, представлений у джерелі [11]. Одним з ключових елементів забезпечення безперебійної роботи обладнання є вдосконалена система планово-попереджувальних оглядів. Цей підхід передбачає регулярні інспекції обладнання кваліфікованими фахівцями з метою виявлення та усунення потенційних проблем на ранніх стадіях. Для документування результатів оглядів використовують спеціальні інспекторські листки. Періодичність проведення оглядів визначається індивідуально для кожного обладнання з урахуванням його специфіки, інтенсивності експлуатації та накопичених даних про надійність.

Одним із важливих аспектів удосконалення систем ТО і Р є розробка спеціального обладнання для контролю технічного стану. При цьому особлива увага приділяється створенню приладів, які не потребують складного обслуговування та ремонту.

3.2 Вибір оптимальної стратегії ремонтно-обслуговуючих дій.

Основним критерієм класифікації стратегії управління технічними системами об'єкта або його компонентами є принцип прийняття рішень щодо проведення відновлювальних заходів. Існує три можливі стратегії відновлення елементів: після їх відмови; попереджувальна за напрацюванням, що ґрунтується на певному обсязі виконаних робіт або на часовому використанні елементу; попереджувальна за станом, що визначається через контроль технічних параметрів або на основі аналізу надійності.

У поточній системі технічного обслуговування та ремонту здебільшого застосовуються стратегії, що включають відновлення після відмови та попередження на основі напрацювання [11]. Стратегію відновлення після відмови доцільно використовувати для компонентів, для яких характерна експоненціальна функція розподілу напрацювання до відмови.

$$f(T) = \lambda \exp(-\lambda T), \quad (3.1)$$

де T — час безвідмовної роботи; λ — параметр потоку відмов.

Цю стратегію можна використовувати й для елементів, відмова яких не призводить до втрати функціональності виробу, а викликає пошкодження, яке не пов'язане з погіршенням електробезпеки.

Економічний показник відновлювальних робіт після відмови — рівень питомих втрат C'_Π — визначається рівнем втрат від відмови елемента C_0 і його середнім напрацюванням на відмову $\bar{T}$

$$C'_\Pi = \frac{C_0}{\bar{T}} = \frac{C_0}{\int_{T_{\min}}^{T_{\max}} T f(T) dT}, \quad (3.2)$$

де $T_{\min}, T_{\max}$ — мінімальний та максимальний час напрацювання на відмову; $f(T)$ — щільність розподілу напрацювання на відмову.

Для контролю технічного стану виробу в процесі його експлуатації, роботи з обслуговування об'єднуються в групи, які відрізняються за регулярністю та складом операцій. В загальному випадку елемент відмовить і буде відновлений до моменту T_p попереджувального відновлення з ймовірністю

$$Q(T_p) = \int_{T_{\min}}^{T_p} f(T) dT. \quad (3.3)$$

Середній ресурс до відмови, що настає раніше за момент часу T_p , визначається як:

$$T' = \frac{\int_{T_{\min}}^{T_p} T f(T) dT}{Q(T_p)}. \quad (3.4)$$

Середній час безвідмовної роботи елемента $\bar{R}$ з урахуванням планових профілактичних заміन після досягнення певного напрацювання T_p , а також позапланових заміну у разі виходу з ладу, визначається як:

$$\bar{R} = \int_{T_{\min}}^{T_p} T f(T) dT + T_p [1 - Q(T_p)]. \quad (3.5)$$

За умови відсутності постійних втрат, спричинених зміною параметрів елемента, питомі втрати

$$C_{\Pi}'' = \frac{(C_0 - C_{\Pi}) \cdot Q(T_p) + C_{\Pi}}{\bar{R}}, \quad (3.6)$$

де C_{Π} — втрати, пов'язані з попереджувальним відновленням елемента.

Вирази (3.4) та (3.6) демонструють, що шляхом зміни тривалості ресурсу T_p можна впливати на надійність елемента та його ефективність використання. Оптимізація значення T_p з метою мінімізації питомих втрат потребує розв'язання диференціального рівняння

$$\frac{dC_{\Pi}''(T_p)}{dT_p} = 0. \quad (3.7)$$

Досліджуючи методи управління ключовими характеристиками продукту, такими як безвідмовність та питомі витрати, можна зробити висновок, що для компонентів, відмова яких призводить до повного виходу з ладу системи, профілактичні заходи не є ефективними. У таких випадках, рівень надійності визначається виключно конструктивними особливостями компонента. Для оптимізації процесу відновлення доцільно впроваджувати автоматизовані системи діагностики.

При використанні стратегії технічного обслуговування за фактичним напруцюванням виникає дилема: зменшення кількості відмов неминуче призводить до збільшення невикористаного ресурсу обладнання, і навпаки. Оптимізація полягає у мінімізації сумарних втрат, що виражається рівнянням (3.7).

Традиційні методи планування технічного обслуговування та ремонту ТО і Р засновані на евристичних оцінках технічного стану (ТС) обладнання. Планові профілактичні роботи часто не збігаються з реальним станом системи, оскільки ґрунтуються на середніх значеннях ремонтних циклів та міжремонтних

періодів. Такий підхід не дозволяє адекватно оцінити необхідність проведення ремонтних робіт.

Для подолання цих обмежень пропонується доповнити існуючу систему ТО і Р елементами прогнозного обслуговування. Цей підхід передбачає постійний моніторинг діагностичних параметрів обладнання на рівні окремих компонентів, що дозволяє виявляти потенційні відмови заздалегідь і планувати ремонтні роботи більш точно.

Після проведення контролю технічного стану та отримання результатів, приймається рішення про необхідність відновлювальних робіт. При цьому визначається межа, за якою система вважається несправною U_D , та встановлюється оптимальний інтервал часу між послідовними перевірками діагностичного параметра T_K . Якщо зростання значення діагностичного параметра не веде до збільшення постійних витрат на утримання системи, то питомі витрати на відновлення визначаються як [11]:

$$C_{\pi}''(U_D, T_K) = \frac{Q(U_D, T_K)C_0 + [1 - Q(U_D, T_K)]C_{\pi} + K_D(U_D, T_K)C_D}{\bar{T}_{\phi}(U_D, T_K)}, \quad (3.8)$$

де $Q(U_D, T_K)$ — ймовірність того, що елемент пошкодиться і буде відновлений при вибраних U_D, T_K ; C_D — витрати на діагностування;

$K_D(U_D, T_K)$ — середня кількість перевірок параметра за термін служби елемента; $\bar{T}_{\phi}(U_D, T_K)$ — середнє напрацювання елемента до відновлення за результатами контролю.

Виходячи з рівняння (3.8), застосування підходу до відновлення технічного стану, що базується на постійному контролі, дає змогу суттєво скоротити сумарні втрати. Зокрема, це стосується як збитків від непередбачених зупинок обладнання, так і від нераціонального використання його ресурсу. Варто зазначити, що ефективність такого підходу зростає зі зменшенням витрат на діагностику C_D .

Використання стратегії відновлення, заснованої на постійному моніторингу технічного стану, має ряд переваг, проте потребує вирішення декількох ключових питань. Перше питання стосується вибору набору контрольованих параметрів, які дозволять оцінити працездатність окремих компонентів системи. Друге питання полягає у визначенні можливості безпосереднього вимірювання цих параметрів неруйнівними методами з необхідною точністю та за прийнятною вартістю. Третє питання пов'язане з розробкою методів, які дозволять виявляти дефекти на ранніх стадіях їх розвитку.

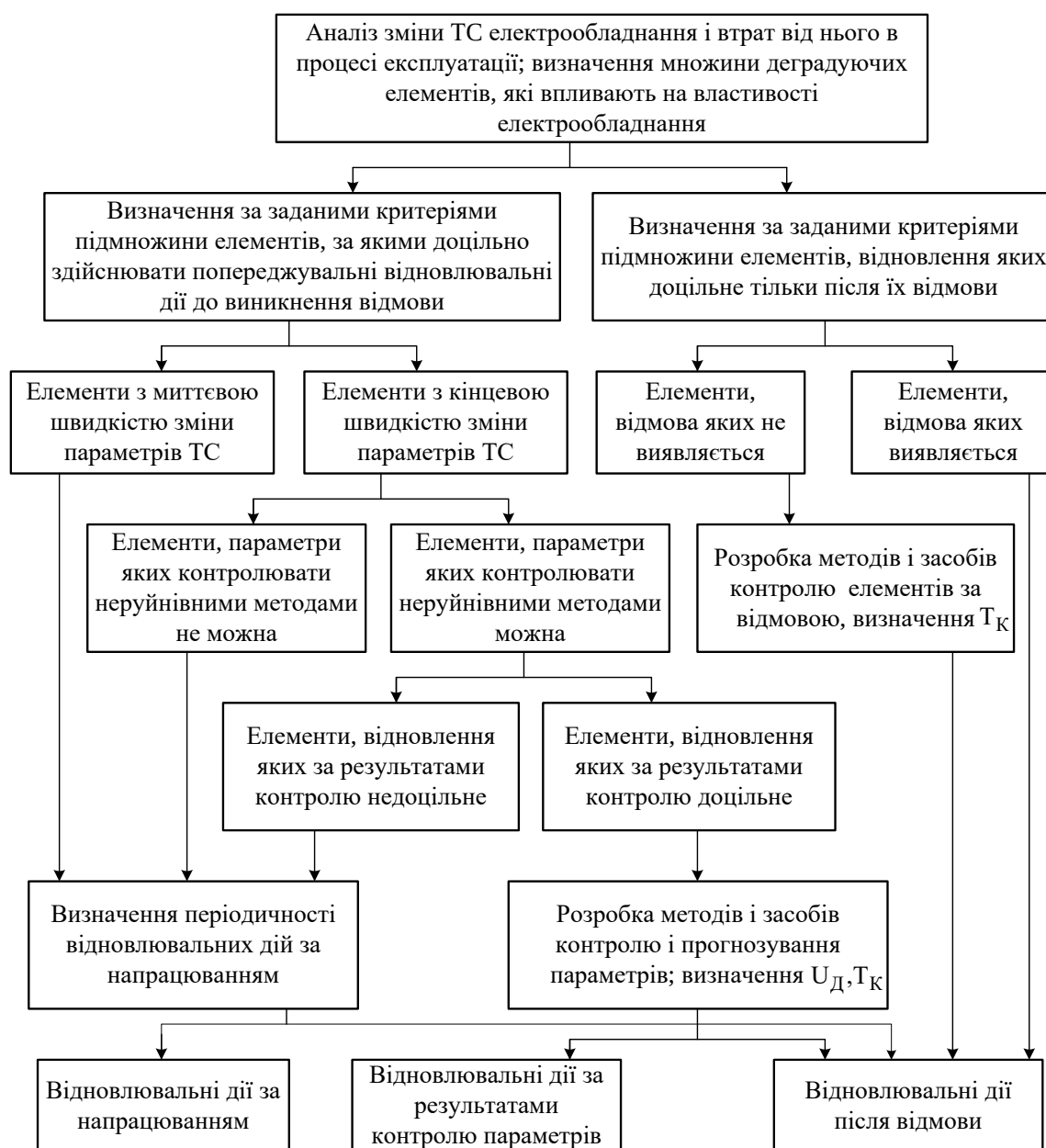


Рисунок 3.1 — Схема вибору стратегії відновлювальних дій

Можливості неруйнівного контролю параметрів механічних і електричних систем постійно розширюються завдяки вдосконаленню методів та засобів діагностики. З'являються нові підходи, які дозволяють виявляти все більш тонкі зміни в об'єктах дослідження, тим самим зменшуючи обмеження, пов'язані з традиційними методами контролю.

Раптові зміни характеристик матеріалів зазвичай є результатом тривалого процесу поступового накопичення мікроскопічних пошкоджень. Цей процес починається на атомному рівні і поступово призводить до макроскопічних змін механічних та електричних властивостей. Виявлення таких ранніх стадій пошкодження є надзвичайно складною задачею, оскільки вимагає використання неруйнівних методів дослідження з високою чутливістю. Незважаючи на складність, можна очікувати подальшого розвитку таких методів, що дозволить більш точно прогнозувати момент виходу матеріалу з ладу.

Необхідно розуміти, що навіть за умови впровадження заходів попередження на основі моніторингу параметрів, існує ймовірність виходу обладнання з ладу. Це пов'язано з тим, що при прогнозуванні ресурсу або ключових характеристик ми оперуємо детермінованими значеннями, які можуть не враховувати всі можливі випадкові фактори. Таким чином, відновлення працездатності окремих компонентів, для яких були передбачені профілактичні заходи, є можливим, хоча й не типовим сценарієм. Вибір оптимальної стратегії відновлення залежить від конкретних умов і може бути зображений схемою, наведеною на рис. 3.1 [12].

3.3 Висновки до розділу 3

Система планово-попереджувального обслуговування в Україні має глибокі історичні корені, починаючи з 1920-х років. Вона базується на плануванні ремонтів залежно від напруження обладнання та значно вплинула на розвиток сучасних стандартів технічного обслуговування.

Комплексний підхід до організації ТОР в Україні забезпечує оптимізацію процесу виконання робіт, скорочення підготовчого часу, зменшення переміщень і підвищення якості обслуговування.

Планування ремонтів і обслуговування здійснюється через довгострокові графіки, які деталізуються до річних і щомісячних планів. Такий підхід сприяє точному визначенню потреб у ресурсах і оптимізації виконання робіт.

Таким чином найбільш ефективною є система прогностного обслуговування. Вона має такі переваги:

Висока точність діагностики: Система базується на постійному моніторингу технічного стану обладнання та аналізі його параметрів, що дозволяє визначати можливі відмови до їх виникнення. Це сприяє зменшенню аварійних ситуацій.

Оптимізація витрат: Завдяки виявленню потенційних проблем заздалегідь, можна планувати ремонтні роботи більш точно, мінімізуючи непродуктивні простої обладнання та витрати на термінові ремонти.

Ефективне використання ресурсів: Моніторинг дозволяє уникати надмірного профілактичного обслуговування та раціоналізувати використання ресурсів. Це особливо важливо для сучасних підприємств, які прагнуть зменшити експлуатаційні витрати.

Інтеграція сучасних технологій: Система прогностного обслуговування може бути ефективно реалізована завдяки впровадженню автоматизованих систем діагностики та аналізу даних, що відповідає сучасним трендам цифровізації промисловості.

Адаптація до потреб підприємства: На відміну від жорстких графіків планово-попереджувального обслуговування, прогностний підхід забезпечує гнучкість і дозволяє враховувати специфічні умови експлуатації обладнання.

У підсумку, впровадження прогностного обслуговування дозволить досягти більшої ефективності, зменшити витрати та забезпечити надійність роботи обладнання, що є ключовими вимогами сучасного виробництва.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

4.1 Техніко-економічне обґрунтування роботи

Суть техніко-економічного обґрунтування роботи полягає у проведенні попередніх техніко економічних розрахунків, які підтверджуються доцільність капіталовкладень в даний енергетичний об'єкт.

Доцільність реалізації проекту обґрунтовується: задоволення потреб суспільства продукцією підприємства; створення нових робочих місць та працевлаштуванням населення; надання необхідних послуг; прибутковістю; окупністю капіталовкладень, і т.д.

Вихідні дані для розрахунку: виручка від реалізації продукції $B = 213$ (млн. грн./рік); середньооблікова чисельність персоналу $Ч = 144$; середньорічний фонд заробітної плати одного працівника разом з нарахуванням на соціальні потреби $З_{пл}$, грн./рік; питома заробітна плата в собівартості продукції $d = 12\%$; первісна або балансова вартість основних фондів $\Phi = 346$ млн грн; нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень: $E_H = 0,1$; нормований термін окупності, років: $T_{ок} = 10$. середньомісячна зарплата одного працівника $З = 8000$ грн./міс.

Середньорічний фонд заробітної плати одного працівника:

$$З_{пл} = З \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 8000 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 0,096 \text{ (млн (грн/рік))}, \quad (4.1)$$

Повна собівартість продукції:

$$C = \frac{1,38 \cdot Ч \cdot З_{пл}}{d} = \frac{1,38 \cdot 144 \cdot 0,096}{0,12} = 158,976 \text{ (млн (грн/рік))}, \quad (4.2)$$

Балансовий прибуток:

$$\Pi = B - C = 213 - 158,976 = 54,024 \text{ (млн (грн/рік))}, \quad (4.3)$$

Визначаємо термін окупності даного підприємства:

$$T_{ор} = \frac{\Phi}{\Pi} = \frac{346}{54,024} = 6,4 \text{ (років)}, \quad (4.4)$$

$$T_{\text{ор}} = 6,4 < T_{\text{ок}} = 10 \text{ (років)}.$$

Даний термін не перевищує нормативний, отже розрахунок системи електропостачання є прибутковим.

1.2 Мета розрахунків та характеристика вихідних даних

Відповідно до схеми електричної мережі підприємства, показаної на рис. 1.1, та вихідних даних, приведених у табл. 4.1 – табл. 4.3 будуть проведені необхідні розрахунки.

Таблиця 4.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій

Підстанція	Тип	Кількість	Факт. потужність
ТП 1	ТМ-630	2	738,928
ТП 2	ТМ-630	2	663,979

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії від ТП до ГПП, м	Марка кабелю	К-сть
ГПП - ТП1	47	АСБл10 (3×50+1×25)	2
ГПП - ТП2	38	АСБл10 (3×50+1×25)	2

Таблиця 4.3 – Потужність цехів підприємства

№	Назва цеху	К-сть змін	Sp, кВА	Tм, год.	cos φ	Pp, кВт
1	Завод полімерного упакування	2	130,96	4500	0,65	90,72
2	Цех (друкарня)	2	47,87	4500	0,8	40,71
3	Завод безалкогольних напоїв	2	183,33	4500	0,75	139,64
4	Очисні споруди	2	62,78	4500	0,8	50,71
5	Очисні споруди	2	62,78	4500	0,8	50,71
6	Котельня	2	43,28	4500	0,75	32,78
7	Склад № 1	2	63,04	4500	0,75	48,29
8	Склад № 2	2	62,65	4500	0,75	47,91
9	Склад № 3(гот.прод)	2	114,00	4500	0,75	87,07
10	Склад № 4(гот.прод)	2	94,98	4500	0,75	72,16
11	Оліє-очисний завод	2	140,92	4500	0,7	103,07
12	Цех фасування олії	2	121,91	4500	0,7	88,92
13	Цех по виробництву майонезу	2	180,74	4500	0,8	146,48
14	Холодильно компресорна станція	2	24,88	4500	0,8	20,03
15	Завод по виготовленню печива	2	71,09	4500	0,75	55,03

Рекомендації до виконання:

1. Кількість вимикачів визначається відповідно до схеми електропостачання підприємства.
2. Оплату за спожиту електроенергію розраховують по тарифам: 6,6949 грн/кВт·год
3. Прийняти норму амортизації – 6%,
4. Нарахування: в пенсійний фонд – 33,3%, у фонд зайнятості – 1,5%, на соціальне страхування – 1,5%.
5. Якщо заводська мережа складається тільки з живильного кабелю 10 кВ і однієї ТП 10/0,4 кВ, то необхідно розраховувати капіталовкладення і експлуатаційні витрати для мережі 0,38 кВ.
6. Вартість основного електрообладнання брати з БД САПРу.
7. Розмір мінімальної заробітної плати – 8000,00 грн.

4.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередач виконуємо за вартістю кабелів та їх прокладання, які наведені в табл. 4.4 і табл. 4.5 [13].

Капітальні вкладення для ліній електропередач:

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

де $K_{\text{пит}}$ - питома вартість на 1 км лінії, тис. грн./км [13];

Визначимо вартість прокладання кабельної лінії від ГПП до ТП1:

$$K_{\text{л1}} = (K_{\text{пит}} + K_{\text{прок}}) L = (173,43 \cdot 2 + 8,673) \cdot 0,047 = 16,71 \text{ (тис. грн.)}.$$

Для інших ліній розрахунки виконуються аналогічно, результати розрахунків заносимо в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – 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
ГПП-ТП1	АСБл10 3х50	2	0,047	173,43	8,671	16,71
ГПП-ТП2	АСБл10 3х50	2	0,038	173,43	8,671	13,51
Всього						30,22

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^I K_{\text{псі}} + K_{\text{пост}},$$

де $K_{\text{псі}}$ – вартість однієї ТП, тис. грн.;

Визначаємо величину капіталовкладень для трансформаторних підстанцій, наприклад, для ТП–1:

$$K_{\text{пс1}} = 636,89 + 127,38 = 764,26 \text{ (тис. грн.)}.$$

Результати розрахунків заносимо в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип тр-ра	Кількість т-рів	$K_{\text{од}}$, тис.грн	$K_{\text{пост}}$, тис.грн	$K_{\text{пс}}$, тис.грн
КТП-1	ТМ-630	2	636,89	127,38	764,26
КТП-2	ТМ-630	2	636,89	127,38	764,26
Всього					1528,53

Сумарна вартість вимикачів:

$$K_{\text{в}} = 7 \cdot 75 = 525 \text{ (тис. грн.)}.$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{\text{пс}} = 1528,53 + 525 = 2053,53 \text{ (тис. грн.)}.$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 30,22 + 2053,53 = 2083,75 \text{ (тис. грн.)}.$$

В даному розділі було проведено розрахунок капіталовкладень для спорудження системи електропостачання підприємства.

4.3 Розрахунок поточних витрат

4.3.1 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:

$$T = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot h,$$

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

$t_{\text{норм}}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год.;

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

Трудомісткість ремонту вимикачів 110кВ, люд.-год./рік:

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

Проводимо розрахунки трудомісткості ремонту іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 4.6.

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 $K_{\text{зм}}=2$. При іншій змінності вводиться поправочний коефіцієнт β_p , який знаходимо за табл. 2.15 [13].

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

$$T_{\text{то}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h,$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год.;

$K_{\text{ср}}$ – 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,
 $K_{с.р} = 0,1$.

h – кількість обладнання в групі.

Проводимо розрахунки трудомісткості технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 4.7.

Таблиця 4.6 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	К-ть	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю облад. рем/рік	Норма трудо-місткості люд.год.	Заг. труд-місткість люд.год.	К-сть на одиницю облад. огл/рік	Норма трудо-місткості люд.год.	Заг. труд-місткість люд.год.
Вимикач 10кВ	7	1	16	112	12	1	84
ТМ-630	4	0,33	120	158,4	12	20	960
Кабельна лінія 50 мм ² , км	0,17	1	46	7,820	1	11,5	1,955
Разом				278,22			1045,955

Таблиця 4.7 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-ть	Технічне обслуговування				Загальна трудоміст-кість обслу-говування люд.год.
		Змінність роботи	Коеф. складності	К-ть місяців	Загал. трудо-місткість люд.год.	
Вимикач 10кВ	7	2	0,1	12	268,8	352,8
ТМ-630	4	2	0,1	12	1152	2112
Кабельна лінія 50 мм ² , км	0,170	2	0,1	12	18,768	20,723
Разом					1439,568	2485,523

Якщо ремонтний персонал виконує лише поточні ремонти, то його чисельність

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

експлуатаційні робітники, чол.:

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

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

$\Phi_{д}$ – 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.:

$$H_{обс} = \frac{2485,523}{1900 \cdot 1,05} = 1,25,$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$H_{тр} = \frac{278,22}{1900 \cdot 1,1} = 0,13.$$

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

4.3.2 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:

$$\Phi_e = H_{\text{обс}} \cdot \beta_n \cdot t_{\text{ге}} \cdot \Phi_d.$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

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

де K3, K4 – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно;

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

$$C_I = \frac{Z_{\min} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H},$$

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

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

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

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

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{\text{ге}} = ((1,18 + 1,27)/2) \cdot 45,45 = 55,682 \text{ грн./год.};$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 2 \cdot 0,9 \cdot 55,682 \cdot 1900 = 190431,818 \text{ грн./рік};$$

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

$$\Phi_p = T_{пр} \cdot t_{гр}, t_{гр} = ((K4 + K5)/2) \cdot C_L,$$

де $K4, K5$ – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно.

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

$$t_{гр} = ((1,27 + 1,36)/2) \cdot 45,45 = 59,77 \text{ грн./год}; \Phi_p = 278,22 \cdot 59,77 = 16629,97 \text{ грн./рік}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

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

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:

$$\Phi_{oe} = 190431,82 \cdot (1 + 0,05 + 0,01 + 0,2) = 239944,09 \text{ грн./рік},$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 16629,97 \cdot (1 + 0,05 + 0,01 + 0,25) = 21785,26 \text{ грн./рік}.$$

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:

$$\Phi_{од} = \Phi_o \cdot 1,15; \Phi_{оед} = 239944,09 \cdot 1,15 = 275935,7 \text{ грн./рік};$$

$$\Phi_{\text{орд}} = 21785,26 \cdot 1,15 = 25053,05 \text{ грн./рік.}$$

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

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

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

де $\beta_{\text{п}}$ – нарахування в пенсійний фонд, $\beta_{\text{п}} = 33\%$;

$\beta_{\text{з}}$ – нарахування у фонд зайнятості, $\beta_{\text{з}} = 1,5\%$;

$\beta_{\text{с}}$ – нарахування на соціальне страхування, $\beta_{\text{с}} = 1,5\%$.

Відповідно розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{\text{зп}} = 275935,7 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100} \right) = 375272,56 \text{ грн./рік;}$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{\text{зпр}} = 25053,05 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100} \right) = 34072,14 \text{ грн./рік.}$$

Таблиця 4.8 – Розрахунок витрат по заробітній платі

Показник		Заробітна плата	
Ф _е	Заробітна плата експлуатаційного персоналу	190431,82	грн.
Ф _р	Заробітна плата ремонтного персоналу	16629,968	грн.
Ф _{ое}	Величина основної ЗП експлуатаційного персоналу	239944,09	грн.
Ф _{ор}	Величина основної ЗП ремонтного персоналу	21785,258	грн.
Ф _{оед}	Основний фонд ЗП експлуатаційного персоналу	275935,70	грн.
Ф _{орд}	Основний фонд ЗП ремонтного персоналу	25053,047	грн.
С _{зпе}	Витрати по ЗП експлуатаційного персоналу	375272,56	грн.
С _{зпр}	Витрати по ЗП ремонтного персоналу	34072,144	грн.

4.3.2 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. 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.

Результати розрахунків заносимо до таблиці 4.9.

Вартість матеріалу на технічну операцію:

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

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 4.9 – 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.			
		1000	1600	Силові трансформатори		1000	1600	Силові трансформатори	
Силові трансформатори		1000	1600	Силові трансформатори		1000	1600	Силові трансформатори	
Сталь сортова, кг	7,5	6	7	Сталь сортова, кг	7,5	6	7	Сталь сортова, кг	7,5
Провід установлюваний, м	3,1	0,5	0,5	Провід установлюваний, м	3,1	0,5	0,5	Провід установлюваний, м	3,1
Мідь-алюміній (гола), кг	69,8	62	73	Мідь-алюміній (гола), кг	69,8	62	73	Мідь-алюміній (гола), кг	69,8
Картон електроізоляційний, кг	33,6	1,4	1,6	Картон електроізоляційний, кг	33,6	1,4	1,6	Картон електроізоляційний, кг	33,6
Лакотканина (ширина 700мм), м	93,3	0,2	0,21	Лакотканина (ширина 700мм), м	93,3	0,2	0,21	Лакотканина (ширина 700мм), м	93,3
Кабельний папір, кг	27,5	0,6	0,6	Кабельний папір, кг	27,5	0,6	0,6	Кабельний папір, кг	27,5
Стрічка кіперна, кг	336,3	40	41	Стрічка кіперна, кг	336,3	40	41	Стрічка кіперна, кг	336,3
Стрічка тафтяна, кг	249,8	18	24	Стрічка тафтяна, кг	249,8	18	24	Стрічка тафтяна, кг	249,8
Стрічка азбестова, м	7,4	0,05	0,08	Стрічка азбестова, м	7,4	0,05	0,08	Стрічка азбестова, м	7,4
Лаки ізоляційні, кг	40,2	1,5	1,6	Лаки ізоляційні, кг	40,2	1,5	1,6	Лаки ізоляційні, кг	40,2
Емалі ґрунтові, кг	44,1	2,5	3,1	Емалі ґрунтові, кг	44,1	2,5	3,1	Емалі ґрунтові, кг	44,1
Масло трансформаторне, кг	13,6	0,58	1,2	Масло трансформаторне, кг	13,6	0,58	1,2	Масло трансформаторне, кг	13,6
Бензин, кг	6,9	0,7	0,9	Бензин, кг	6,9	0,7	0,9	Бензин, кг	6,9
Розчинники кг	19,5	0,8	1	Розчинники кг	19,5	0,8	1	Розчинники кг	19,5
Маслостійка гума, кг	50	0,4	0,5	Маслостійка гума, кг	50	0,4	0,5	Маслостійка гума, кг	50
Гума профільна, кг	50	0,13	0,09	Гума профільна, кг	50	0,13	0,09	Гума профільна, кг	50
Припій олов'яно-свинцевий, кг	476,1	0,02	0,02	Припій олов'яно-свинцевий, кг	476,1	0,02	0,02	Припій олов'яно-свинцевий, кг	476,1
Припій мідно-фосфорний, кг	88,5	0,03	0,03	Припій мідно-фосфорний, кг	88,5	0,03	0,03	Припій мідно-фосфорний, кг	88,5

Електроди, кг	16,4	0,1 5	0,2	Електроди, кг	16, 4	0,15	0,2	Електроди, кг	16,4
Засоби кріплення, кг	20,9	2	2,5	2,5	3	41,8 8	52,3 5	52,35	62,8 2
Дріт кручений,	2,7	0,3	0,3	0,3	0,3 7	0,82	0,82	0,82	1,01
Матеріали обтиску, кг	27,3	0,4	0,5	0,5	0,5	10,9 1	13,6 4	13,64	13,6 4
Разом:						226 96	253 76	25376	271 88
Кабельні лінії									
Сталь сортова, кг	7,5	2				15			
Електроди, кг	16,5	0,1				1,6			
Разом:						16,6			

Отже, вартість матеріалів, потрібних на ремонт:

$$C_{\text{мпр}} = 0,01 \cdot (158,4 \cdot 22696 + 7,82 \cdot 16,6) = 35951,76 \text{ (грн/рік)};$$

і вартість матеріалів, потрібних на технічне обслуговування:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \cdot (22696 \cdot 2112 + 20,723 \cdot 16,6) = 479343 \text{ (грн/рік)}.$$

Таблиця 4.10 – Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Назва обладнання	Вартість витрат матеріалів на 100 норм.год	Ремонт		Обслуговування	
		Загальна трудомісткість ремонтів	Вартість витрат матеріалів в грн.	Загальна трудомісткість обслуговування	Вартість витрат матеріалів в грн.
ТМ-630	22696	158,4	35950,464	ТМ-630	22696
Кабелі	16,6	7,820	1,298	Кабелі	16,6
Всього витрат на матеріали			35951,76	Всього витрат на матеріали	

Отже, можна розрахувати:

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

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зпе}} + C_{\text{мто}},$$

$$C_{\text{обс}} = 375272,56 + 479342,96 = 854615,52 \text{ (грн/рік)};$$

та витрати на їх поточний ремонт, (грн/рік):

$$C_{\text{пр}} = C_{\text{зпр}} + C_{\text{мпр}},$$

$$C_{\text{пр}} = 34072,14 + 35951,76 = 70023,91 \text{ (грн/рік)}.$$

4.3.3 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K,$$

де a – норма амортизації, %

K – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 2083748,96 = 125024,937 \text{ (грн/рік)}.$$

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:

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

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

$$C_{ip} = 0,25 \cdot (854615,52 + 70023,91 + 125024,937) = 262416,09 \text{ (грн/рік)}.$$

Після визначення всіх елементів витрат підприємства, необхідних для передавання і розподілення електроенергії, зведемо їх в таблицю 4.11.

Таблиця 4.11 – Кошторис річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації обладнання	854615,52	65,13
Витрати на поточний ремонт	70023,91	5,34
Витрати на амортизацію	125024,94	9,53
Інші витрати	262416,09	20,00
Разом	1312080,45	100

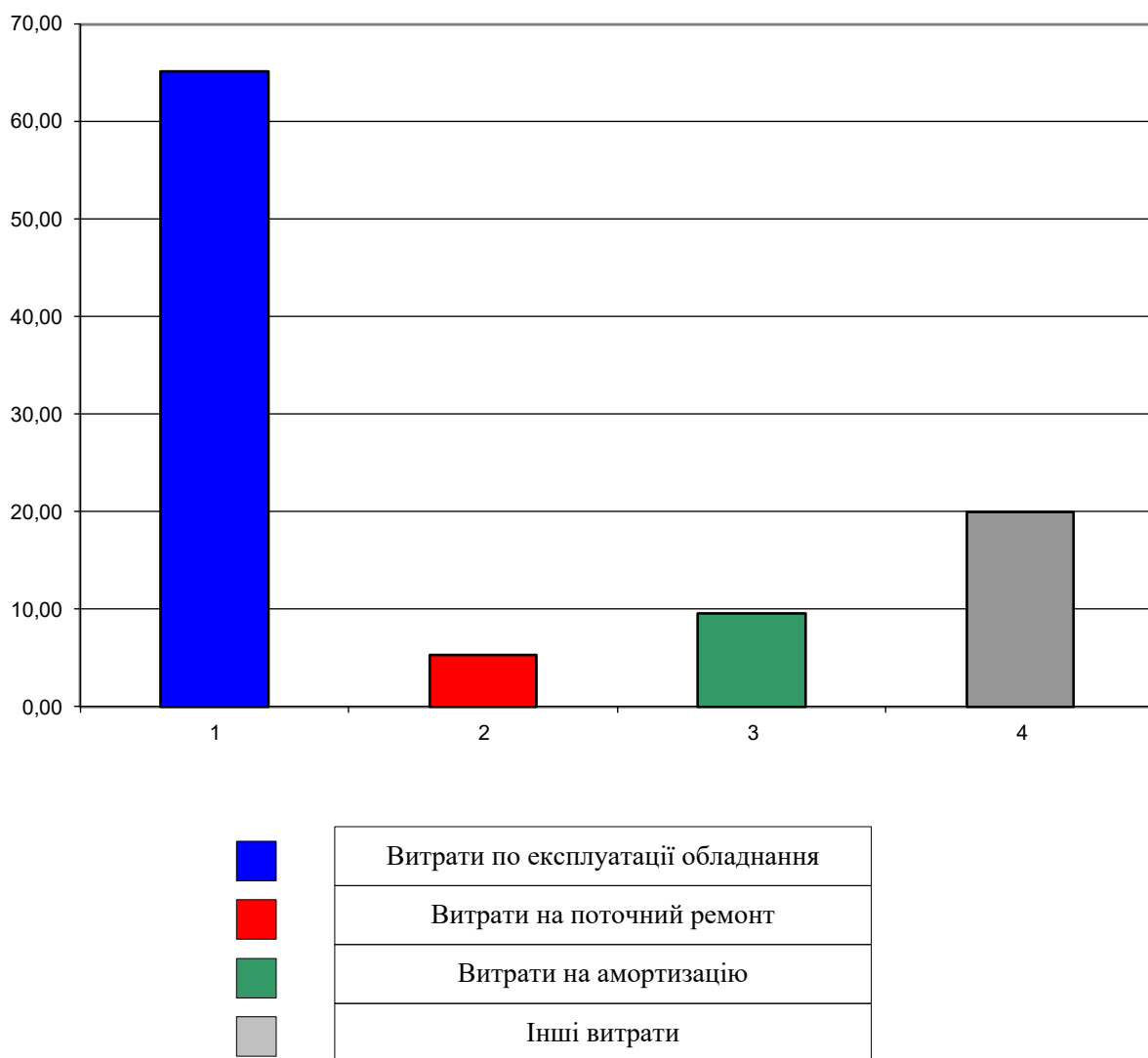


Рисунок 4.1 – Кошторис річних поточних витрат

4.4 Розрахунок собівартості електроенергії

4.4.1 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:

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_{\Pi} \cdot P_{\text{ном}} \cdot T_{mi},$$

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

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для першого цеху:

$$E_{a1} = 228,2 \cdot 6000 = 1369200 \text{ кВт} \cdot \text{год.} / \text{рік.}$$

Аналогічно визначаємо річні витрати активної електроенергії для інших цехів. Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.12.

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Таблиця 4.12 – Річні витрати активної електроенергії по цехах

№	Назва цеху	К-сть змін	Sp, кВА	Tм, год.	cos φ	Pp, кВт	Ea, кВт·год./рік
1	Завод полімерного упакування	2	130,96	4500	0,65	90,72	408262
2	Цех (друкарня)	2	47,87	4500	0,8	40,71	183184
3	Завод безалкогольних напоїв	2	183,33	4500	0,75	139,64	628376
4	Очисні споруди	2	62,78	4500	0,8	50,71	228209
5	Очисні споруди	2	62,78	4500	0,8	50,71	228209
6	Котельня	2	43,28	4500	0,75	32,78	147490
7	Склад № 1	2	63,04	4500	0,75	48,29	217287
8	Склад № 2	2	62,65	4500	0,75	47,91	215586
9	Склад № 3(гот.прод)	2	114,00	4500	0,75	87,07	391809
10	Склад № 4(гот.прод)	2	94,98	4500	0,75	72,16	324711
11	Оліє-очисний завод	2	140,92	4500	0,7	103,07	463794
12	Цех фасування олії	2	121,91	4500	0,7	88,92	400156
13	Цех по виробництву майонезу	2	180,74	4500	0,8	146,48	659182
14	Холодильно компресорна станція	2	24,88	4500	0,8	20,03	90142
15	Завод по виготовленню печива	2	71,09	4500	0,75	55,03	247617
	Разом					1074,225	4834012

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

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

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

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

$R = r_0 \cdot L$, де r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км,

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

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2886,2 \text{ год.}$$

Для лінії ГПП –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ГПП до ТП1.: $R = 0,62 \cdot 0,047 = 0,029 \text{ Ом.}$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot 2 \cdot 21,33^2 \cdot 0,029 \cdot 2886,2 \cdot 10^{-3} = 229,61 \text{ кВт·год./рік.}$$

Аналогічно виконуємо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Втрати електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	Довжина, км	I_m , А	R, Ом	τ , год./рік	R _{пит} , Ом/км	$\Delta E_{\text{л}}$, кВт·год.
ГПП-ТП1	АСБл10 3х50	2	0,047	21,33	0,029	2886,21	0,62	229,61
ГПП-ТП2	АСБл10 3х50	2	0,038	19,17	0,024	2886,21	0,62	149,893
Разом								379,5

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

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ф}}}{S_{\text{н}}}\right)^2 \cdot \tau,$$

де n - кількість трансформаторів;

$\Delta P_{\text{кз}}$ і $\Delta P_{\text{хх}}$ – 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);

$S_{\text{ф}}$ - фактична потужність, яка передається через трансформатори, кВА;

$S_{\text{н}}$ - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах КТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 1,31 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 8,5 \cdot \left(\frac{738,928}{630}\right)^2 \cdot 2886,2 = 39826,05 \text{ Вт·год./рік.}$$

Для інших КТП проводимо аналогічні розрахунки і їх результати зводимо у табл. 4.14.

Таблиця 4.14 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип т-ра	К-сть	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_n , кВА	ΔE_t , кВт·год./рік
КТП-1	ТМ-630	2	1,31	8,5	738,928	630	39826,05
КТП-2	ТМ-630	2	1,31	8,5	663,979	630	36576,45
Разом							76402,5

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

$$E = E_a + \Delta E_{\text{л}} + \Delta E_{\text{т}};$$

$$E = 4834012 + 379,5 + 76402,5 = 4910794 \text{ (кВт·год./рік)}.$$

Оплата за електроенергію при одноставковому тарифі визначається як:

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

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

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

$$\Pi_1 = 6,6949 \cdot 4910794 = 64780707,33 \text{ (грн)}.$$

4.4.2 Розрахунок собівартості електроенергії

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

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a},$$

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.

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_{\text{п}},$$

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):

$$C_{\text{п}} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a + C_{\text{ір}},$$

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);

$$C_{\text{п}} = 854615,52 + 70023,91 + 125024,937 + 262416,09 = 1312080,45 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 32877275,11 + 1312080,45 = 34189355,56 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{34189355,56 \cdot 100}{4834012} = 707,27 \text{ (коп./кВт·год)},$$

$$\Delta S = 707,27 - 669,49 = 37,78 \text{ (коп./кВт·год)}.$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.15.

Таблиця 4.15 –Результати розрахунків

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	E_a	4834012,05	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	E	4910794,05	кВт·год.
Плата за електроенергію	Π_1	32877275,11	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.ен.	$C_{\text{п}}$	1312080,45	грн.
Сумарні витрати під-ва	$C_{\text{сум}}$	34189355,56	грн.
Собівартість ел.енергії	S	707,27	коп/кВт·год.

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено розрахунок основних техніко-економічних показників спроектованої СЕП підприємства та розраховано собівартість електричної енергії, яка склала 707,27 коп/кВт·год.

4.5 Висновки до розділу 4

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено розрахунок собівартості електроенергії на промисловому підприємстві, товариства з обмеженою відповідальністю «АВІС» та розраховано собівартість електричної енергії, яка склала 707,27 коп/кВт·год.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі випускної бакалаврської дипломної роботи розробляються заходи з охорони праці під час монтажу системи електропостачання ТОВ «Авіс». Отже на будівельно-монтажний персонал, що здійснює монтаж системи електропостачання, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [19, 20]:

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: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць в пожежонебезпечних зонах

Вимоги поширюються на електроустановки, що розміщуються в пожежонебезпечних зонах всередині і зовні приміщень. До експлуатації в пожежонебезпечних зонах допускається електрообладнання, що

відповідає вимогам з урахуванням показників пожежо- вибухонебезпеки матеріалів (рідин, пилу, волокон).

Електрообладнання з частинами, що іскрять під час нормальної роботи або нагріваються понад небезпечні температури (тобто є імовірними джерелами займання) рекомендується встановлювати поза межами пожежонебезпечних зон. Для забезпечення ступеня захисту оболонок електрообладнання від проникнення пилу на рівні IP54, кришки, інші з'ємні частини оболонки і місця вводу кабелів слід ущільнювати за допомогою еластичних (гумових) прокладок, ущільнювальних кілець, сальників тощо.

Відкриті частини електричних машин, які нормально іскрять (наприклад, контактні кільця), слід розташовувати на відстані не менше 1 м від місць розміщення горючих матеріалів, або відокремлювати від них екраном з негорючого матеріалу. Переносні електричні ручні машини (електрифікований інструмент), які застосовуються в пожежонебезпечних зонах, повинні мати ступінь захисту оболонок не менше IP44.

При використанні електронагрівальних приладів їх робочі частини, які нагріваються, слід захищати від контакту з горючими речовинами, а самі прилади встановлювати на поверхні із негорючих матеріалів і відділяти від горючих речовин екранами.

Електроустановки в пожежонебезпечних зонах будь-яких класів в разі необхідності повинні мати апарати, що відключають частково або повністю технологічне і сантехнічне устаткування у випадках аварій і пожеж. Обсяг відключення визначається технологами і сантехніками проектною організацією і спеціалістами служб охорони праці, з урахуванням особливостей технологічного процесу. В пожежонебезпечних зонах всіх класів рекомендується використовувати силові і освітлювальні розподільчі пункти, що мають ступінь захисту оболонок IP54. Електрообладнання вантажопідіймальних механізмів

(кранів, талей тощо), котрі перебувають в пожежонебезпечних зонах і зв'язані з технологічним процесом, повинні мати ступінь захисту оболонок згідно з таблицями 7.4.1, 7.4.2 ПВЕ (як для пересувних механізмів).

В пожежонебезпечних зонах слід використовувати світильники, що мають ступінь захисту не менший, ніж IP44. Світильники з лампами розжарювання не повинні мати відбивачів і розсіювачів з горючих матеріалів.

В разі встановлення світильників, що не мають штепсельних роз'ємів, на металевих кронштейнах (стійках), заземлення кронштейна слід забезпечувати жорстким кріпленням до нього заземленого металевого корпусу. В свою чергу, заземлення корпусу світильника слід виконати за допомогою перемички між заземлювальним і нульовим затискачами всередині ввідного пристрою світильника. В пожежонебезпечних зонах всіх класів крім захисту від струмів КЗ провідники освітлювальних мереж слід захищати від перевантажень. Крім того, від перевантажень слід захищати силові мережі, які прокладаються в пожежонебезпечних зонах складських приміщень, і в інших випадках, якщо перевантаження може виникнути за умовами технологічного процесу. В пожежонебезпечних зонах будь-якого класу кабелі і проводи повинні мати покриття і оболонку з матеріалів, що не розповсюджують горіння.

Складські приміщення з пожежонебезпечними зонами будь-якого класу, які замикаються, повинні мати апарати для відключення іззовні силових і освітлювальних мереж незалежно від наявності апаратів для відключення всередині приміщень. В пожежонебезпечних зонах будь-якого класу складських приміщень забороняється застосування електронагрівальних приладів.

5.1.2 Електробезпека

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

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – особливо небезпечні, так як виконуються назовні. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно:

розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;

використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;

підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

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

3) Електрозахисні засоби захисту

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

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до

струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Металеві труби та гнучкі металеві рукави повинні бути заземлені. Заземлення повинно відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.21-98 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів". Для підключення переносної електроапаратури застосовують гнучкі проводи в надійній ізоляції.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

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

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Iб	22-28	55 при 28°С	0,1-0,2
Холодний	Iб	21-25	75 при 25°С	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці технологічного персоналу

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

5.2.2. Склад повітря робочої зони

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

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

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено: провітрювання приміщення; цілісність вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення під час роботи лінії; встановлення пиловловлюючих засобів.

5.2.3 Виробниче освітлення

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

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	Середньої точності

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.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості. При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

5.2.4 Виробничий шум

Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» (таблиця 5.4).

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

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

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

—безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі;

—для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

5.3 Пожежна безпека

Основні виробничі приміщення ТОВ «Авіс» за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – негорючі речовини і матеріали в холодному стані з зонами П-ІІІ (місця, де зберігаються тверді горючі речовини). Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується ІІ ступенем вогнестійкості.

До ІІ ступеня вогнестійкості відносяться будівлі з несучими і огорожувальними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону або залізобетону із застосуванням листових та плиткових негорючих матеріалів. В покриттях будівель допускається застосовувати незахищені сталеві конструкції. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7- 2002 наведено в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхів (у т.ч. горищні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, настили, прогони	балки, ферми, арки, рами
ІІ	REI 120	REI 60	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 5.6.

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В виробничому приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м² наступна: до 1 – 100 м².

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 5.7.

Таблиця 5.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвилинали)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбуршлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Таблиця 5.7 – Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м ³	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини Евакуаційного виходу(дверей)
0.126	Д	ІІ	100

На території виробничої будівлі встановлено 5 вогнегасників ВП-5.

5.4 Висновки до розділу 5

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було розглянуто основні заходи з охорони праці, а саме організаційні і технологічні заходи, що направлені на максимальне зниження загрозливих чинників і створення оптимальних умов роботи товариства з обмеженою відповідальністю «ABIC».

ВИСНОВКИ

Підсумком виконання магістерської кваліфікаційної роботи є розробка системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю "ABIC" з вибором оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання.

В роботі проведено дослідження характеристик технологічного процесу підприємства. Виконано розрахунок параметрів системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю "ABIC", а саме: обрано схему зовнішнього електропостачання, розраховано величину капітальних вкладень, проведено аналіз надійності. За результатами розрахунку для живлення підприємства обрано кабель АПвЕгаПу-110 1х185, який відповідає умовам термічної стійкості екрана до наведеного струму, обрано високовольтне обладнання (вимикачі, роз'єднувачі, розрядники та вимірювальні трансформатори) та встановлено цехові ТП (2 ЦТП, ЦТП1- 630 кВА, ЦТП2- 630 кВА); обрано оптимальні перерізи КЛ 10 кВ (АСБл10 перерізом 50 мм²);

При виборі оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання товариства з обмеженою відповідальністю "ABIC" проаналізовано відомі системи технічного обслуговування в Україні та за кордоном. Визначено, що оптимальною є система прогностного обслуговування. Вона включає в себе, такі аспекти як: постійний моніторинг діагностичних параметрів обладнання; можливість раннього виявлення потенційних відмов; зменшення сумарних втрат шляхом оптимізації моменту відновлення; підвищення ефективності за рахунок зменшення витрат на діагностику.

В економічній частині проведено попередні техніко економічні розрахунки, які підтверджують доцільність прийнятих рішень

У розділі охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях розглянуто заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час підвищення енергоефективності товариства з обмеженою відповідальністю «ABIC».

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Бурбело, М. Й. Спеціальні питання електропостачання: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2024. – 89 с.
- 2 Бурбело, М. Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання : навчальний посібник / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 123 с.
- 3 ДСТУ ІЕС/TR 60909-4:2008 (ІЕС/TR 60909-4:2000, IDT): 2008. Національний стандарт України. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання. [Чинний від 01.01.2008]. Київ, 2008. 82 с. (Інформація та документація).
- 4 Офіційний сайт ПАТ «Завод Південкабель» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.yuzhcable.info>
- 5 ГКД 34.20.171-96 Обмеження струмів короткого замикання в електричних мережах 110-750 кВ. Методика.
- 6 Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків: монографія. Вінниця : ВНТУ, 2005. 110с.
- 7 Демов О.Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2006. 95 с.
- 8 Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. – Х. Міненерговугілля України, 2014, 793с.
- 9 ДСТУ 3463-96: 1999. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів. [Чинний від 01.01.1999]. Київ, 1999. 204 с. (Інформація та документація).
- 10 Тарифи ПАТ "Вінницяобленерго" : веб-сайт. URL: <http://www.voe.com.ua/consumers/individuals/fees> (дата звернення: 7.12.2023).
- 11 Кутін В.М. Діагностика електрообладнання: навчальний посібник /В. М. Кутін, М.О. Ілюхін, М.В. Кутіна. – Вінниця: ВНТУ, 2013. –161 с.
- 12 Кутін В. М. Вибір стратегії відновлювальних дій складних

електротехнічних систем / В. М. Кутін, С. В. Матвієнко, В. О. Травінський, Ю. М. Притула // Вісник Керменчуцького державного політехнічного університету. — 2004. — № 2 (25). — С. 48 - 49.

13 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.

14 Демов О. Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах / О.Д. Демов – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 95 с.

15 4. Економіка підприємства: Навчальний посібник / За ред. А. В. Шегди – К.: Знання, 2005. – 431 с.

16 5. Плоткін Я. Д., Янушкевич О. К. Організація і планування виробництва на машинобудівному підприємстві: Навч. видання / Я.Д. Плоткін, О.К. Янушкевич – Львів: Світ, 1996. – 352 с.

17 Закон України «Про Державний бюджет України на 2023 рік». Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/719-18>

18 Основні переваги світлодіодного освітлення при його використанні порівняно з традиційним [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.d-geniral.org.ua/ua/perevahy-svitlodiodnoho-osvitlennya/>

19 ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

20 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. 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->.

21 ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

- 22 ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
- 23 ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
- 24 ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
- 25 ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
- 26 ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
- 27 11. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
- 28 ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.
- 29 ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.
- 30 ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.
- 31 ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.
- 32 Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

Додатки

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМ

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

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

**РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТОВАРИСТВА З
ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "АВІС" З ВИБОРОМ
ОПТИМАЛЬНОЇ СТРАТЕГІЇ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА
РЕМОНТУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ**

08-22.МКР.004.01.24ТЗ

Науковий керівник:

к.т.н., доц. Кутіна М. В.

(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ-23м

Заверуха М.О.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № ____ від _____.

Дата початку роботи _____ р.,

Дата закінчення роботи 9 грудня 2024 р.

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

а) мета: підвищення надійності системи електропостачання ТОВ "АВІС" шляхом вибору її оптимальної структури, а також стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання.

б) призначення розробки: виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР: Загальні відомості про підприємство, особливості технологічних процесів. Інформація про електричні навантаження підприємства та цехів. Місце розміщення підприємства та джерел живлення. Перспективи розвитку підприємства. Наукові публікації з питань вибору стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

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

3.2 Кутін В.М. Діагностика електрообладнання: навчальний посібник /В. М. Кутін, М.О. Ілюхін, М.В. Кутіна. Вінниця: ВНТУ, 2013. 161 с.

3.3 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.

3.4 Бурбело М. Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: УНІВЕРСУМ, 2005. 148 с.

3.4 Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. Х : Міненерговугілля України, 2017 р.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для проектування	14.10.2024	30.10.2024
4.2 Проведення необхідних розрахунків	31.10.2024	10.11.2024
4.3 Розробка робочих креслень	11.11.2024	25.11.2024
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	25.11.2024	6.12.2024

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

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

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

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

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Додаток Б

Графічна частина

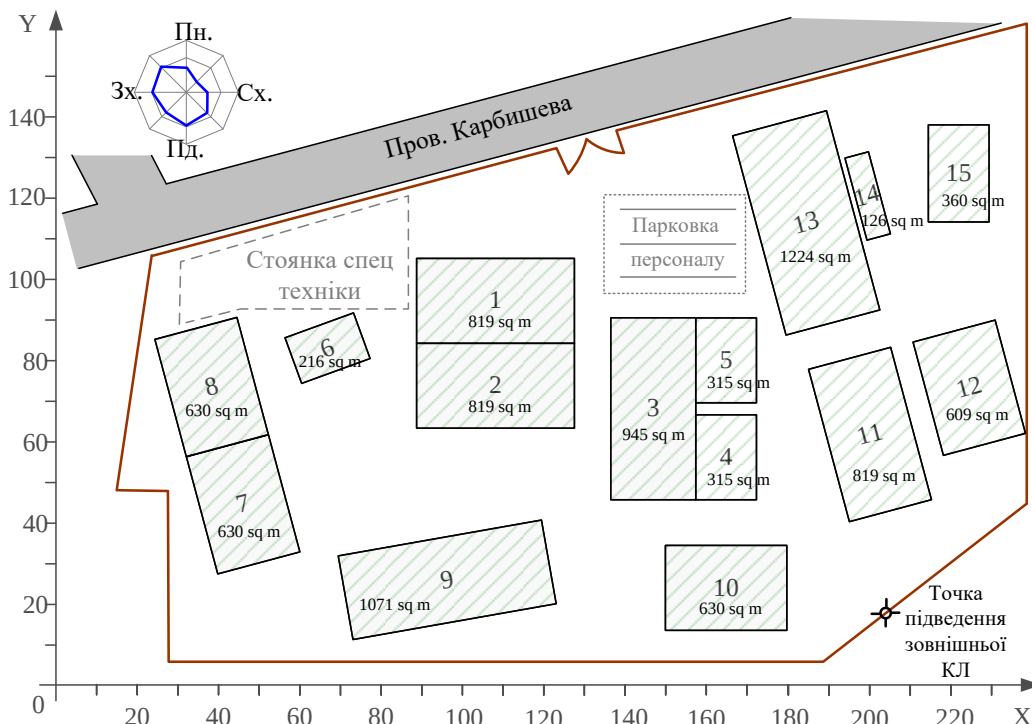


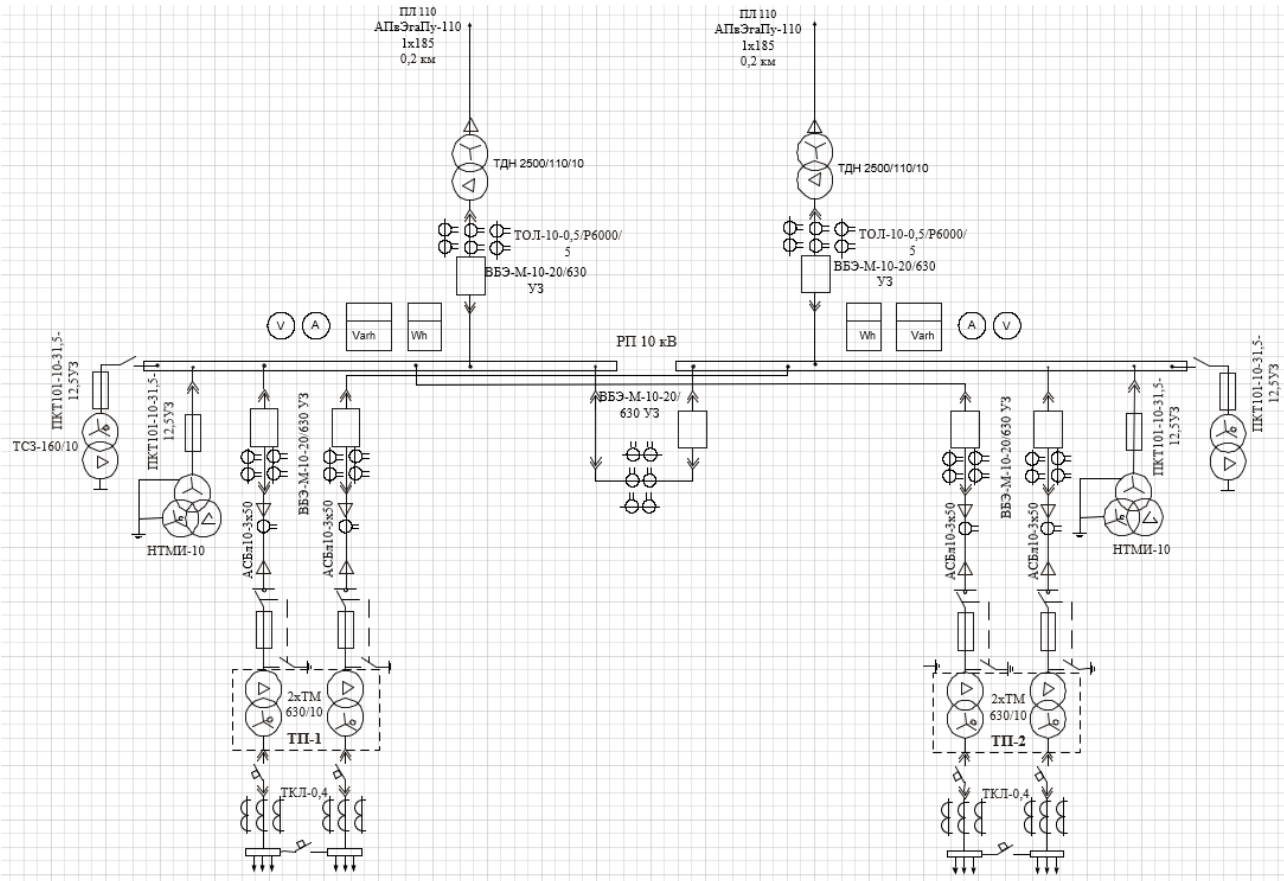
Рисунок Б.1– Генплан ТОВ «Авіс»

Таблиця Б.1– Відомості про електричні навантаження ТОВ «Авіс»

№	Найменування	Р _н , кВт
1	Завод полімерного упакування	250
2	Цех (друкарня)	60
3	Завод безалкогольних напоїв	260
4	Очисні споруди	95
5	Очисні споруди	95
6	Котельня	57
7	Склад № 1	125
8	Склад № 2	125
9	Склад № 3(гот.прод)	160
10	Склад № 4(гот.прод)	170
11	Оліс-очисний завод	195

12	Цех фасування олії	170
13	Цех по виробництву майонезу	335
14	Холодильно компресорна станція	48
15	Завод по виготовленню печива	105

Рисунок Б.2– Однолінійна схема ТОВ «Авіс»



Додаток В
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розробка системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю "АВІС" з вибором оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання

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 86% Схожість 14%

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 Turnitin щодо роботи.

Автор роботи _____

_____ Заверуха М.О.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____

_____ Кутіна М. В.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

Додаток Г

Ілюстративний матеріал

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТОВАРИСТВА З
ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "АВІС" З ВИБОРОМ
ОПТИМАЛЬНОЇ СТРАТЕГІЇ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА
РЕМОНТУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ**

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ-23м з/в
спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка
Заверуха М.О

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСЕЕМ ВНТУ
Купіна М. В.
« » 2024 р.

Актуальність роботи: Системи електропостачання (СЕП) є ключовою складовою енергетичної інфраструктури промислових підприємств. Вони забезпечують подачу електроенергії для електродвигунів, освітлювальних установок, апаратів зварювання та іншого обладнання, необхідного для технологічних процесів. Сучасні СЕП потребують високого рівня надійності, ефективності, якості електроенергії та енергоощадності. Ці показники досягаються завдяки оптимальному проектуванню систем, вибору обладнання, реалізації заходів з енергозбереження, а також впровадженню ефективних стратегій технічного обслуговування та ремонту електрообладнання. Розробка сучасної системи електропостачання для ТОВ "АВІС" із вибором оптимальної стратегії технічного обслуговування є актуальною через необхідність підвищення енергоефективності, зниження експлуатаційних витрат і забезпечення надійності енергозабезпечення.

Мета роботи: підвищення надійності системи електропостачання ТОВ "АВІС" шляхом вибору її оптимальної структури, а також стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання.

Основні задачі:

- Аналіз особливостей технологічних процесів та режимів електроспоживання підприємства.
- Розрахунок параметрів системи електропостачання, включаючи навантаження, потужності трансформаторних підстанцій, перерізів кабельних ліній та оптимальних координат розміщення ГПП.
- Вибір оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання.
- Розробка економічного обґрунтування впровадженої системи електропостачання.
- Визначення заходів з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Об’єкт роботи: процес функціонування системи електропостачання ТОВ "АВІС".

Предмет роботи: Розробка системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю "АВІС" з вибором оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання.

Методи досліджень. Використовувалися теоретичні та емпіричні методи досліджень, зокрема закони електротехніки, аналізу та синтезу.

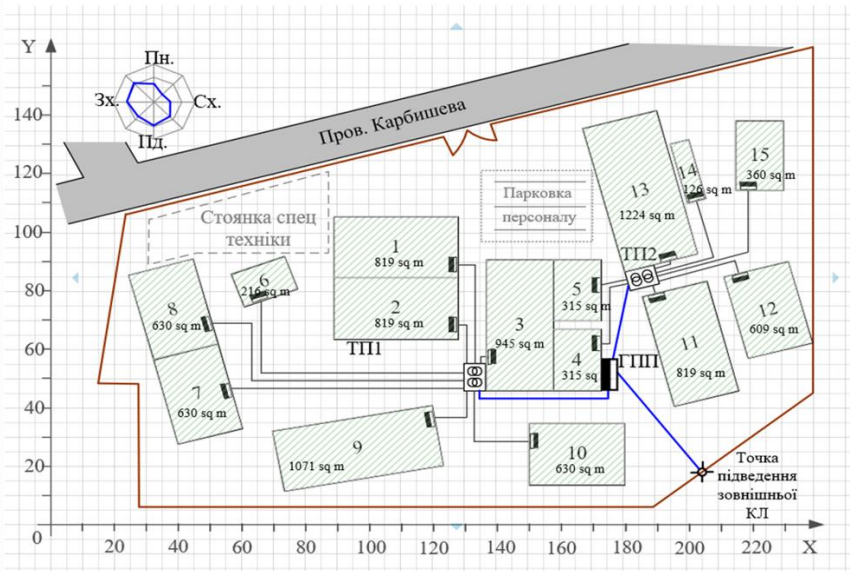
Новизна. Удосконалено систему електропостачання ТОВ "АВІС" шляхом оптимізації її параметрів та розробки оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання

Загальна характеристика ТОВ "АВІС".

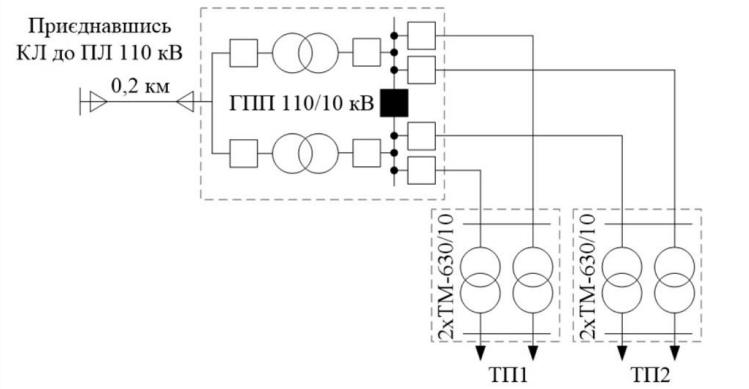
На балансі підприємства «Авіс» знаходиться потужний виробничий комплекс, який охоплює кілька цехів та заводів, що забезпечують випуск харчової продукції, пакувальних матеріалів та супутніх послуг. Підприємство відноситься до споживачів II категорії електропостачання, що гарантує високу надійність та безперервність роботи. Така структура дозволяє "Авіс" ефективно функціонувати на ринку, забезпечуючи виробництво високоякісної продукції та дотримання екологічних стандартів. Підприємство «Авіс» є багатифункціональним виробничим комплексом, який споживає значні обсяги електроенергії. Режими споживання електрики залежать від виробничого графіка, потужності обладнання та специфіки інфраструктури.

№	Найменування	Р _н , кВт
1	Завод полімерного упакування	250
2	Цех (друкарня)	60
3	Завод безалкогольних напоїв	260
4	Очис ні спорули	95
5	Очисні спорули	95
6	Котельня	57
7	Склад № 1	125
8	Склад № 2	125
9	Склад № 3(гот.прод)	160
10	Склад № 4(гот.прод)	170
11	Оліє-очисний завод	195
12	Цех фасування олії	170
13	Цех по виробництву майонезу	335
14	Холодильно компресорна станція	48
15	Завод по виготовленню печива	105

Генеральний план ТОВ «Авіс»

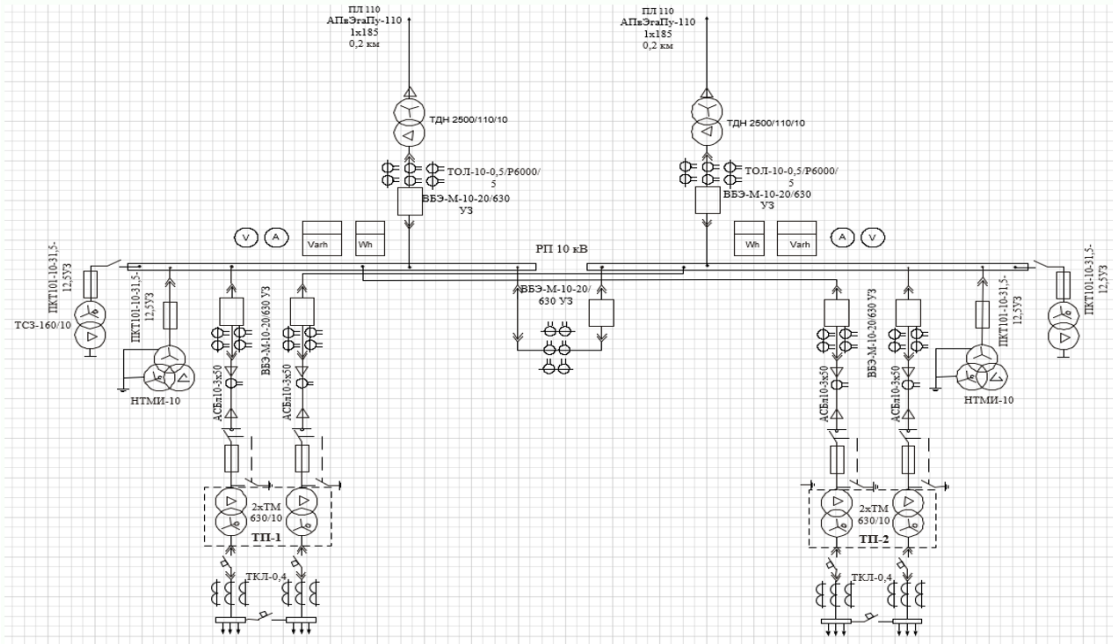


Вибір схеми зовнішнього електропостачання



Згідно з проведеними розрахунками, більш економічно вигідним є варіант живлення підприємства через кабельну лінію напругою 35 кВ. Однак реалізація цього варіанту неможлива, оскільки він вимагає прокладання кабелю через русло річки Південний Буг, що є технічно нездійсненним. Тому для живлення підприємства доцільно обрати лінію напругою 110 кВ, підключивши кабельну лінію до повітряної.

Однолінійна схема електропостачання



ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СТРАТЕГІЇ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТОВАРИСТВА З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "АВІС"

В роботі проаналізовано системи технічного обслуговування і ремонту в Україні і за кордоном. СТОР являє собою комплекс взаємозалежних ресурсів, документації з технічного обслуговування і ремонту, а також персоналу, задіяного для забезпечення та відновлення працездатності виробу, який належить до цієї системи.

В Україні застосовується "Система планово-попереджувального обслуговування", яка базується на плануванні ремонтів залежно від відпрацьованих годин обладнання. Системи технічного обслуговування та ремонту електрообладнання за кордоном відрізняються від тих, що функціонують в Україні. Наприклад у США система технічного обслуговування та ремонту включає технічне обслуговування між ремонтами і поточні ремонти, які здебільшого мають характер аварійних. Капітальні ремонти здійснюються за окремими програмами і не входять до системи планово-попереджувального обслуговування. У чинній американській системі ТО і Р відсутній обов'язковий попередній план. Розвиток технічного обслуговування і ремонту відображається у впровадженні систем попереджувального, коригувального і прогностичного обслуговування, а також у визначенні пріоритетів для ремонтних робіт. Японська система технічного обслуговування та ремонту, відома як "Система повного технічного обслуговування", є адаптованим варіантом планово-попереджувального ремонту. Її відмінною рисою є індивідуальний підхід до кожного підприємства. Структура обслуговування розробляється з урахуванням специфічних умов та можливостей конкретного виробництва.

Перелік систем TOP

1 Система попереджувального обслуговування

Має на меті ще на етапі проектування звести до мінімуму або повністю виключити потребу в обслуговуванні електроустаткування.

2 Система коригувального обслуговування

Її метою є виявлення компонентів і вузлів, обслуговування яких вимагає значних витрат, аналіз причин цих витрат і реалізація заходів для їх оптимізації.

3 Система прогностичного обслуговування

Спрямована на виявлення ймовірних відмов електротехнічного обладнання, базуючись на постійному моніторингу його стану, характеристик та технічних параметрів.

4 Система пріоритезації ремонтних робіт

Базується на двофакторному аналізі: оцінці критичності електрообладнання та складності робіт.

Вибір оптимальної стратегії ремонтно-обслуговуючих дій.

У поточній системі технічного обслуговування та ремонту здебільшого застосовуються стратегії, що включають відновлення після відмови та попередження на основі напрацювання. Стратегію відновлення після відмови доцільно використовувати для компонентів, для яких характерна експоненціальна функція розподілу напрацювання до відмови.

Економічний показник відновлювальних робіт після відмови — рівень питомих витрат C'_n — визначається рівнем витрат від відмови елемента C_0 і його середнім напрацюванням на відмову $\bar{T}$

Для контролю технічного стану виробу в процесі його експлуатації, роботи з обслуговування об'єднуються в групи, які відрізняються за регулярністю та складом операцій. В загальному випадку елемент відмовить і буде відновлений до моменту T_p попереджувального відновлення з ймовірністю

$$f(T) = \lambda \exp(-\lambda T),$$

де T — час безвідмовної роботи; λ — параметр потоку відмов.

$$C'_n = \frac{C_0}{\bar{T}} = \frac{C_0}{\int_{T_{\min}}^{T_{\max}} T f(T) dT}, \quad (3.2)$$

де $T_{\min}, T_{\max}$ — мінімальний та максимальний час напрацювання на відмову; $f(T)$ — щільність розподілу напрацювання на відмову.

$$Q(T_p) = \int_{T_{\min}}^{T_p} f(T) dT. \quad (3.3)$$

Середній ресурс до відмови, що настає раніше за момент часу T_p , визначається як:

$$T' = \frac{\int_{T_{\min}}^{T_p} T f(T) dT}{Q(T_p)}. \quad (3.4)$$

Висновок

Підсумком виконання магістерської кваліфікаційної роботи є розробка системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю "ABIC" з вибором оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання.

В роботі проведено дослідження характеристик технологічного процесу підприємства. Виконано розрахунок параметрів системи електропостачання товариства з обмеженою відповідальністю "ABIC", а саме: обрано схему зовнішнього електропостачання, розраховано величину капітальних вкладень, проведено аналіз надійності. За результатами розрахунку для живлення підприємства обрано кабель АПвЕгаПу-110 1х185, який відповідає умовам термічної стійкості екрана до наведеного струму, обрано високовольтне обладнання (вимикачі, роз'єднувачі, розрядники та вимірювальні трансформатори) та встановлено цехові ТП (2 ЦТП, ЦТП1- 630 кВА, ЦТП2- 630 кВА); обрано оптимальні перерізи КЛ 10 кВ (АВВГ перерізом 50 мм²);

При виборі оптимальної стратегії технічного обслуговування та ремонту електрообладнання товариства з обмеженою відповідальністю "ABIC" проаналізовано відомі системи технічного обслуговування в Україні та за кордоном. Визначено, що оптимальною є система прогнозного обслуговування. Вона включає в себе, такі аспекти як: постійний моніторинг діагностичних параметрів обладнання; можливість раннього виявлення потенційних відмов; зменшення сумарних втрат шляхом оптимізації моменту відновлення; підвищення ефективності за рахунок зменшення витрат на діагностику.

В економічній частині проведено попередні техніко економічні розрахунки, які підтверджують доцільність прийнятих рішень

У розділі охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях розглянуто заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час підвищення енергоефективності товариства з обмеженою відповідальністю «ABIC».