

Вінницький національний технічний університет
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет електроенергетики та електромеханіки
(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

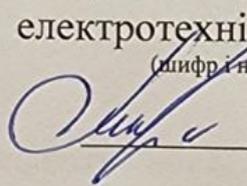
менеджменту

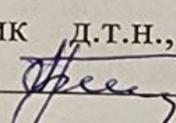
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

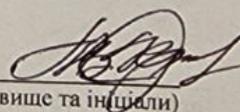
«Підвищення ефективності системи електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат»

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)


Мельничук Ірина Леонідівна
(прізвище та ініціали)

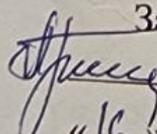
Керівник д.т.н., професор каф. ЕСЕЕМ

Бурбело М.Й.
(прізвище та ініціали)
« 16 » 06 2025 р.

Опонент:

к.т.н., доцент каф. ЕСС

« 16 » 06 Остуха Н.В. (прізвище та ініціали)
2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

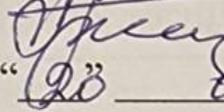

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.
(прізвище та ініціали)
« 16 » 06 2025 р.

Вінницький національний технічний університет

Факультет Електроенергетики та електромеханіки
Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту
Освітньо-кваліфікаційний рівень _____ магістр _____
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка _

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

 проф. М. Й. Бурбело
"20" _____ 2025 року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Мельничук Ірина Леонідівна

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Підвищення ефективності системи електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат» керівник роботи _____ Бурбело Михайло Йосипович д.т.н., проф. каф. ЕСЕЕМ
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від "20" 03 _____ 2025 року № 96 _____

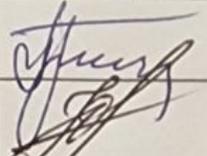
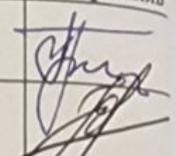
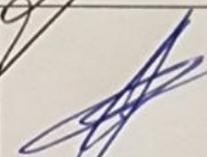
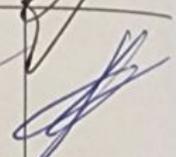
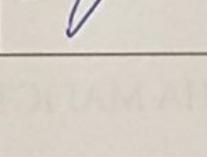
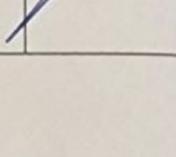
2. Термін подання студентом роботи "19" _____ 05 _____ 2025 року

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

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. Характеристика споживачів підприємства. Підвищення ефективності системи електропостачання за рахунок впровадження системи АСКОВЕ. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
 Генеральний план підприємства з нанесенням силової мережі підприємства
 Однолінійна схема електропостачання. Конструктивні креслення по си-
 АСКОВЕ

6. Консультанти розділів роботи

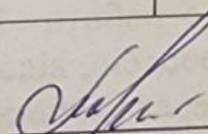
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Бурбело М.Й., д.т.н., проф., каф. ЕСЕЕМ		
Економічна частина	Шулле Ю.А., к.т.н., доц., каф. ЕСЕЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Войтюк Ю.П., к.т.н., доцент, каф. ЕСЕЕМ		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика підприємства та технологічного процесу	17.02.25	
2	Синтез зовнішньої СЕП	24.02.25	
3	Науково дослідна частина	31.03.25	
4	Синтез результатів наукової роботи	14.04.25	
5	Економічна частина	28.04.25	
6	Графічна частина	06.06.25	

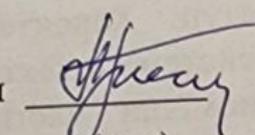
Студент


(підпис)

Мельничук І.Л.

(прізвище та ініціали)

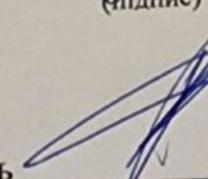
Керівник роботи


(підпис)

Бурбело М.Й.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль


(підпис)

Войтюк Ю.П.

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	5
ABSTRACT.....	6
ВСТУП.....	7
1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОЛІЙНОЖИРОВОГО КОМБІНАТУ.....	9
1.1 Характеристика основного технологічного процесу.....	9
1.2 Інформація про електричні навантаження комбінату та його цехів	11
2. СИНТЕЗ ОСНОВНИХ СКЛАДОВИХ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВІННИЦЬКОГО ОЛІЙНОЖИРОВОГО КОМБІНАТУ.....	13
2.1 Визначення електричних навантажень підприємства.....	13
2.2 Використання САПР для визначення кількості та потужності цехових ТП.....	18
2.3 Вибір оптимальної напруги живлення комбінату.....	25
2.4 Розрахунок надійності елементів та систем електропостачання.....	30
2.5 Розрахунок параметрів зовнішньої лінії	33
2.6 Перевірка термічної стійкості кабелю на базі розрахунку струмів короткого замикання.....	36
2.7 Розрахунок та вибір високовольтного обладнання.....	40
2.8 Використання системи САПР для визначення оптимальних перерізів кабельних ліній 10 кВ.....	44
2.9 Розрахунок місця розташування ГПП за критерієм мінімуму затрат в СЕП.....	46
2.10 Використання САПР для оптимальної компенсації реактивної потужності	50
3. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗА РАХУНОК ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ АСКОЕ.....	54
3.1 Основні положення, що фіксуються в технічному проекті з впровадження АСКОЕ.....	54
3.2 Вимоги до проектних рішень.....	55
3.3 Характеристика структурної схеми АСКОЕ.....	56
3.4 Стисла характеристика структури АСКОЕ.....	63
3.5 Точність та якість показників системи АСКОЕ.....	66
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	72

4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання.....	73
4.2 Розрахунок поточних витрат.....	75
4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі.....	75
4.2.2 Розрахунок витрат по заробітній платі.....	77
4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються.....	79
4.3. Розрахунок собівартості електроенергії.....	81
4.3.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію.....	81
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	86
ВИСНОВКИ.....	102
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	104
ДОДАТКИ.....	107
Додаток А – Технічне завдання	108
ДОДАТОК Б – Вихідні дані для проектування.....	110
Додаток В – ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ.....	112
ДОДАТОК Г – Ілюстративний матеріал.....	113

АНОТАЦІЯ

Мельничук Ірина Леонідівна. «Підвищення ефективності системи електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат». МКР. Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка Вінниця: ВНТУ, ФЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2025 – 106 с.

Магістерська кваліфікаційна робота присвячена проектуванню системи електропостачання підприємства харчової промисловості, в якій розроблені основні питання, що стосуються підвищенню ефективності роботи всіх її елементів та режимів їх роботи. З метою підвищення якості електропостачання запропоновано використання та впровадження сучасного обліку електричної енергії АСКОЕ.

Проектування системи електропостачання виконано з використанням елементів САПР, що дало можливість отримувати оптимальні результати вибору елементів системи живлення підприємства.

В роботі представлено економічні характеристики системи електропостачання та розраховано необхідні показники її функціонування.

Ключові слова: електричні навантаження, схеми електпостачання, трансформаторна підстанція, електричне обладнання, автоматизована система комерційного обліку електричної енергії, надійність електропостачання.

Рисунків – 28

Таблиць - 25

Бібліографій – 20

ABSTRACT

Melnychuk Iryna Leonidivna. “Improving the efficiency of the power supply system of the private joint-stock company “Vinnytsia Oil and Fat Plant”. MKR. Specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics Vinnytsia: VNTU, FEEM, Department of ESEEM, 2025 – 106 p.

The master's qualification work is devoted to the design of the power supply system of a food industry enterprise, in which the main issues related to increasing the efficiency of all its elements and their operating modes are developed. In order to improve the quality of power supply, the use and implementation of modern electrical energy metering ASKOE is proposed.

The design of the power supply system was carried out using CAD elements, which made it possible to obtain optimal results for selecting elements of the enterprise's power supply system.

The paper presents the economic characteristics of the power supply system and calculates the necessary indicators of its functioning.

Keywords: electrical loads, power supply schemes, transformer substation, electrical equipment, automated commercial electricity metering system, power supply reliability.

Figures – 28

Tables – 25

Bibliographies – 20

ВСТУП

Актуальність теми. Полягає у забезпеченні надійного та безперебійного електропостачання одного з важливих, бюджетоутворюючих промислових підприємств міста Вінниці на базі використання в процесі проектування сучасних методик, елементів САПР та останніх досягненнях електротехнічної промисловості. Актуальність роботи підкреслюється і тим, що на сучасному етапі розвитку та необхідності у продукції харчової промисловості підвищується потреба у безперебійному живленню технологічних процесів підприємства.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є проектування та створення системи електропостачання ПрАт «Вінницький олійножировий комбінат», що передбачає організацію безперебійного живлення електричних навантажень підприємства, які відповідальні за технологічний процес створення кінцевого продукту.

Для забезпечення ефективного та якісного проектування в роботі пропонується використовувати елементи сучасної системи САПР, яка передбачає знаходження оптимальних рішень на базі відповідних математичних моделей та використання машинних методів їх вирішенн і реалізації.

Об'єкт дослідження – система електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат».

Предмет дослідження – адаптація методів синтезу систем електропостачання, які сприяють підвищенню ефективності живлення електричною електроенергією підприємства та дозволяє аналізувати витрати електричної енергії з використанням останніх розробок.

Методи досліджень. В процесі проектування вдало поєднуються як існуючі традиційні методи аналізу електричних мереж та систем з математичним моделюванням основних методик визначення елементів сучасних систем електропостачання.

Новизна. Полягає у застосуванні сучасної системи обліку електричної енергії, що дозволяє контролювати та зменшувати її витрати, а також забезпечувати можливість моніторингу споживання електричної енергії в режимі поточного часу.

Практична цінність. Розроблені математичні моделі визначення основних елементів системи електропостачання може бути поширена на будь-які підприємства харчової промисловості. Це стосується також і поширенню розробленої системи АСКОВЕ.

1.ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОЛІЙНОЖИРОВОГО КОМБІНАТУ.

1.1 Характеристика основного технологічного процесу

Вінницький олійножировий комбінат є одним із старіших, бюджетоутворюючих підприємств міста Вінниця. Розташований він таким чином, що має можливість приймати сировину як автомобільним так і залізничним транспортом. Сировина, а це насіння соняшника, постачається до комбінату в основному з Вінницької, Черкаської та Сумської областей. Середня добова можливість переробки сировини на сьогоднішній день складають біля 500 тон соняшника, 300 тон сої та 300 тон ріпаку.

Вінницький олійножировий комбінат умовно поділений на два заводи олієекстракційний та гідрогенезаційний.

Надамо коротку характеристику технологічного процесу комбінату. Сировина, що поступає на комбінат спочатку проходить очищення від домішок, після чого транспортується на склад для зберігання, де проходить його попереднє просушування. На наступному етапі сировина по транспортерам поступає в рушально-віяльний відділ, в якому насіння лушать і відділяють ядра. Це відбувається на спеціальних машини-рушки. Відокремлена лушпиння по пневматичному трубопроводу передається до цеху грануляції для виготовлення комбікорму. Тут лушпиння перетирають на кормову муку. Відокремленні ядра соняшника поступають у прожареному вигляді в пресовий цех для віджимання масла, яке потім фільтрується та поступає олієзливну станцію. Олія, що отримали при цьому називається пресовою. Після пресування залишки насіння мають близько 25% олії та піддаються екстракції. Ця маса за допомогою плющильних вальців перетворюється в тонкі невеликі «пелюстки», які для екстракції передаються в екстракційний цех. В ньому за допомогою спеціальних апаратів (екстракторів) шляхом протитиску чистого бензину здійснюється виділення олії, що залишилася. Залишки, які проходять обробку промивання бензином отримали назву шрот, який

містить до 1,3% олії. Шрот поступає на спеціальний склад, передається до цехів грануляції для вироблення комбікормової гранули.

Олія, що пройшла екстракцію отримала назву «технічної» і використовується для виробництва мила та гліцерину. Для зберігання ця олія також поступає на олієзливну станцію.

Гідрогенезаційний завод використовує в своїй роботі олію, що отримана з олієекстракційного заводу. На гідро завод олія передається по спеціальному олієпроводу, який під'єднаний до зливної станції. В окремому цеху під назвою "α - Лаваль" отримують очищені (рафіновані) та гідрожировані олії. Частина цих олій розфасовується в цеху фасування та передається на склад. Друга частина по олієпроводу повертається на олієзливну станцію, де потім відвантажується у автомобільні та залізничні цистерни.

Окрема частина олії, що отримана гідрогенезаційним заводом проходить з'єднання з воднем та перетворюється в саломас (твердий білий жир). Саломас утворюється в спеціальному цеху за допомогою водню, каталізатора та тепла, проходячи в хімічну реакцію з насичення жирних кислото насичених кислот.

Для отримання саломасу використовують мідно-нікелієвий каталізатор. В свою чергу саломас ділиться на харчовий та технічний. З харчового саломасу в рафіновочному цеху виготовляють напівфабрикат маргарину (для отримання маргарину) та кондитерський жир для виробництва кондитерських виробів. Продукція рафінувального цеху фасується та передається на склад, а технічний саломас використовується у миловарному виробництві.

Водень, який необхідний для гідрогенізації жирів отримують в електролізному цеху за рахунок електролізу водяного розчину. Для цього використовують спеціальні електролізери. Водень, який отриманий шляхом розчеплення водяного розчину поступає у спеціальну ємність, що має назву газгольдер та при необхідності передається по спеціальному трубопроводу на гідрогенезаційний завод. Кисень, що утворюється в результаті електролізу поступає в свій газгольдер, а потім на кисневу наповнювальну станцію, на якій відбувається заправка кисневих балонів.

1.2 Інформація про електричні навантаження комбінату та його цехів

Генеральний план підприємства представлений на рисунку 1.1, а інформація про електричні навантаження в таблиці 1.1.

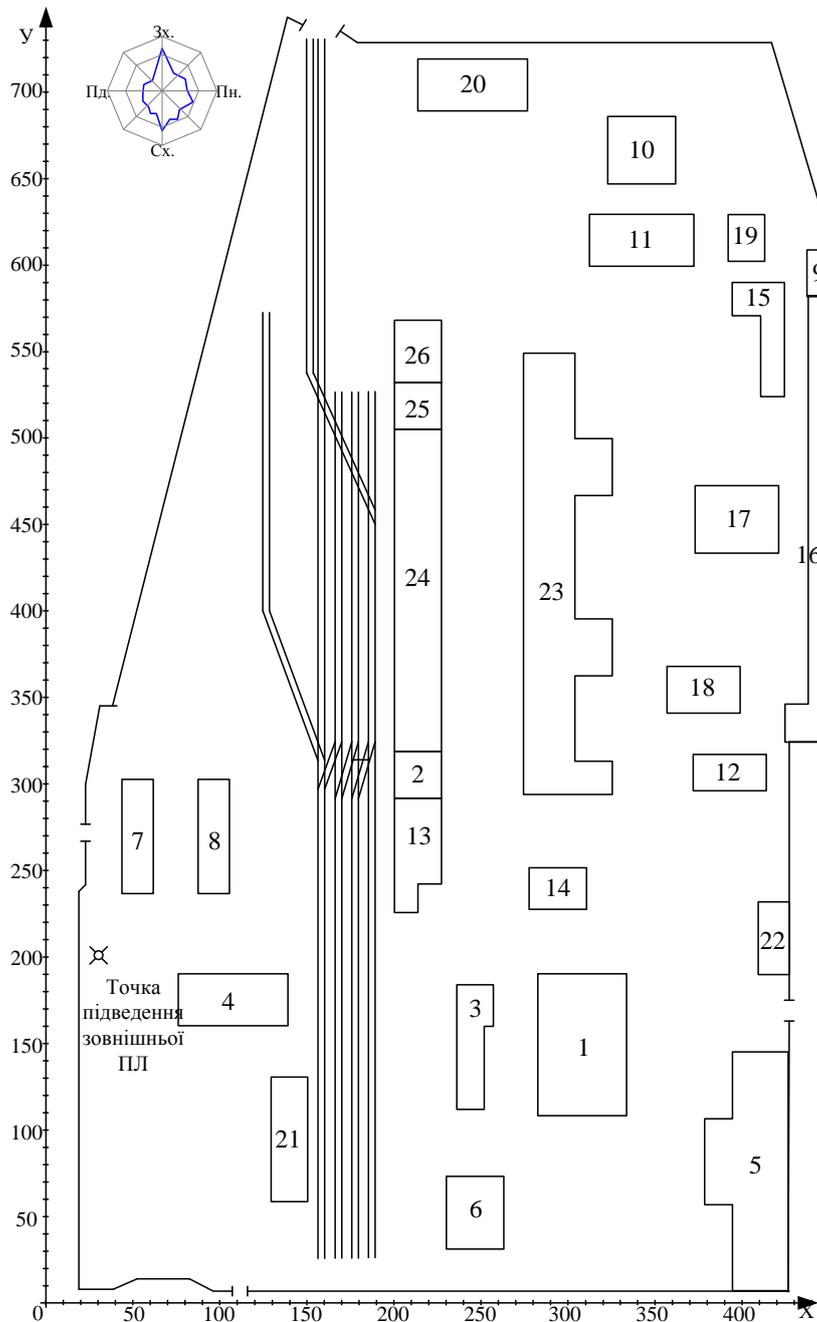


Рисунок 1.1 - Генплан ПрАТ Вінницький олійножировий комбінат

Таблиця 1.1 - Відомості про електричні навантаження підприємства

№	Найменування	P_n , кВт
1	Екстракційний цех	450
2	Пресовий цех	540
3	Склад шпрота	45
4	Відсіювальний цех	150
5	Адміністративний корпус	16
6	Бензосховище	25
7	Котельня	700
8	Оліє зливна	170
9	Склад насіння	150
10	Електролізний цех	1500
11	Електроцех	110
12	Напорна флотація	120
13	Цех розфасовки олії «Вінізпак»	50
14	Механічна майстерня	175
15	Гараж	30
16	Ремонтно-будівельний цех	12
17	Градирні	60
18	Насосна станція	120
19	Другий підйом	150
20	Матеріальний склад	30
21	Склад	80
22	Їдальня	30
23	Гідрогенізаційний цех	1000
24	Миловарний цех	900
25	Вальцовочний цех	174
26	Лецитіновий цех	100

Джерело зовнішнього живлення знаходиться на відстанні 3 км та має на шинах 10 кВ потужність короткого замикання $S_{кз}=50$ МВА.

Вхідна реактивна потужність - $Q_{вх}= 1006$ квар

2. СИНТЕЗ ОСНОВНИХ СКЛАДОВИХ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВІННИЦЬКОГО ОЛІЙНОЖИРОВОГО КОМБІНАТУ

2.1 Визначення електричних навантажень підприємства

Електричні навантаження є одним із важливих показників, що використовуються при проектуванні любых систем електропостачання. Тому важливим представляється раціональний та ефективний вибір методу їх розрахунку. В проектній практиці та [2] рекомендується для визначення розрахункових навантажень застосовувати методику, що базується на коефіцієнті використання.

В магістерській роботі ця методика покладена в основу алгоритму, що закладений в автоматизовану систему САПР підприємства. Її використання надасть можливість отримати найбільш точні результати та автоматизувати процес проектування.

При використанні електронних таблиць, що входять в систему САПР для визначення розрахункових потужностей будемо використовувати наступні позначення: номінальна потужність певного виробничого цеху (P_i); коефіцієнт потужності ($\cos\phi_i$); коефіцієнт попиту навантаження (K_{Pi}) та його використання (K_{Vi}); площа відповідного цеху (S_i); коефіцієнт попиту освітлення (K_{Co_i}); питома густина освітлювального навантаження ($P_{пит_i}$); коефіцієнт потужності освітлювального навантаження ($tg\phi_{oi}$); коефіцієнт, що враховує збільшення навантаження при використанні різної пускорегулюючої апаратури освітлення ($K_{пра_i}$).

Приведемо необхідні розрахункові вирази, які використанні для визначення середніх значень розрахункової потужності освітлення та силового навантаження.

Значення активної потужності освітлення певного цеху визначається:

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

Відповідно реактивна потужність може бути визначена за формулою:

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

де K_{noi} - коефіцієнт попиту освітлення певного цеху;

F_i - площа певного цеху, м²;

P_{numi} - питома густина освітлення цеху, кВт/м²;

$k_{пра}$ - коефіцієнт втрат потужності в ПРА;

tg_o - коефіцієнт реактивної потужності в мережах освітлення.

Середнє активне силове та освітлювальне навантаження цеху:

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

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

K_{vi} - коефіцієнт використання навантаження цеху.

Середнє силове реактивне навантаження цеху:

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

де $tg\varphi_i$ - коефіцієнт реактивної потужності навантаження певного цеху.

Повне електричне навантаження певного цеху:

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

Тоді активне силове розрахункове навантаження цеху:

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

де K_{ni} - коефіцієнт попиту навантаження, що встановлене в певному цеху;

відповідно подібний чином визначається силове реактивне розрахункове навантаження цеху:

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

Повне розрахункове електричне навантаження цеху складе:

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

а відповідний йому розрахунковий струм

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

де $U_{ном}$ - номінальне значення напруги мережі.

Сумарне цехове розрахункове навантаження визначається наступним чином:

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

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

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

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

де $P_{c\Sigma}$, $Q_{c\Sigma}$ - сумарні середні активна та реактивна розрахункові потужності, кВт, квар відповідно;

K_o - коефіцієнт одночасності.

N - кількість виробничих цехів.

Сумарне навантаження по комбінату:

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

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

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

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

Величина сумарного струму:

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

Ці формули покладені в основу електронного листа EXCEL та використовуються в автоматизованому режимі для визначення розрахункових навантажень підприємства (рисунок 2.1).

З виконаного розрахунку видно, що середня розрахункова потужність комбінату складає $S_{ссум} = 4114,22$ кВА, а його повна розрахункова - $S_{рсум} = 4360,01$ кВА.

1	A	B	Дані сили						H	I	J	Світло			K	L	M	N	Середні наван.			O	P	Q	Розрах. наван.			R	S	T	U	V				
			C	D	E	F	G	Глоша, м ²				Кл0	Кл0	плт, Вт/м ²					Клра	тс0	лм0, квал				Рр0, кВт	Рс, кВт	Qс, квар						Sc, кВА	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА
2	№	Цех	Рн, кВт	cos	тс	Кл	Кв	Кл	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22													
4	1	Екстракційний цех	450	0,8	0,75	0,3	0,27	4182	0,85	0,015	1,2	0,48	30,71	63,98	185,48	121,84	221,92	198,98	131,96	238,77	362,77	0,06														
5	2	Пресовий цех	540	0,7	1,02	0,4	0,35	729	0,85	0,014	1,2	0,48	5,00	10,41	199,41	197,82	280,88	226,41	225,36	319,45	485,36	0,44														
6	3	Склад шпирота	45	0,9	0,62	0,7	0,66	1260	0,85	0,012	1,1	0,48	6,79	14,14	43,84	25,19	50,56	45,64	26,31	52,68	80,03	0,04														
7	4	Відновлювальний цех	150	0,8	0,88	0,25	0,21	1890	0,85	0,015	1,2	0,48	13,88	28,92	60,42	41,66	73,39	66,42	46,95	81,34	123,58	0,04														
8	5	Адміністративний корпус	16	0,9	0,48	0,3	0,34	5211	0,85	0,016	1,2	0,48	40,82	85,04	90,48	43,46	100,38	89,84	43,15	99,67	151,43	0,02														
9	6	Безхлоровацше	25	0,8	0,88	0,5	0,45	1386	0,85	0,013	1,1	0,48	8,09	16,85	28,10	18,01	33,37	29,35	19,11	35,02	53,21	0,03														
10	7	Котельня	700	0,7	1,02	0,5	0,47	1188	0,85	0,014	1,2	0,48	8,14	16,96	345,96	343,79	487,73	366,96	365,21	517,73	786,61	0,44														
11	8	Оліє змієна	170	0,8	0,75	0,4	0,36	1188	0,85	0,015	1,2	0,48	8,72	18,18	79,38	54,62	96,36	86,18	59,72	104,85	159,30	0,09														
12	9	Склад навієня	150	0,9	0,62	0,45	0,4	324	0,85	0,012	1,1	0,48	1,74	3,64	63,64	38,93	74,60	71,14	43,58	83,42	126,75	0,26														
13	10	Електролізний цех	1500	0,6	1,33	0,35	0,3	1521	0,85	0,015	1,2	0,48	11,17	23,27	473,27	611,17	772,99	548,27	711,17	897,98	1364,34	0,59														
14	11	Електроцех	110	0,6	1,33	0,2	0,17	1800	0,85	0,015	1,2	0,48	13,22	27,54	46,24	38,15	59,95	49,54	42,55	65,31	99,22	0,04														
15	12	Напорна флотация	120	0,8	0,75	0,4	0,34	882	0,85	0,013	1,2	0,48	5,61	11,70	52,50	36,21	63,77	59,70	41,61	72,77	110,56	0,08														
16	13	Цех розфасовки олії «Вінізілак»	50	0,8	0,88	0,4	0,35	1559	0,85	0,014	1,2	0,48	10,69	22,26	39,76	26,12	47,57	42,26	28,32	50,88	77,30	0,03														
17	14	Механічна майстерня	175	0,8	0,75	0,3	0,27	792	0,85	0,016	1,2	0,48	6,20	12,93	60,18	41,64	73,18	65,43	45,58	79,74	121,15	0,10														
18	15	Гараж	30	0,9	0,62	0,4	0,35	1215	0,85	0,013	1,2	0,48	7,73	16,11	26,61	14,24	30,18	28,11	15,17	31,94	48,53	0,03														
19	16	Ремонтно-будівельний цех	12	0,8	0,88	0,5	0,45	3045	0,85	0,016	1,2	0,48	23,85	49,69	55,09	28,62	62,08	55,69	29,14	62,86	95,50	0,02														
20	17	Г радроні	60	0,9	0,62	0,6	0,55	1872	0,85	0,014	1,2	0,48	12,83	26,73	59,73	33,28	68,38	62,73	35,14	71,90	109,25	0,04														
21	18	Насосна станція	120	0,8	0,75	0,6	0,54	1512	0,85	0,014	1,2	0,48	10,36	21,59	86,39	58,96	104,60	93,59	64,36	113,59	172,58	0,08														
22	19	Другий підйом	150	0,9	0,62	0,35	0,3	756	0,85	0,014	1,2	0,48	5,18	10,80	55,80	33,07	64,86	63,30	37,72	73,68	111,95	0,10														
23	20	Матеріальний склад	30	0,8	0,88	0,7	0,64	1890	0,85	0,012	1,1	0,48	10,18	21,21	40,41	27,11	48,66	42,21	28,70	51,04	77,55	0,03														
24	21	Склад	80	0,8	0,75	0,4	0,35	1512	0,85	0,015	1,2	0,48	11,10	23,13	51,13	32,10	60,38	55,13	35,10	65,36	99,31	0,04														
25	22	Дальня	30	0,9	0,62	0,3	0,24	756	0,85	0,014	1,2	0,48	5,18	10,80	18,00	9,64	20,42	19,80	10,76	22,53	34,23	0,03														
26	23	Гідрогенізаційний цех	1000	0,8	0,75	0,5	0,45	9354	0,85	0,014	1,2	0,48	64,12	133,58	583,58	401,62	708,42	633,58	439,12	770,87	1171,22	0,08														
27	24	Міловарний цех	900	0,8	0,88	0,35	0,3	3162	0,85	0,015	1,2	0,48	23,22	48,38	318,38	261,34	411,90	363,38	301,03	471,87	716,93	0,15														
28	25	Вальцювочний цех	174	0,8	0,75	0,35	0,3	729	0,85	0,016	1,2	0,48	5,71	11,90	64,10	44,86	78,24	72,80	51,39	89,11	135,38	0,12														
29	26	Лещитковий цех	100	0,8	0,75	0,4	0,34	972	0,85	0,014	1,2	0,48	6,66	13,88	47,88	32,16	57,68	53,88	36,66	65,17	99,02	0,07														
30		Всього по підприємству	6887					50687				356,93	743,60	3175,74	2615,62	4114,22	3352,97	2786,99	4360,01	6624,35	0,09															

Рисунок 2.1 – Розрахунок навантаження комбінату

2.2 Використання САПР для визначення кількості та потужності цехових ТП

Наступним кроком синтезу системи електропостачання олійножирового комбінату є визначення потужності та кількості цехових трансформаторних підстанцій.

Вихідною інформацією для розрахунку є результати, які наведені в розділі 2.1.

В програмі, що використовує система САПР, передбачені вимоги, які стосуються саме проектування трансформаторів цехових підстанцій. Серед них необхідно відмітити наступні: в якості критерію ефективності вибору трансформаторів використовуються річні приведені затрати в ТП та обмежуються до трьох типорозмірів трансформаторів, які відповідають заводським стандартам.

Вибір оптимального значення потужності трансформатора цехової ТП напряму залежить від питомої густини навантаження, що і реалізовано в системі САПР.

У зв'язку з тим, що комбінат належить до II категорії надійності електропостачання, то згідно з нормативними документами для забезпечення безперебійного електропостачання цехові трансформаторні підстанції повинні комплектуватися двома трансформаторами.

В нашому випадку питома густина навантаження складає $\sum p_0 = 0,09$ кВА/м², тому згідно з [2] рекомендується встановлювати трансформатори, які мають потужність не менше 1000 кВА.

Аналізуючи потужність цехів розташованих на генплані комбінату та їх кількість зробимо розподіл навантаження по трансформаторним підстанціям, загальна потужність яких повинна бути наближена до загальної розрахункової потужності комбінату. Проводячи таку роботу, можна зробити висновок, що для надійного безперебійного живлення цехових споживачів необхідно встановити чотири цехових ТП.

Наведемо цей розподіл, використовуючи відповідні номери цехів на генеральному плані комбінату: ЦТП-1 під'єднані цехи за номерами 1,3-6,13,14,21,22; ЦТП-2 – цехи 2,7,8,24; ЦТП-3 – цехи 12,16-18,23; ЦТП-4 - цехи 9-11,15,19,20,25,26.

Такий розподіл цехів по підстанціям дозволить зменшити довжини живлячих кабельних ліній 0,4 кВ, що позитивно відобразиться на втратах потужності.

На рисунку 2.2 наведено розрахунок потужностей цехового навантаження, що підданні до відповідних ЦТП.

№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахунок ва активна потужність Рр, кВт	Розрахунок ва реактивна потужність Qр, кВАр	Повна розрахункова потужність Sp, кВА	Середня активна потужність Pс, кВт	Середня реактивна потужність Qс, кВАр	Повна середня потужність Sc, кВА
1								
2	ТП1	1 Екстракційний цех	198,9846	131,962608	238,7655774	185,4846	121,837608	221,921021
3		3 Склад шпирота	45,6372	26,3078027	52,67688777	43,8372	25,1922629	50,5603621
4		4 Відсіювальний цех	66,417	46,9520514	81,3370335	60,417	41,6605488	73,3881136
5		5 Адміністративний корпус	89,84352	43,1456357	99,6664636	90,48352	43,4556019	100,377571
6		6 Бензосховище	29,34683	19,1104422	35,02064294	28,09683	18,0080458	33,3724672
7		13 Цех розфасовки олії «Вінізм	42,26252	28,3243517	50,87621738	39,76252	26,1195589	47,5740408
8		14 Механічна майстерня	65,42544	45,5792112	79,73677127	60,17544	41,6417112	73,178656
9		21 Склад	55,1336	35,104128	65,36064299	51,1336	32,104128	60,3764862
10		22 Пальня	19,79568	10,7596254	22,53083413	17,99568	9,64408564	20,4169754
11			Всього по ТП1	612,84639	387,245856	724,9414121	577,38639	359,663551
12	ТП2	2 Пресовий цех	226,41012	225,360935	319,4512379	199,41012	197,815425	280,88314
13		7 Котельня	366,96464	365,214449	517,7302777	345,96464	343,790163	487,732722
14		8 Опіє зливна	86,1764	59,724672	104,8494557	79,3764	54,624672	96,3559426
15		24 Млиноварний цех	363,3786	301,025616	471,8690795	318,3786	261,339346	411,901914
16			Всього по ТП2	1042,92976	951,325671	1411,638416	943,12976	857,569607
17	ТП3	12 Напорна флотажія	59,69532	41,6137536	72,76837032	52,49532	36,2137536	63,7745605
18		16 Ремонтно-будівельний цех	55,6944	29,1448146	62,85925875	55,0944	28,6156644	62,0825995
19		17 Грашпрні	62,73216	35,142233	71,90480121	59,73216	33,283	68,3790101
20		18 Насосна станція	93,59136	64,3638528	113,5871833	86,39136	58,9638528	104,595425
21		23 Гідрогенізаційний цех	633,57512	439,116058	770,8698624	583,57512	401,616058	708,417517
22			Всього по ТП3	905,28836	609,380712	1091,279921	837,28836	558,692328
23	ТП4	9 Склад насіння	71,13528	43,5776772	83,42207151	63,63528	38,9295947	74,5986743
24		10 Електролізний цех	548,2713	711,170224	897,9780097	473,2713	611,170224	772,990793
25		11 Електроцех	49,54	42,5525333	65,30642919	46,24	38,1525333	59,9479224
26		15 Гарак	28,1109	15,1701641	31,94302078	26,6109	14,2405476	30,1816698
27		19 Другий підйом	63,29568	37,7185042	73,68194259	55,79568	33,0704216	64,8599313
28		20 Матеріальний склад	42,2058	28,6990432	51,03885415	40,4058	27,1115924	48,6586798
29		25 Вальцовочний цех	72,79728	51,3856944	89,10630485	64,09728	44,8606944	78,236457
30		26 Лещитиновий цех	53,88016	36,6624768	65,17061337	47,88016	32,1624768	57,679586
31		Всього по ТП4	929,2364	966,936317	1341,061568	817,9364	839,698085	1172,22559
32								

Рисунок 2.2 - Розподіл потужності цехових навантажень між ЦТП

Для виконання подальшого розрахунку з вибору потужностей трансформаторів необхідна наступна інформація, яка буде закладена в розрахункову модель системи САПР:

1. Марка трансформатора;
2. Середня та розрахункова потужність по цеховій ТП S_p , S_c , кВА;
3. Значення нормативного коефіцієнту ефективності капіталовкладень в ТП (E_e приймається рівним 0,1);
4. Величина коефіцієнту амортизаційних відрахувань в ТП (E_a для ТП приблизно складає 3,6 %);
5. Значення питомої вартості втрат потужності B_0 , грн./кВт;
6. Визначена кількість трансформаторів ТП k_T , шт.;

7. Коефіцієнти навантаження трансформаторів в нормальному режимі роботи k_n .

Для вибору потужності трансформаторів підстанцій, що планується розташувати у виробничих цехах створимо математичні моделі, які покладемо в основу системи САПР. Такий вибір трансформаторів при умові адекватності математичних моделей приведе до вибору ефективних потужностей, що дасть змогу позитивно вплинути на витрати не тільки в трансформаторах, але і в розподільних мережах.

Для створення математичної моделі визначимо основні її параметри, що складаються з керованих змінних та критерію ефективності. Прийmemo, нехай керованими змінними виступають потужності трансформаторів S_T , а критерієм ефективності 3 - річні приведені затрати в спорудження ТП.

$$Z(S_T) = B_{ТП}(S_T) + B_B(S_T) \rightarrow \min_{S_T \in S_{CT}}, \quad (2.17)$$

де $B_{ТП}(S_T)$ - величина річних приведених витрати, яка залежить від обраної потужності трансформатора S_T .

Визначається як:

$$B_{ТП}(S_T) = (E_e + E_a) K_{ТП}(S_T, K_T), \quad (2.18)$$

де E_e - величина коефіцієнта ефективності капіталовкладень;

E_a - коефіцієнт амортизаційних відрахувань;

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

$B_B(S_T)$ - значення вартості річних втрат електроенергії.

Виразуємо за формулою:

$$B_B(S_T) = (\Delta P_{xx}(S_T) + \Delta P_{k3}(S_T) \cdot K_3^2) \cdot k_T \cdot t \cdot \tau, \quad (2.19)$$

де $\Delta P_{xx}(S_T)$ - величина втрат холостого ходу у трансформаторі;
 $\Delta P_{кз}(S_T)$ - величина втрат короткого замикання у трансформаторі;
 k_T - кількість трансформаторів;
 K_3 - коефіцієнт завантаження трансформатору;
 S_{CT} - дискретний ряд потужностей трансформаторів, МВА;
 τ - значення числа годин максимальних втрат.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформатора згідно з виразом:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{S_{ТП} \cdot k_T}. \quad (2.20)$$

Величина змінних втрат активної потужності в трансформаторі ТП:

$$\Delta P_{зм} = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_p^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right), \quad (2.21)$$

$\Delta P_{кз}$ - значення втрат к.з. трансформатора;
 S_T - величина потужності трансформатора;
 k_T - кількість трансформаторів.

Величина постійної складової втрат активної потужності у трансформаторі визначається:

$$\Delta P_{nc} = \Delta P_{xx} \cdot k_T. \quad (2.22)$$

Визначимо згідно з [5] сумарні втрати активної електроенергії користуючись виразом:

$$\Delta P = \Delta P_{nc} + \Delta P_{зм}. \quad (2.23)$$

Сформуємо обмеження, які будуть накладатися на керовані змінні в математичній моделі:

$$S_T \cdot k_T \cdot k_H \geq S_{ТПсм}, \quad (2.24)$$

де $S_{ТПсм}$ - величина середньо змінної потужності ТП.

$$k_T \geq 1 \Rightarrow k_{на} \cdot S_T \geq k_{нна} \cdot S_{ТП}, \quad (2.25)$$

де $k_{на}$ - максимальне значення допустимого коефіцієнту навантаження трансформатора в післяаварійному режимі ($k_{на}=1,3$);

$k_{нна}$ - коефіцієнт, що враховує величину навантаження трансформатора, яка залишається в післяаварійному режимі роботи;

Використовуючи наведену інформацію була створена електронна таблиця Excel, що вбудована в систему САПР (рисунок 2.3).

В таблиці враховано, що коефіцієнт $k_{нна}$ становить 0,8 у зв'язку з втратою 20% навантаження цехів в аварійному режимі.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
1	Вибір оптимальної потужності ТПІ за мінімумом затрат															
2	Дані нормального режиму															
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	724,9414				
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	680,2447				
5	Кількість трансформаторів										kt=	2				
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1				
7	Дані післяаварійного режиму															
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										kpa=	1,3				
9	Доля навантаження в п.а. режимі										knpa=	0,8				
10	Економічні характеристики															
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Вс=	9183,564				
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ее=	0,1				
13	Коефіцієнт відрачувань на амортизацію										Еа=	0,036				
14																
15	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPкх, кВт	Ктп, тис. грн.	Е*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпк, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	облж. 1	облж. 2	
16		63	1,28	0,24	215,505	29,30868	84,74317	0,48	85,22317	782,6524	—		—	—	—	
17		100	1,97	0,33	228,8475	31,12326	51,7657	0,66	52,4257	481,4547	—		—	—	—	
18		160	3,1	0,51	246,2625	33,4917	31,81981	1,02	32,83981	301,5865	—		—	—	—	
19		250	4,2	0,74	268,785	36,55476	17,65815	1,48	19,13815	175,7564	—		—	—	—	
20		400	5,9	0,95	322,605	43,87428	9,689645	1,9	11,58964	106,4342	—		—	+	—	
21		630	8,5	1,31	358,9425	48,81618	5,627476	2,62	8,247476	75,74122	124,5574		+	+	+	
22	V	1000	10,5	2,1	423,5175	57,59838	2,759085	4,2	6,959085	63,9092	121,5076	V	+	+	+	
23		1600	18	2,8	566,5	77,044	1,847602	5,6	7,447602	68,39552	145,4395		+	+	+	
24		2500	23,5	3,85	652,3925	88,72538	0,988015	7,7	8,688015	79,78694	168,5123		+	+	+	
25										Змін=	121,5076					
26										Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000				

Рисунок 2.3 – Електронний лист Excel щодо вибору потужності ЦТПІ

Аналіз електронного листа (рисунок 2.3) показує, що оптимальним значенням потужності має бути трансформатор 1000 кВА, який встановлюється на ЦТПІ. Приведені затрати складатимуть 121,5076 грн.

Для всіх інших цехових трансформаторних підстанцій проводимо аналогічні розрахунки, а їх результати зводимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 Результати вибору потужності трансформаторів цехових ТП

Ділянка	Sc, кВА	Sp, кВА	Марка ТА	Sn, кВА	Кількість	Приведені затрати тис.грн.
ТП1	724,94	680,24	ТМ-1000/10	1000	2	121,5076
ТП2	1411,63	1274,72	ТМ-1000/10	1000	2	192,2459
ТП3	1091,28	1006,57	ТМ-1000/10	1000	2	153,5867
ТП4	1341,06	1172,22	ТМ-1000/10	1000	2	182,8791

Визначимо для обраних підстанцій втрати потужності в трансформаторах, які будуть використанні для розрахунку зовнішніх ліній живлення комбінату. Неврахування цих втрат може призвести до хибних значень перерізу провідників живлячих ліній.

Загальна формула для визначення втрат активної потужності в трансформаторі має вигляд:

$$\Delta P_{TP} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2, \quad (2.26)$$

де ΔP_{TP} - значення втрат активної потужності, кВт;

n - кількість трансформаторів ЦТП;

$\Delta P_{xx}, \Delta P_{кз}$ - величини втрат потужності холостого ходу та короткого замикання трансформатора, кВт;

S_p - величина розрахункового навантаження в ТП, кВА;

$S_{ном.тр}$ - прийнята величина номінальної потужності трансформатора ТП.

Втрати реактивної потужності в трансформаторах можна визначити за виразом:

$$\Delta Q_{TP} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_p^2}{S_{ном.тр}}, \quad (2.27)$$

де ΔQ_{TP} - значення втрат реактивної потужності, квар;

I_{xx} - величина струму холостого ходу в трансформаторі, А;

$U_{кз}$ - значення напруги к.з. у %.

Визначення втрат потужності в трансформаторі також виконується за допомогою електронних таблиць (рисунок 2.4), вбудованих в САПР.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	№ ТП	Сном _т , кВА	кт	dP _{кх} , кВт	dP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _х , %	P _р , кВт	Q _р , кВАр	S _р , кВА	dP _{тр} , кВт	dQ _{тр} , кВАр	dS _{тр} , кВА	P, кВт	Q, кВАр	R, Ом
2	1	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	612,8464	387,2459	724,9414	6,959085	43,7662	44,31602	619,8055	431,0121	1,05
3	2	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	1042,93	951,3257	1411,638	14,6618	87,78169	88,99772	1057,592	1039,107	1,05
4	3	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	905,2884	609,3807	1091,28	10,45218	63,72676	64,57823	915,7405	673,1075	1,05
5	4	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	929,2364	966,9363	1341,062	13,64184	81,95338	83,08103	942,8782	1048,89	1,05
6	Всього							3352,966	2786,991		45,71491	277,228	280,9719	3398,681	3064,219	
7																

Рисунок 2.4 - Розрахунок втрат потужності в трансформаторах

2.3 Вибір оптимальної напруги живлення комбінату

Вінницький олійножировий комбінат дуже насичений різноманітними споживачами електричної енергії, що мають специфічне призначення, тому дуже актуальним є вірний та обґрунтований вибір напруги живлячої електричної мережі. Для визначення оптимального значення цієї напруги бажано провести техніко-економічний аналіз, який має бути поєднаний з вибором схеми електропостачання. При проектуванні систем електропостачання саме такий підхід рекомендується провідними проектними організаціями.

Для визначення напруги живлення підприємства може бути використана наступний вираз:

$$U_{ек} = 4,34\sqrt{L + 16 \cdot P_p} \quad (\text{кВ}), \quad (2.28)$$

де P_p – розрахункова активна потужність комбінату, МВт;

$$P_p = S_p \cdot \cos \varphi = 4,360 \cdot 0,78 = 3,400 \text{ (МВт)},$$

L – довжина лінії живлення, км.

Ця формула отримана емпіричним шляхом і використовується при лініях живлення, довжина яких складає приблизно до 250 км. При цьому враховується, що по дааній лінії можуть передаватися потужності до 60 МВт.

Визначимо економічно доцільне значення напруги живлення за виразом (2.28):

$$U_{ек} = 4,34\sqrt{3,1 + 16 \cdot 3,400} = 34,4 \text{ (кВ)}.$$

У зв'язку з тим, що ми отримали значення напруги живлення, яке є не стандартним, для остаточного вибору бажано провести розрахунки за напругою, яка більше та менше стандартної. Враховуючи, що біля олійножирового комбінату є існуюча підстанція енергосистеми «Нова-110» оберемо для розрахунку та проектування схем зовнішнього живлення на існуючих рівнях напруги 110 та 10 кВ.

Для остаточного вибору рівня напруги доцільно побудувати схеми електропостачання, що будуть відповідати рівням напруг 110 та 10 кВ, які є на діючій мережевій підстанції.

На рисунку 2.5 показані умовні схеми живлення комбінату на прийнятих рівнях напруги, які передбачають будівництво головної понижувальної підстанції 110/10 кВ та центрального розподільчого пункту 10 кВ.

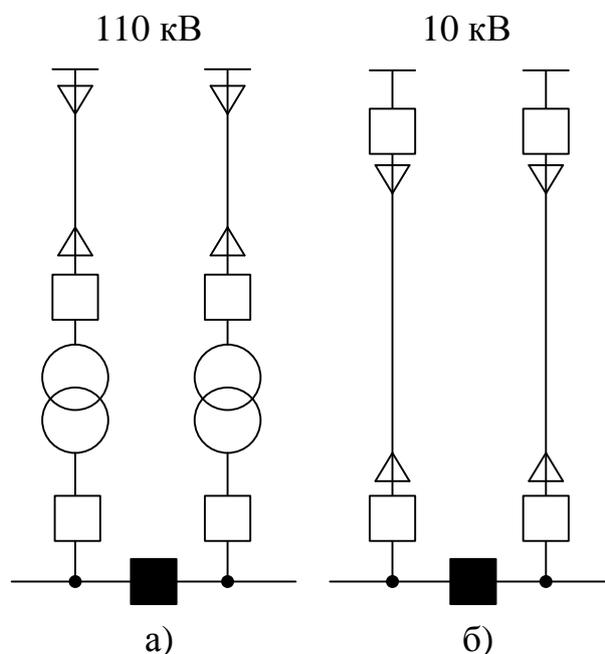


Рисунок 2.5 – Умовні схеми живлення комбінату

Проведемо техніко-економічне обґрунтування по вибору раціональної схеми живлення та відповідного рівня напруги. Даний розрахунок є обов'язковим при вирішенні подібних задач.

Техніко-економічне порівняння передбачає визначення основних показників економічної роботи та спорудження відповідної системи електропостачання. У зв'язку з цим подальші розрахунки будуть призначені для знаходження вартості

капіталовкладень на системи живлення різної напруги та вартості всіх кладових елементів, що входять до системи живлення.

Знайдемо значення розрахункових струмів живлення по обраних варіантах:

$$I_p = \frac{S_p / 2}{\sqrt{3} U_{ном}} \text{ (А);} \quad (2.29)$$

$$I_{p110} = \frac{4360 / 2}{\sqrt{3} \cdot 110} = 12,6 \text{ (А);}$$

$$I_{p10} = \frac{4360 / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 138,68 \text{ (А).}$$

Визначимо втрати активної електроенергії ΔP_m в режимі максимального навантаження за період часу τ_m :

$$\Delta W_a = \Delta P_m \cdot \tau = 3 I_m^2 R_e \cdot 10^{-3} \cdot \tau \text{ (кВт·год/рік);} \quad (2.30)$$

де τ_m – час максимального навантаження.

Вартість втрат електроенергії в лініях живлення:

$$C_{\Delta W_{10}} = 2 \cdot 3 \cdot 138,68^2 \cdot 0,641 \cdot 2,5 \cdot 10^{-6} \cdot 4591,78 \cdot 6,649 = 5645,89 \text{ (тис.грн./рік);}$$

$$C_{\Delta W_{110}} = 2 \cdot 3 \cdot 12,61^2 \cdot 0,164 \cdot 1,0 \cdot 10^{-6} \cdot 4591,78 \cdot 5,195 = 3,73 \text{ (тис.грн./рік).}$$

Всі подальші результати розрахунків капіталовкладень для обраних варіантів системи електропостачання наведемо в таблиці 2.3, а щорічних витрат у таблиці 2.4.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку капітальних вкладень

Перелік елементів схем	Вартість	10 кВ		110 кВ	
		Кількість	Вартість	Кількість	Вартість
Лінії електропередавання, км	тис.грн. за 1 км 1 жили КЛ	км	тис.грн.	км	тис.грн.
КЛ 10 кВ АПвЭгаПу 3×50	479,00	2·3·3,1=18,6	8909,4		
КЛ 110 кВ АПвЭгаПу 3×185	1661			2·3·1,45=8,7	14446,53
ВСЬОГО по лініях			8909,4		14446,53
Підстанції	тис.грн. за одиницю ПС.	штук	тис.грн.	штук	тис.грн.
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		37340
ВСЬОГО			9021,2		51786,53

Таблиця 2.4 – Результати розрахунку щорічних витрат

Перелік поточних витрат	Варіанти	
	10 кВ	110 кВ
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, в тому числі:	тис.грн./рік	
ПЛ – 110 кВ, 1,2% від К		173,36
ПЛ 10 кВ, 3,8% від К	213,83	
ПС 110 кВ, 2,4% від К		896,16
ПС 10 кВ, 4,3% від К	387,91	
Всього щорічні витрати на обслуговування, ВО тис.грн.	601,74	1069,52
Амортизація, в тому числі:		
ПЛ – 110 кВ, 2% від К		288,93
ПЛ 10 кВ, 3% від К	178,19	
ПС 110 кВ, 3,6% від К		1344,24
ПС 10 кВ, 3,6% від К	324,76	
Всього щорічні витрати на амортизацію, Ва тис.грн.	502,95	1633,17
Тариф на ЕЕ, грн./кВт*год	6,649	5,195
Вартість втрат електроенергії в ЛЕП, ВΔW тис.грн.	7000,90	5,41
ВСЬОГО щорічні витрати (В) тис.грн.	8105,59	2708,10

Для порівняння варіантів зовнішнього живлення визначемо зведені річні витрати:

$$Z = E_H \cdot K + B; \quad (2.31)$$

де E_H – нормативне значення коефіцієнту ефективності ($E_H = 0,1$);

K – капітальні вкладення;

B – щорічні поточні витрати на експлуатацію системи живлення.

Враховуючи різницю цін на електроенергію ($6,649 - 5,195 = 1,454$ грн./кВт·год та її оплату $1,454 \cdot 3747 \cdot 6000 = 32689,87$ тис.грн.), знайдемо зведені річні витрати:

$$Z_{10} = 0,1 \cdot 8105,59 + 9021,2 + 32689,87 = 41697,58 \text{ (тис.грн.);}$$

$$Z_{110} = 0,1 \cdot 51786,53 + 2708,1 = 7886,75 \text{ (тис.грн.);}$$

Термін окупності складе:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_2 - K_1}{B_1 - B_2} = \frac{51786,53 - 8105,59}{(9021,2 + 32689,87) - 51786,53} = 0,64 \text{ (років)}. \quad (2.34)$$

Виконанні розрахунки дозволяють зробити висновок про доцільність використання напруги 110 кВ в якості джерела живлення з побудовою відповідної схеми електропостачання.

Вибір оптимальної потужності ГПП за мінімумом затрат														
Дані нормального режиму														
Розрахункова потужність ГПП, кВА										Sp=	4360			
Розрахункова потужність ГПП, кВт										Pr=	3352			
Розрахункова потужність ГПП, кВАр										Qp=	2787			
Втрати потужності ЦТП, кВт										dPr=	45,7			
Втрати потужності ЦТП, кВАр										dQp=	277,28			
Розрахункова потужність ГПП з урахуванням втрат, кВА										Sp=	4575,3882			
Середня потужність ГПП, кВА										Sc=	4114			
Кількість трансформаторів										kt=	2			
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1,3			
Дані післяаварійного режиму														
Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										kпа=	1,4			
Доля навантаження в п.а. режимі										kппа=	0,85			
Економічні характеристики														
Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo=	14790,7356			
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0,1			
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	0,036			
*	Ст, кВА	dPкз, кВт	dPxx, кВт	КТП, тис. грн.	E*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2
	2500	23	16	2384	324,224	34,97766	32	66,97766	990,6489	---		---	+	---
	4000	32	15	2560	348,16	19,0096	30	49,0096	724,888	1073,04804		+	+	+
V	6300	44	10	3072	417,792	10,53694	20	30,53694	451,6638	869,455826	V	+	+	+
	10000	58	14	3872	526,592	5,512784	28	33,51278	495,6787	1022,27073		+	+	+
	16000	85	18	4992	678,912	3,155891	36	39,15589	579,1444	1258,05643		+	+	+
	25000	120	25	6432	874,752	1,824922	50	51,82492	766,5287	1641,28071		+	+	+
	40000	170	34	8672	1179,392	1,009885	68	69,00989	1020,707	2200,09896		+	+	+
	63000	245	50,5	11552	1571,072	0,586716	101	101,5867	1502,542	3073,61426		+	+	+
	80000	310	58	15388,46	2092,83	0,460389	116	116,4604	1722,535	3815,36505		+	+	+
									Змін=	869,455826				
								Опт. Пот. Трансформатора	St*=	6300				

Рисунок 2.6 – Результати вибору потужності трансформаторів ГПП

Аналізуючи отримані результати попередніх розрахунків можна зробити висновок про доцільність будівництва головної понижувальної підстанції на території Вінницького олійножирового комбінату. Визначення потужності трансформаторів ГПП та їх кількості зробимо виходячи з отриманих результатів (рисунок 2.6). Отже рекомендуємо для живлення комбінату встановити у ГПП два трансформатора типу ТРДН потужністю 6300 кВА.

2.4 Розрахунок надійності елементів та систем електропостачання

Надійність роботи системи електропостачання Вінницького олійножирового комбінату є дуже важливим показником так як від неї залежить безперервність проходження технологічного процесу, що безпосередньо впливає на виготовлення кінцевого продукту. Тому проведемо відповідні розрахунки та визначимо показники надійності обраної схеми живлення електричних споживачів.

Для аналізу надійності і визначення її показників використаємо аналітичний метод, який базується на використанні формули Пуассона і є рекомендованим для подібних розрахунків. Формула Пуассона використовується для визначення ймовірності відмов пов'язаних з потоками подій. Ймовірність безвідмовної роботи та частота відмов за найпростішого потоку пов'язана з залежністю $p(t) = e^{-\omega t}$.

В системах електропостачання присутні різні способи з'єднання її елементів: послідовне та паралельне. При послідовному з'єднанні відмова одного елемента приводить до відмови всієї системи електропостачання, при паралельному з'єднанні такого не відбувається.

При послідовному з'єднанні декількох елементів системи електропостачання частота відмов одного кола дорівнює сумі частот відмов кожного елемента (рисунок 2.6):

$$\omega_{oc} = \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (2.35)$$

при цьому середня тривалість відновлення складає:

$$t_{в.ос} = \frac{\sum_{i=1}^n t_{вi} \omega_i}{\omega_{oc}}, \quad (2.36)$$

де $\omega_i, t_{вi}$ – частота відмов окремих елементів та тривалість їх відновлення.

Розрахунок надійності електропостачання по двоколовій живлячій лінії виконується згідно представленої на рисунку 2.7 блок схеми.

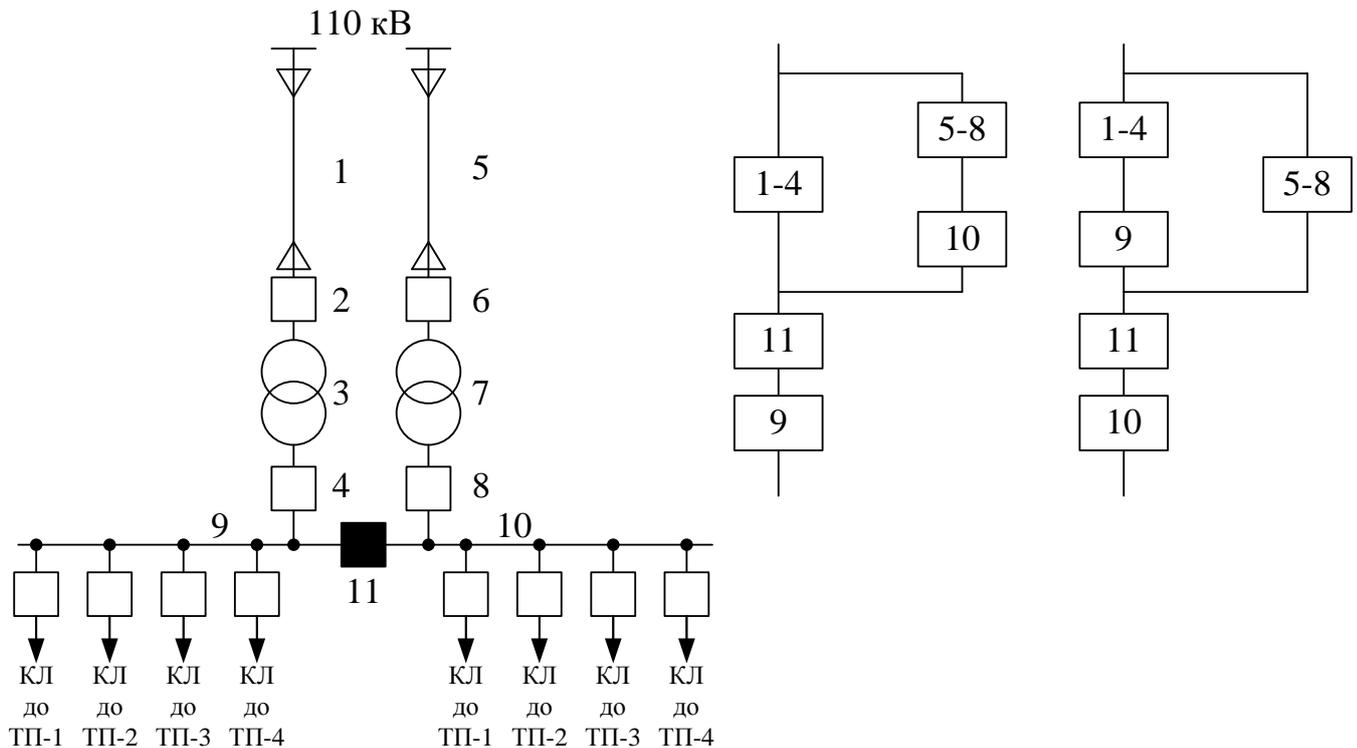


Рисунок 2.7 – Блок-схема електропостачання за двоковою лінією

Визначимо частоту відмов кіл окремих елементів (1-4, 5-8) системи електропостачання та вітки живлення в цілому;

$$\omega_{1-4} = \omega_{5-8} = \frac{0,75}{100} \cdot 2,5 + 0,01 + 0,018 + 0,004 = 0,05075 \text{ (рік}^{-1}\text{)};$$

$$\omega_9 = \omega_{10} = 0,03 \cdot 4 = 0,12 \text{ (рік}^{-1}\text{)};$$

$$\omega_{\text{oc}} = \omega_{1-4} + \omega_9 = \omega_{5-8} + \omega_{10} = 0,05075 + 0,12 = 0,17075 \text{ (рік}^{-1}\text{)}.$$

Тривалість відновлення кола живлення з елементами 1-4 середня:

$$t_{\text{в.1-4}} = \frac{0,75}{100} \cdot 2,5 \cdot 16 + 0,01 \cdot 30 + 0,018 \cdot 40 + 0,004 \cdot 8$$

$$= \frac{\quad}{0,05075} = 26,64 \text{ (год)};$$

$$t_{\text{в.ос}} = \frac{0,05075 \cdot 26,64 + 0,12 \cdot 7}{0,17075} = 12,84 \text{ (год)}.$$

Коефіцієнт аварійного простою кола 1-4 та вітки 1-4,9:

$$k_{a.1-4} = \frac{0,05075 \cdot 26,64}{8760} = 1,543 \cdot 10^{-4};$$

$$k_{a.0c} = \frac{0,17075 \cdot 12,84}{8760} = 2,502 \cdot 10^{-4}.$$

Плановий простій вітки живлення навантаження 1-5,11:

$$k_{п.0c} = 1,2 \cdot k_{п.маx} = 1,2 \cdot \frac{28}{8760} = 38,4 \cdot 10^{-4}$$

Визначимо одночасну частоту відмов кіл 1-5 та 6-10,12:

$$\begin{aligned} \omega_{дк} &= 0,05075 \cdot (2,502 \cdot 10^{-4} + 0,5 \cdot 38,4 \cdot 10^{-4}) + \\ &+ 0,17075 \cdot (1,543 \cdot 10^{-4} + 0,5 \cdot 38,4 \cdot 10^{-4}) = 4,64 \cdot 10^{-4} \text{ (рік}^{-1}\text{)} \end{aligned}$$

При врахуванні частоти відмови секційного вимикача 13 та секції шин 11 знайдемо :

$$\omega = \omega_{дк} + \omega_{сек} + \omega_9 = 4,64 \cdot 10^{-4} + 0,004 + 4 \cdot 0,03 = 0,1244 \text{ (рік}^{-1}\text{)}.$$

Отриманий результат показує, що частота втрати живлення однієї секції збірних шин складає $0,1244 \text{ рік}^{-1}$, а для нашої системи живлення, що складається з двох кіл ця величина буде ще меншою. Тобто ймовірність втрати живлення проектної системи електропостачання буде дуже мала.

2.5 Розрахунок параметрів зовнішньої лінії

В магістерській кваліфікаційній роботі передбачено підвищення ефективності системи електропостачання, яка досягається за рахунок застосування сучасних електротехнічних матеріалів та обладнання. Одним із важливих моментів, який суттєво позначається на забезпеченні безперебійного електропостачання, підвищення надійності є використання сучасних кабельних ліній з зшитого поліетилену. Незважаючи на його високу собівартість цей крок на нашу думку є дуже важливим внеском щодо підвищення надійності роботи системи електропостачання підприємства харчової промисловості.

Розрахуємо необхідні параметри режиму, які необхідні для вибору зазначеного вище кабелю.

$$I_p = \frac{S_p / n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4360 / 2}{\sqrt{3} \cdot 110} = 12,61 \text{ (A)}; \quad (2.37)$$

$$I_{p.па} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 12,61 = 25,2 \text{ (A)}; \quad (2.38)$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,4 \text{ (A)}. \quad (2.39)$$

Для підвищення ефективності електропостачання комбінату на стороні 110 кВ для його живлення виберемо три одножильних кабелю, що мають ізоляцію із зшитого поліетилену марки АПвЭгаПу-110 перерізом 1x185 мм². Такий переіз кабелю обумовлений тим, що для прийнятого класу напруги 110 кВ він мінімально допустимим, який складає при прокладанні в землі $I_{доп} = 342 \text{ А}$.

Конструктивно даний кабель має алюмінієві жили, ізоляцію зі зшитого поліетилену, герметизацію екрану та посилену зовнішню оболонку з поліетилену.

Основні характеристики кабелю наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – 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 екрану з двох сторін	А	417
• трикутником із заземленням екрану з одного боку або перехресним заземленням екрану	А	423
• площиною із заземленням екрану з двох сторін	А	460
• площиною із заземленням екрану з одного боку або перехресним заземленням екрану	А	484
Тривало допустимі струмові навантаження під час прокладання в ґрунті *		
• трикутником із заземленням екрану з двох сторін	А	342
• трикутником із заземленням екрану з одного боку або перехресним заземленням екрану	А	349
• площиною із заземленням екрану з двох сторін	А	341
• площиною із заземленням екрану з одного боку або перехресним заземленням екрану	А	364
Максимально допустима температура жили		
• тривало	°С	90
• в аварійному режимі	°С	130
• при короткому замиканні	°С	250
Діапазон робочих температур	°С	-60 ... +50
Мінімальний радіус вигину при прокладанні	мм	1104
Розрахунковий зовнішній діаметр кабелю (довідково)**	мм	69
Маса (орієнтовно)	кг/км	4750

Перевіримо з умов прокладання кабелю його нагрів у нормальному та після аварійному режимах скориставшись виразами:

$$I_p \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{\text{доп}} ; \quad (2.40)$$

$$I_{p,\text{па}} \leq \alpha \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{\text{доп}} ; \quad (2.41)$$

де k_1 - характеристика температури зовнішнього середовища;

k_2 - характеристика глибини прокладення кабелю;

k_3 - характеристика питомого термічного опору ґрунту;

k_4 - врахування кількості кабелів, що прокладенні паралельно в землі;

k_5 - теж саме, але в повітрі;

k_6 - врахування впливу перерізу екрана кабелю.

$$25,2 \text{ (A)} \leq 1,0 \cdot 0,97 \cdot 1,18 \cdot 0,6 \cdot 1,0 \cdot 0,96 \cdot 342 = 225,5 \text{ (A)}.$$

Це говорить про виконання означеної умови. Тепер необхідно виконати перевірку обраного кабелю на термічну стійкість до струмів короткого замикання.

2.6 Перевірка термічної стійкості кабелю на базі розрахунку струмів короткого замикання.

Розрахунок струмів короткого замикання дозволяє виконати не тільки перевірку термічної стійкості кабелю, але і зробити перевірку обраних вимикачів. Для цього потрібно визначити періодичну складову струму трифазного короткого замикання в момент часу $I_{п0}$ (початковий), ударний струм короткого замикання $i_{уд}$, аперіодичну та періодичну складові враховуючи момент розмикання контактів вимикача $I_{пт}$ та $i_{ат}$ та тепловий імпульс B_K .

Скористаємося для цього спрощеною високовольтною схемою електропостачання комбінату (рисунок 2.8).

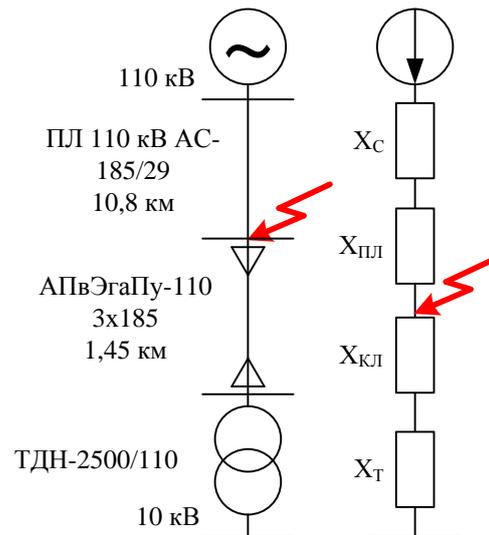


Рисунок 2.8 – Спрощена розрахункова та схема заміщення

Опір системи:

$$X_c = \frac{U_{с.н.}}{\sqrt{3} \cdot I_K} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 17772} = 3,736 \text{ (Ом)}. \quad (2.42)$$

Опір лінії живлення:

$$X_{л} = X_0 l \left(\frac{U_{с.н.}}{U_{с.н.л}} \right)^2 = 0,158 \cdot 10,8 \cdot \left(\frac{115}{110} \right)^2 = 1,936 \text{ (Ом)}. \quad (2.43)$$

Сумарна значення опору від системи до точки короткого замикання К:

$$X_{\Sigma} = X_c + X_{л} = 3,736 + 1,936 = 5,672 \text{ (Ом)}.$$

Початкове діюче значення діючого струму трифазного короткого замикання:

$$I_{п0} = \frac{U_{с.н.}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5,672} = 11,71 \text{ (кА)}. \quad (2.44)$$

Визначимо ударний струм к.з.:

$$i_{уд} = \sqrt{2}I_{п0} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot 11,71 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} \right) = 28,42 \text{ (кА)}; \quad (2.45)$$

Періодична складова струму:

$$I_{пт} = I_{п0} = 11,71 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму короткого замикання для часу $t = \tau = 0,065 \text{ с}$:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2}I_{п0} e^{-\frac{t}{T_{a.c}}} = \sqrt{2} \cdot 11,71 e^{-\frac{0,065}{0,03}} = 1,897 \text{ (кА)}; \quad (2.46)$$

Тепловий імпульс визначимо наступним чином:

Час вимкнення к.з.:

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

Тепловий імпульс:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{вим} + T_a) = 11,71^2 (0,6 + 0,03) = 86,33 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.47)$$

Знайдемо переріз кабелю за занченням термічної стійкості:

$$s \geq s_{\min} = \frac{I_k \sqrt{t_{вим}}}{C_T} \quad (2.48)$$

$$s = 185 \text{ (мм}^2) \geq s_{\min} = \frac{11,71 \sqrt{1,5}}{94} = 152,5 \text{ (мм}^2).$$

де I_k – значення струму к.з. в А;

$t_{вим}$ – сумарний час вимикання струму к.з.;

C_T – термічний коефіцієнт, $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$.

Величина допустимого струму за час $t_{вим} = 0,6 \text{ с}$:

$$I_{\text{доп.к}} = \frac{I_{\text{доп.к(1с)}}}{\sqrt{t_{\text{вим}}}} = \frac{17,5}{\sqrt{0,6}} = 22,59 \text{ (кА)} \geq 11,71 \text{ (кА)}. \quad (2.49)$$

Проведені розрахунки дозволяють зробити висновок, що обраний кабель задовольняє умовам термічної стійкості.

Значення допустимого струм к.з. екрану оболонки кабелю визначимо як:

$$I_{\text{доп.е}} = \frac{I_{\text{доп.е(1с)}}}{\sqrt{t_{\text{вим}}}} = \frac{9,3}{\sqrt{0,6}} = 12,1 \text{ (кА)} \geq 11,71 \text{ (кА)}. \quad (2.50)$$

Значення питомого опору жили кабелю при температурі 90 °С:

$$r_{0(90)\text{ж}} = r_{0(20)\text{ж}} \frac{228 + \Theta}{248} = 0,158 \frac{228 + 90}{248} = 0,21 \text{ (Ом/км)}. \quad (2.51)$$

Значення питомого опору екрану при температурі 70 °С:

$$r_{0(70)\text{ек}} = r_{0(20)\text{ек}} \frac{242,5 + \Theta}{262,5} = 0,193 \frac{242,5 + 70}{262,5} = 0,23 \text{ (Ом/км)}. \quad (2.52)$$

У випадку коли одножильні кабелі розташовуються по вершинам рівностороннього трикутника необхідно визначати значення струму, що наводиться:

$$I_{\text{ек.тр}} \approx I_{\text{ж}} \sqrt{\frac{0,0019}{0,0019 + r_{0(70)\text{ек}}^2}} = 0,997 \sqrt{\frac{0,0019}{0,0019 + 0,23^2}} = 0,186 \text{ (кА)}. \quad (2.53)$$

Проведені розрахунки дозволяють зробити висновок, що екран кабелю АПвЭгаПу-110 1x185 задовольняє термічній стійкості.

Струм двофазного замикання на землю:

$$I_K^{(1,1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,71 = 10,1 \text{ (кА)}. \quad (2.54)$$

Реактивний опір системи в цьому випадку складе:

$$X_{1,1C} = \frac{c \cdot U_H}{I_K^{(1,1)}} = \frac{1,05 \cdot 110}{10,1} = 11,4 \text{ (Ом)}.$$

де $c=1,05$.

По значенням питомого опору кабелю та його екрану визначимо активну величину опору петлі фаза–екран:

$$R_n = (R_{жс} + m \cdot R_{ек}) \cdot l = (0,158 + 0,9 \cdot 0,193) \cdot 10,8 = 3,582 \text{ (Ом)}, \quad (2.55)$$

а реактивний опір петлі складе:

$$X_n = (X_{жс} + m \cdot X_{ек}) \cdot l = (0,124 + 0,9 \cdot 0,145) \cdot 10,8 = 2,749 \text{ (Ом)}. \quad (2.56)$$

Знайдемо струм короткого замикання на землю, що протікає по жилі кабелю та його екрану при умові їх замикання землею:

$$I_K^{(1,1)} = \frac{c \cdot U_H}{\sqrt{(X_{1,1C} + X_n)^2 + R_n^2}} = \frac{1,05 \cdot 110}{\sqrt{(11,4 + 2,749)^2 + 3,582^2}} = 7,91 \text{ (кА)}. \quad (2.57)$$

У зв'язку з тим, що знайдений струм (2.57) менший за довідникове значення (9,3 кА) робимо висновок про задовільність вимог щодо термічної стійкості екрану кабелю АПвЭгаПу-110 1x185.

2.7 Розрахунок та вибір високовольтного обладнання.

Виконаємо вибір високовольтних вимикачів за номінальною напругою і розрахунковим струмом при врахуванні післяаварійного режиму та можливого нерівномірного розподілу струмів між жилами кабелю:

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.мережі}}; \quad (2.58)$$

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{р.па.}} \quad (2.59)$$

де $I_{\text{р.па}}$ – післяаварійне значення струму.

Передбачимо встановлення на розподільчому пристрою підстанції 110 кВ елегазових вимикачів типу LTB 145 D1/B з технічними характеристиками: $U_{\text{н}} = 110 \text{кВ}$; $I_{\text{н}} = 3150 \text{А}$; $I_{\text{н.вимк}} = 40 \text{кА}$; $i_{\text{дин}} = 100 \text{кА}$; $I_{\text{мер}} = 40 \text{кА}$; $t_{\text{мер}} = 3 \text{с}$.

Комутаційну здатність даних вимикачів необхідно перевірити динамічну та термічну стійкість до дії струмів короткого замикання.

Використаємо для цього умови:

$$I_{\text{н.вимк.}} \geq I_{\text{пт}}; \quad (2.60)$$

$$\sqrt{2} I_{\text{н.вимк.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \right) \geq \sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}}. \quad (2.61)$$

де $I_{\text{н.вимк.}}$ – значення номінального струму вимикача;

$\beta_{\text{н}}$ – нормований коефіцієнт аперіодичної складової струму короткого замикання (30%...40%);

$I_{\text{пт}}$, $i_{\text{ат}}$ – значення періодичної та аперіодичної складових струмів короткого замикання в момент розмикання контактів вимикача;

τ – значення розрахункового часу розмикання контактів ($\tau = t_{\text{рз.мін}} + t_{\text{в.в}}$).

Динамічна стійкість перевіряється за умовами:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п0}}; \quad (2.62)$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}. \quad (2.63)$$

де $I_{\text{дин}}$, $i_{\text{дин}}$ – величини діючого та максимального значення повного струму, що проходить через вимикач без його пошкодження;

$i_{\text{уд}}$ – ударний струм к.з.

Термічна стійкість перевіряється за умовою:

$$I_T^2 t_T \geq B_k \quad (2.64)$$

де I_T – величина струму термічної стійкості за час t_T (3 с);

B_k – величина теплового імпульсу.

В таблиці 2.6 наведені результати розрахунки з вибору обладнання на 110 кВ.

Таблиця 2.6 – Вибір високовольтних вимикачів та роз'єднувачів.

№ п/п	Вимикач	Роз'єднувач
	LTV 145 D1/B	DBF-110/4000 T1
1	$U_H \geq U_{\text{мережі}}, 110 \text{кВ} \geq 110 \text{кВ}$	$U_H \geq U_{\text{мережі}}, 126 \text{кВ} \geq 110 \text{кВ}$
2	$I_H \geq I_{p.\text{max}}, 3150 \text{А} \geq 28,4 \text{А}$	$I_H \geq I_{p.\text{max}}, 4000 \text{А} \geq 28,4 \text{А}$
3	$I_{\text{н.відкл}} \geq I_{\text{н.0}}, 40 \text{кА} \geq 11,7 \text{кА}$	—
4	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, 100 \geq 34,4 \text{кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, 160 \geq 34,4 \text{кА}$
5	$I_{\text{мер.}}^2 \cdot t_{\text{мер.}} \geq B_k,$ $4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 86,3 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер.}}^2 \cdot t_{\text{мер.}} \geq B_k,$ $512 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 86,3 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Високовольтне обладнання, що рекомендовано до встановлення відповідає всім необхідним вимогам.

Виберемо тепер розрядники (таблиця 2.7).

Таблиця 2.7 – Вибір розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
на клас напруги 110 кВ	РВМГ–110МУ1
нейтраль трансформаторів ЦТП	РВРД-10У1
нейтраль трансформаторів ГПП	РВМГ–110МУ1

Виберемо високочастотні загороджувачі для використання у схемі високочастотної обробки повітряних ліній (ПЛ), для ослаблення шунтуючого впливу обладнання, шин підстанцій та відгалужень на лінійний тракт

високочастотного сигналу, а також забезпечення ефективного загородження сигналу високих частот у смузі. ВЧ загороджувач являє собою фільтр, який включається в розсічення фазного дроту високовольтної лінії електропередачі 110 кВ для запобігання втрат високочастотного сигналу.

Вибираємо загороджувач типу - ВЗ-1250-0,5У1 та виконуємо його перевірку наступним чином:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$I_{max} \leq I_{ном};$$

$$i_y \leq i_{дин};$$

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$110 \text{ (кВ)} < 220 \text{ (кВ)};$$

$$28,4 \text{ (А)} < 1250 \text{ (А)};$$

$$34,4 \text{ (кА)} < 102 \text{ (кА)};$$

$$86,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Умови вибору виконуються.

До встановлення приймаємо необхідні вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) для ліній 110 кВ (таблиця 2.8) .

Таблиця 2.8 – Інформація про вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
ЛЕП-110 кВ	ТВ-110	НКФ-110-58У1
ЛЕП-10,5 кВ	ТШЛ-10	ЗОМ-1/10; ЗНОМ-20

Виконаємо перевірку високовольтних вимикачів згідно [1] за параметрами перехідної відновлюваної напруги (ПВН) на його контактах.

Для цього розрахуємо швидкість відновлення напруги:

$$V_{розр} \leq V_{норм}. \quad (2.65)$$

де $V_{розр}$ та $V_{норм}$ – значення розрахункової та нормованої допустимої швидкості відновленої напруги, кВ/мкс.

Наведемо нормовані значення ПВН для вимикачів в таблиці 2.9

Таблиця 2.9 – Нормовані значення ПВН для вимикачів на напругу 110 кВ

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

Розрахунок ПВН та його перевірка можуть бути виконанні наближеним способом, коли не враховуються активні опори та вплив корони.

Визначення параметрів ПВН та їх перевірка полягає у розрахунку швидкості та максимального значення відновлення напруги.

Таким чином вибір ПВН зводиться до визначення виду короткого замикання з урахуванням повздовжньої несиметрії, опорів прямої та нульової послідовності, побудові відповідної схеми заміщення відносно розімкнутої фази, в яку вводиться уявне джерело струму.

Виконаємо необхідні розрахунки з визначення початкової швидкості відновлення напруги:

$$V_{розр} = 0,2 \frac{I_{n0}^{(1)}}{n_{ост}} = 0,2 \frac{20,427}{1} = 4,085 \text{ (кВ/мкс);} \quad (2.66)$$

$$V_{розр} = 4,085 \text{ (кВ/мкс)} \leq V_{норм} = 7,0 \text{ (кВ/мкс)}.$$

Наведені розрахунки показують, що вимикач LTB 145 D1/B виконує функції захисту лінії живлення 110 кВ.

2.8 Використання системи САПР для визначення оптимальних перерізів кабельних ліній 10 кВ

Одним із актуальних питань вирішення проблеми електропостачання споживачів, що живляться на напрузі 10 кВ від відповідних розподільчих пристроїв є розрахунок перерізів жил кабельних ліній, обрання їх матеріалу та конфігурації мереж. Доцільно в нашому випадку для вирішення цього питання використати можливості електронних таблиць САПР. Це дозволить підвищити ефективність та якість електропостачання споживачів, що є також метою магістерської роботи.

Для використання електронними таблицями САПР необхідно знання деяких уточнюючих коефіцієнтів, що сприяють знаходженню оптимальних значень перерізів. Перерахуємо деякі з основних важливих коефіцієнтів, які рекомендовані до використання ПУЕ [1].

Коефіцієнт, що характеризує спосіб прокладки кабелю в траншеї від ГПП до ТП $k_{np}=1$ [1].

Коефіцієнт, що характеризує особливості ґрунту при прокладанні в землі $k_{zp}=1$ [1].

Коефіцієнт, що характеризує оточующе середовища $k_{сер}$ та температуру $k_{сер}=1$ [1].

Коефіцієнт, який характеризує перевантаження кабелю в післяаварійному режимі $k_{ПА}=1,25$ [1].

Коефіцієнт, що характеризує попереднє навантаження кабелю та дорівнює 0,6 (найближче стандартне значення коефіцієнта, яки визначається як $I_d/(I_{доп}k_{доп})$). Зробимо зауваження, що при прокладанні кабелю в землі попереднє допустиме навантаження може тривати 6 год.

Нижче (рисунок 2.9) наведено в табличному вигляді електронна таблиця Excel, яка дозволяє вибрати оптимальний переріз кабелю від ГПП до ТП1.

A	B	C	D	E	F	G	H
1	Початкові дані						
2	Нормальний режим						
3	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі					К _{нр} =	0,966
4	Напруга, кВ					U _н =	10
5	Довжина КЛ, км					l _л =	1
6	Активна розрахункова потужність, кВт					P _р =	619,8
7	Реактивна потужність, квар					Q _р =	431,0
8	Розрахунковий струм окремого кабелю, А					I _р =	21,79
9	Кількість кабелів					k _л =	2
10	Допустима втрата напруги в КЛ, %					ΔU _{доп} =	5
11	Аварійний режим						
12	Струм КЗ на початку лінії, кА					I _{кз} =	2,4972
13	Привведений час КЗ, с					t _п =	1,5
14	Тепловий коефіцієнт C, (А ² ·с/(1,2))км ²					C =	90
15	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм ²					F _{кз} =	33,99
16	Післяаварійний режим						
17	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження					K _{па} =	1,25
18	Доп. навантаження в післяаварійному режимі					K _{па1} =	0,8
19	Допустима втрата напруги в КЛ, %					ΔU _{доп} =	5
20	Економічні характеристики						
21	Питома вартість втрат					В _о =	9183,56
22	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень					Е _е =	10,00%
23	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію					Е _а =	5,00%

F, мм ²	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	I _{ном} , А	K ₀ , т. грн/км	dI _ж , %	dI _{лн} , %	dP, кВт	K, т. грн.	В*К, т. грн	В _л , т. грн	З, т. грн	Доп.	K _{ном} *I _{но} n >= Ip	K _{лн} *K _{ом} I _{ном} >= K _{лн} *I _р *K _л	ΔU _ж <= ΔU _{лн}	ΔU _{лн} <= ΔU _{лн}	F >= F _ж	v
25																		
26	10	3,1	0,122	50	21,4605	0,9869902	1,57918	8,833918	42,921	6,43815	81,1269	---	НЕДОП	---	---	---	---	
27	16	1,94	0,113	75	31,0118	0,6255635	1,0009	5,528323	62,0235	9,30353	50,7697	---	НЕДОП	---	---	---	---	
28	25	1,24	0,099	90	44,6693	0,4026145	0,64898	3,533587	89,3383	13,4008	32,4507	---	НЕДОП	---	---	---	---	
29	35	0,89	0,095	115	58,3943	0,2963665	0,47406	2,336189	116,3883	17,5183	23,2913	40,8095	ДОП	---	---	---	---	v
30	50	0,62	0,09	140	83,0835	0,2113353	0,33848	1,768784	166,187	24,9251	18,3254	41,1504	ДОП	---	---	---	---	
31	70	0,443	0,086	165	113,627	0,1558204	0,24931	1,262395	227,2545	34,0882	11,5933	45,6815	ДОП	---	---	---	---	
32	95	0,326	0,083	205	147,265	0,1189153	0,19026	0,928986	294,5295	44,1794	8,5314	52,7108	ДОП	---	---	---	---	
33	120	0,258	0,081	240	186,252	0,0974109	0,15586	0,73521	372,7035	55,9055	6,75185	62,6574	ДОП	---	---	---	---	
34	150	0,206	0,079	273	229,745	0,0808649	0,12938	0,587028	459,4905	68,9236	5,39101	74,3146	ДОП	---	---	---	---	
35	185	0,167	0,077	310	309,33	0,0683477	0,10956	0,475892	618,66	92,799	4,37038	97,1694	ДОП	---	---	---	---	
36	240	0,129	0,075	359	429,012	0,0561404	0,08982	0,367603	858,024	126,704	3,37592	132,08	ДОП	---	---	---	---	
37									Мінімальні затрати на КЛ			40,8095						
38									Оптимальний переріз КЛ			35						

Рисунок 2.9 – Фрагмент електронної таблиці Excel для автоматизованого вибору кабельної лінії від ГПП до ТП1

Подібним чином знаходяться перерізи всіх інших кабельних ліній, які живлять відповідні трансформаторні підстанції від ГПП. Результати розрахунку та вибору представленні в таблиці 2.10

Таблиця 2.10 Інформація про КЛ 10 кВ

Ділянка	Марка	Переріз, мм ²	Приведені затрати тис грн.
ГПП -ТП-1	ААБ	35	40,8095
ГПП -ТП-2	ААБ	35	77,0854
ГПП -ТП-3	ААБ	35	60,3625
ГПП -ТП-4	ААБ	95	73,956

Таким чином, проведені розрахунки рекомендують в якості живлячих ліній від ГПП до відповідних підстанцій обрати кабелі марки ААБ відповідних перерізів.

2.9 Розрахунок місця розташування ГПП за критерієм мінімуму затрат в СЕП

Вибір оптимального місця розташування головної понижувальної підстанції істотно впливає на ефективність електропостачання споживачів, довжини живлячих ліній, можливих перетоків потужності та ін..

В магістерській кваліфікаційній роботі пропонується визначати місце розташування ГПП використовуючи електронний процесор Excel, що дозволяє виконувати задачі, пов'язанні з знаходженням оптимальних рішень при використанні

відповідних математичних моделей. Пропонується використовувати математичну модель, в якій критерієм оптимальності виступає мінімум затрат в систему електропостачання, а керованими змінними – координати розташування цехових трансформаторних підстанцій та головної понижувальної підстанції. Необхідно мати на увазі, що при розв'язку математичної моделі координати розміщення можуть співпадати з архітектурними забудовами, тому потрібно буде виконувати відповідні коректування.

Математична модель, яка реалізована в системі САПР має вигляд:

$$\left. \begin{array}{l} Z(x_0, y_0) = \left[(E_e + E_{a\text{жс}}) \cdot (a_{\text{жс}} + K_0(F_{\text{жс}})) + 3 \cdot I_{\text{жс}}^2 \cdot r_0(F_{\text{жс}}) \cdot k_{\text{жс}} \cdot B_0 \right] \cdot \rho((x_0, y_0), (x_{\text{жс}}, y_{\text{жс}})) + \\ \sum_{i=1}^n \left[(E_e + E_a) \cdot (a + K_0(F_i) \cdot k_i) + 3 \cdot I_i^2 \cdot r_0(F_i) \cdot k_i \cdot B_0 \right] \cdot \rho((x_0, y_0), (x_{\text{жс}}, y_{\text{жс}})) \rightarrow \min_{x_0, y_0}; \\ \min_{i=1}^n(x_i) \leq x_0 \leq \max_{i=1}^n(x_i); \\ \min_{i=1}^n(y_i) \leq y_0 \leq \max_{i=1}^n(y_i). \end{array} \right\} \quad (2.67)$$

де $Z(x_0, y_0)$ - функція приведених річних затрат, від координат;

E_e - значення коефіцієнту ефективності капіталовкладень;

E_a - величина амортизаційних відрахувань;

$K_0(F_i)$ - вартість лінії відповідного перерізу F_i ;

I_i - струм лінії, що живить відповідну ЦТП;

$r_0(F_i)$ - значення питомого опору лінії з перерізом F_i ;

B_0 - значення питомої вартості втрат в лінії;

$I_{\text{жс}}$ - струм живлячої лінії;

k_l - кількість живлячих ліній;

$a_{\text{жс}}$ - складова питомої вартості;

k_i - кількість кабелів від ГПП до ЦТП;

F_i - переріз кабельної лінії;

a - складова питомої вартості;

n - кількість цехових ТП;

x_0, y_0 - координати ГПП;

x_i, y_i - координати цехових ТП;

$x_{ЖС}, y_{ЖС}$ - координати зовнішнього джерела живлення.

В закладеному в електронній формі алгоритму передбачено, що лінії живлення характеризуються як прямі, тому в САПР використовується евклідова математика, яка дозволяє знаходити довжини ліній по формулі:

$$L = \sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2} \quad (2.68)$$

Довжини кабельних ліній, які прокладаються від ГПП до ЦТП під прямими кутами (для спрощення розрахунків) будуть знаходитися за координатами на базі наступного виразу:

$$L = |x_0 - x_i| + |y_0 - y_i| \quad (2.69)$$

Визначимо оптимальні координати центру електричних навантажень, користуючись наступною електронною таблицею САПР (рисунок 2.10).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	
1	Технічні характеристики мережі													
2	Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ										Uж=	10	L3:=Uj	
3	Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ)										МетрикаЖ=	Е	L4:=MetrZL	
4	Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ)										МетрикаР=	НЕ	L5:=metrR	
5														
6	Економічні характеристики мережі													
7	Питоми втрати, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км										a=	7	L8:=aCEM	
8	Питоми втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої ПЛ тис.грн/км										ам=	10	L9:=ajCEM	
9	Питома вартість втрат, грн/кВт										Во=	9183,56	L10:=ВоCEM	
10	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Еа=	0,1	L11:=ЕаCEM	
11	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Еа=	4,00%	L12:=ЕаCEM	
12	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії										Еаж=	3,00%	L13:=ЕажCEM	
13														
14														
15	Лінії живлення	X, м	Y, м	F, мм²	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	Ro, Ом/км	Ko, т.грн/км	L, м	З, тис. грн		
16	ЖЛ	30	200	300	2	2118,96	2085,00	85,82	0,099	226,74	264,88	18,793		
17	ТП1	288	195	35	2	456,5289	384,9149	17,24	0,89	58,39425	65,00	2,074		
18	ТП2	205	325	35	2	524,8244	619,693	23,44	0,89	58,39425	148,00	6,554		
19	ТП3	330	474	35	2	608,4044	750,1084	27,88	0,89	58,39425	256,00	14,196		
20	ТП4	318	652	95	2	610,5976	516,0199	23,08	0,326	147,26475	422,00	21,852		
21	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											63,46778		
22	Кординати ЦЕМ, м										Xo =	288	Yo=	260
23											Xo =	219	Yo=	232

Рисунок 2.10 - Електронна форма САПР для визначення оптимальних координат розміщення ГПП

Для визначення оптимальних координат розміщення ГПП на базі отриманих результатів отриманих з рисунку 2.10 проводиться розрахунок в Excel за допомогою вбудованої програми «Пошук рішення».

Результат використання цієї підпрограми видає значення наступних координат - $X_0=219$, $Y_0=232$, що є оптимальним рішенням. При цьому річні приведені затрати становлять 68,168 тис. грн.

Проведені розрахунки дозволяють перенести отримані рішення на генплан олійножирового комбінату, де представленні місця розташування цехових трансформаторних підстанцій та ГПП (рисунок 2.11)

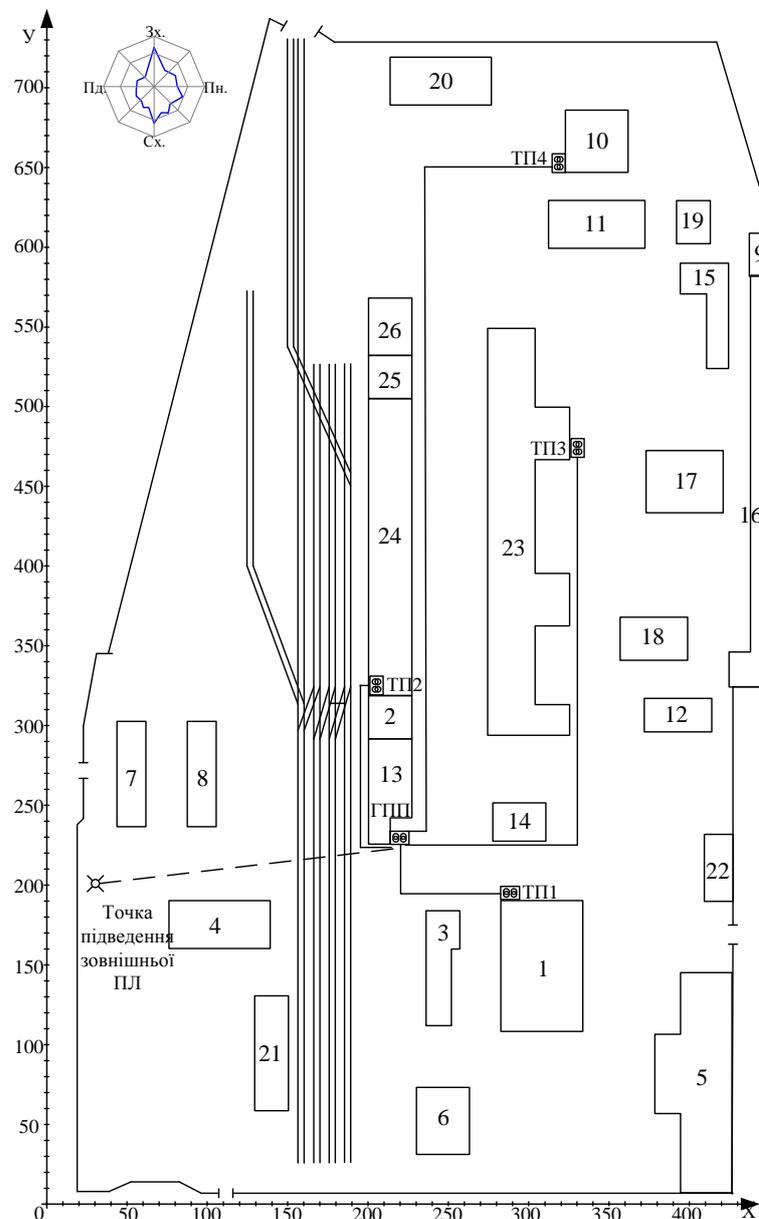


Рисунок 2.11 - Генплан комбінату з нанесеними ГПП та ЦТП.

2.10 Використання САПР для оптимальної компенсації реактивної потужності

Компенсація реактивної потужності є невідомою частиною розрахунків, що сприяють зниженню втрат потужності в системі електропостачання та підвищують її ефективність.

Метою цього розділу є розрахунок та вибір потужності компенсуючих пристроїв, побудованих на базі батарей статичних конденсаторів, що мають бути встановлені у вузлах навантаження (цехові трансформаторні підстанції). У зв'язку з цим саме потужності батарей конденсаторів мають бути прийнятими в математичній моделі в якості керованих змінних. Критеріальною функцією моделі мають виступати річні приведені затрати.

Для спрощення розрахунків оптимальної компенсації реактивної потужності прийmemo наступні припущення:

1. Вплив компенсації реактивної потужності відсутній при виборі силових елементів системи електропостачання.
2. Постійна складова затрат в пристрої компенсації не враховується.
3. компенсуючі пристрої не впливають на змінну напруги у вузлах де вони підключенні, а напруга приймається рівній номінальній.

Спрощена схема електропостачання Вінницького олійножирового комбінату, що необхідна для розрахунку компенсаційних пристроїв, зображена на рисунку 2.12, а відповідна схема заміщення на рисунку 2.13.

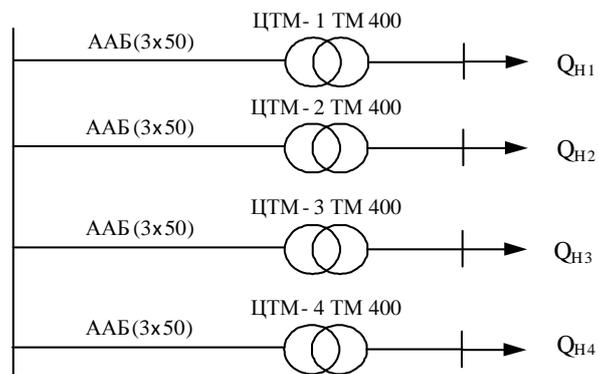


Рисунок 2.12 – Спрощена однолінійна схема електропостачання

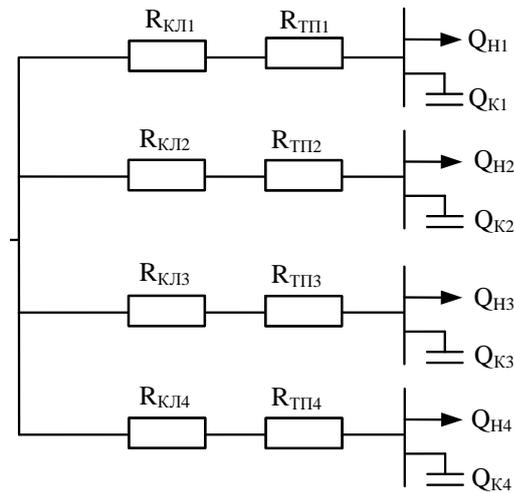


Рисунок 2.13 – Схема заміщення

Побудуємо відповідну математичну модель, що враховує наведені припущення.

$$\begin{cases}
 3(Q_K) = \frac{B_0}{U^2} \times \sum_{i=1}^n \left[(Q_{Hi} - Q_{Ki})^2 (R_{КЛi} + R_{Ti}) \right] + \\
 + [(E_e + E_a) \cdot B_{к0} + B_0 \cdot \Delta P_k] \times \sum_{i=1}^n Q_{Ki} \rightarrow \min_{Q_K}; \\
 Q_{Ki} \geq 0, i=1, 2, \dots, n; \\
 \sum_{i=1}^n Q_{Hi} - \sum_{i=1}^n Q_{Ki} = Q_{ВХ}
 \end{cases} \quad (2.70)$$

де B_0 – значення питомої вартості втрат активної потужності;

U – величина номінальна напруга;

n – кількість ЦТП;

Q_{Hi} – сумарні реактивні навантажень відповідних віток, квар;

Q_{Ki} – сумарна потужність КУ, квар;

$R_{КЛi}, R_{Ti}$ – активні опори певних ліній та трансформатора ЦТП;

$B_{к0}$ – вартість КУ;

E_e, E_a – значення коефіцієнтів ефективності капіталовкладень та відрахувань на амортизацію, відповідно %;

$Q_{ВХ}$ – величина вхідної реактивної потужності.

Приведена математична модель (2.70) для розв'язку представляється у вигляді, що може бути вирішена за допомогою прикладної програми MathCad. Вся інформація для розв'язку моделі та результати розрахунку приведені на рисунку 2.14.

<p>Вхідні дані для розрахунку</p> <p>Напруга, кВ: $U := 10$</p> <p>Вхідна реактивна потужність, квар: $q_{вх} := 1006$</p> <p>Коефіцієнт ефективності капіталовкладень $E_e := 0.1$</p> <p>Коефіцієнт відрахувань на амортизацію $E_a := 0.04$</p> <p>Питома вартість КУ $B_{к0} := 100$</p> <p>Питомі втрати реактивної потужності в КУ, кВт/Мвар $\Delta P_k := 4.5$</p> <p>Питома вартість втрат активної потужності, грн/кВт $B_0 := 9183.6$</p> <p>Питомі активні опори ліній живлення, Ом/км</p> <p>$r_{01} := 0.89$ $r_{02} := 0.89$ $r_{03} := 0.89$ $r_{04} := 0.326$</p> <p>Довжини ліній від ЦРП до ЦТП, км</p> <p>$L_{кл1} := 0.065$ $L_{кл2} := 0.148$ $L_{кл3} := 0.256$ $L_{кл4} := 0.422$</p> <p>Опори трансформаторів, Ом</p> <p>$r_{т1} := 1.05$ $r_{т2} := 1.05$ $r_{т3} := 1.05$ $r_{т4} := 1.05$</p> <p>Реактивна потужність у вузлах навантаження, квар:</p> <p>$q_{н1} := 431.01$ $q_{н2} := 1039.1$ $q_{н3} := 673.1$ $q_{н4} := 1048.89$</p> <p>Довільні початкові потужності БК у вузлах навантаження, квар:</p> <p>$q_{к1} := 100$ $q_{к2} := 100$ $q_{к3} := 100$ $q_{к4} := 100$</p> <p>Довжина та питомий опір ліній живлення:</p> <p>$l_{ж} := 2 + 0.264 = 2.264$ $r_{ж0} := 0.099$</p> <p>Опір зовнішньої лінії живлення, Ом</p> <p>$r_{ж} := l_{ж} \cdot r_{ж0} = 0.224$</p> <p>Опір розподільних ліній живлення, Ом</p> <p>$r_{н1} := r_{01} \cdot L_{кл1} = 0.058$ $r_{н3} := r_{03} \cdot L_{кл3} = 0.228$</p> <p>$r_{н2} := r_{02} \cdot L_{кл2} = 0.132$ $r_{н4} := r_{04} \cdot L_{кл4} = 0.138$</p>	<p>Модель балансової задачі компенсації реактивних навантажень</p> $\mathfrak{Z}(q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}, q_{к4}) := \frac{B_0}{U^2 \cdot 1000} \left[\begin{aligned} & (q_{н1} - q_{к1})^2 \cdot \left(\frac{r_{т1} + r_{н1}}{2} \right) \dots \\ & + (q_{н2} - q_{к2})^2 \cdot \left(\frac{r_{т2} + r_{н2}}{2} \right) \dots \\ & + (q_{н3} - q_{к3})^2 \cdot \left(\frac{r_{т3} + r_{н3}}{2} \right) \dots \\ & + (q_{н4} - q_{к4})^2 \cdot \left(\frac{r_{т4} + r_{н4}}{2} \right) \dots \\ & + \left(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3} \dots \right. \\ & \left. + q_{н4} - q_{к1} - q_{к2} - q_{к3} - q_{к4} \right)^2 \cdot \frac{r_{ж}}{2} \end{aligned} \right] + [(E_e + E_a) \cdot B_{к0} + B_0 \cdot \Delta P_k] (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3} + q_{к4})$ <p>Given обмеження</p> <p>$q_{к1} \geq 0$ $q_{к2} \geq 0$ $q_{к3} \geq 0$ $q_{к4} \geq 0$</p> <p>$(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3} + q_{н4}) - (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3} + q_{к4}) = q_{вх}$</p> <p>Визначаємо оптимальне проектне рішення:</p> $q_{к} := \text{Minimize}(\mathfrak{Z}, q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}, q_{к4}) = \begin{pmatrix} 161.837 \\ 786.738 \\ 439.732 \\ 797.791 \end{pmatrix}$ <p>Річні приведені затрати, гон</p> <p>$\mathfrak{Z}(q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}, q_{к4}) = 1.674 \times 10^7$</p> <p>Перевірка, квар</p> <p>$(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3} + q_{н4}) - (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3} + q_{к4}) = 1.006 \times 10^3$ $q_{вх} = 1.006 \times 10^3$</p> <p>Визначаємо потужності БК у вузлах навантаження, квар:</p> $q_{КУ} := \frac{q_{к}}{2} = \begin{pmatrix} 80.919 \\ 393.369 \\ 219.866 \\ 398.896 \end{pmatrix}$
---	--

Рисунок 2.14 – Розрахунок оптимальної компенсації в MathCad

Наведемо розв'язок цієї задачі в EXCEL, що входить в комплекс задач, які реалізовані в САПР. Вирішення задачі оптимальної компенсації реактивної потужності в середовищі EXCEL виконується за допомогою підпрограми «Пошук рішення», представленою на рисунку 2.15.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Компенсація реактивної потужності												
2													
3	Вхідні дані:												
4	Вхідна реактивна потужність				Q _{вх} =	1006	квар				F4:=Q _{вх}		
5	Напруга				U=	10	кВ				F5:=U		
6	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень					0,1							
7	Коефіцієнт врахувань на амортизацію					0,04							
8	Питома вартість КУ					100							
9	Питома РП втрат КУ					4,5	кВт/Мвар						
10	Питома вартість втрат АП					9183,6	грн/кВт				F10:=Bo		
11					Bo=(U ² *1000)=	0,0918					F11:=F10/(F5 ² *1000)		
12													
13	ЛЖ	Питома активні опори ліній	Довжини ліній	Реактивні нав., квар	Опір ТП	Повні актив. опір	Пот. КУ,	ПЕР h(Qk)					
14	ЖЛ	0,099	2286,86			0,226		114536,9					
15	ТП1	0,89	130,40	431,012	1,050	1,166	172,45	38977,1					
16	ТП2	0,89	83,40	1039,107	1,050	1,124	793,9	33798,15					
17	ТП3	0,89	190,60	673,107	1,050	1,220	442,37	32467,59					
18	ТП4	0,326	356,60	1048,890	1,050	1,166	777,51	42945,85					
19		Разом		3192,117			2186,2	90402822					

Рисунок - 2.15 Результат розв'язку задачі в середовищі EXCEL

Проводячи аналіз отриманих результатів, можемо зробити висновок про обрання певних типів конденсаторних установок, які дозволять виконати оптимізацію реактивної потужності, що значно вплине на підвищення ефективності електропостачання споживачів комбінату та зменшить втрати електроенергії.

Обираємо місце встановлення та типи конденсаторних установок:

ЦТП1: КУ типу УКР 0,4-100/25;

ЦТП2: КУ типу УКР 0,4-400/50;

ЦТП3: КУ типу УКР 0,4-200/50;

ЦТП4: КУ типу УКР 0,4-400/50.

3. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗА РАХУНОК ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ АСКОЕ.

Сучасний енергоринок вимагає від діючих підприємств запровадження надійної автоматизованої системи збору та обробки витрат електричної енергії. Ця вимога закріплена у багатьох державних регулюючих документах.

Організація автоматизованого комерційного обліку є невідомою частиною системи електропостачання Вінницького олійножирового комбінату, що дозволяє організувати контроль споживання електричної енергії та його облік з передачею інформації в режимі реального часу до постачальної організації Вінницяобленерго.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуті основні етапи по створенню автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії. Тому в роботі дана стисла характеристика основних складових проектних рішень, таких як розробка та створення структурної та функціональної схем, комплексу технічних засобів та схеми їх з'єднання, розробка переліку інформації з точок обліку, розробка принципів інформаційного забезпечення, випробування технічних засобів, метрологічного забезпечення в цілому.

Перераховане направлено на отримання додаткового прибутку від зниження витрат електроренергії, який отримується за рахунок підвищення точності та достовірності обліку з використанням приладів вищого класу точності, що зменшує похибки вимірювання. Система АСКОЕ дозволяє оптимально використовувати основне технологічне обладнання та забезпечує пасивне керування піками навантаження, що дає додаткової оперативності та гнучкості керування процесом споживання.

3.1 Основні положення, що фіксуються в технічному проекті з впровадження АСКОЕ

Основним моментом технічного проекту є погоджене та затверджене технічне завдання на систему АСКОЕ, що формує олійножировий комбінат. У зв'язку з відсутністю автоматизованого обліку система АСКОЕ олійножирового комбінату створюється як нова, що повинна забезпечувати необхідну автономію та повний набір функцій автоматизованого контролю та обліку.

– Базовий комплект технічних засобів та їх програмного забезпечення повинен виготовлятися серійно. В магістерській роботі для цього пропонується використовувати наступні багатофункціональні електронні лічильники: СТКЗ-05Q2Н4Mt - 3 лічильника, СТКЗ-05Q2Н4М - 4 лічильник, СТКЗ-05Q2Т3Mt - 2 лічильника, СТКЗ-05Q2Т3М - 4 лічильника, СТКЗ-10Q2Н5Mt - 1 лічильник, СТКЗ-10Q2Н6Mt - 1 лічильник, а також адаптер передачі даних типу RS485/232 - 5 штук та модем передачі даних типу GSM (GPRS).

Зробимо зауваження, що всі перераховані технічні засоби повинні бути ліцензованими та сертифікованими в Україні.

Наведена інформація з використання технічних засобів була отримана у період обстеження всієї існуючої системи обліку електричної енергії на олійножировому комбінаті.

3.2 Вимоги до проектних рішень

При розробці основних рішень по впровадженню системи АСКОЕ потрібно дотримуватися основних діючих норм та правил техніки безпеки і пожежної безпеки. Це забезпечується використанням комплексом технічних засобів, що мають відповідні сертифікати підприємств виробників. Окремі вимоги висуваються до безпечної експлуатації електротехнічних виробів, які використовуються при побудові АСКОЕ, а також до засобів обчислювальної техніки.

Деякі елементи технічних засобів АСКОЕ можуть знаходитися під напругою, що обумовлює необхідність їх захисту від випадкового дотику, а самі засоби мають бути заземлені.

Ці вимоги говорять про те, що всі складові комплексу технічного забезпечення АСКОЕ повинні встановлюватися таким чином, щоб забезпечувалася безумовна безпечна експлуатація та технічне обслуговування. Окрім того перераховані вимоги повинні бути описанні спеціальними розділами посадових інструкцій персоналу, що будуть експлуатувати АСКОЕ.

Все обладнання, яке передбачено для використання в АСКОЕ повинно мати захист від електромагнітних перешкод, електростатичних розрядів, низькочастотних перешкод та радіочастотних імпульсів. При існуванні можливості виникнення зовнішніх індустриальних перешкод захист обладнання повинен виконуватися згідно нормам допустимих індустриальних перешкод.

Потрібно відмітити, що розробка та створення системи АСКОЕ не передбачає збільшення штатного персоналу олійножирового комбінату, а потребує тільки зміни та доповнення функціональних обов'язків у посадових інструкціях діючого персоналу.

3.3 Характеристика структурної схеми АСКОЕ

Основні елементами архітектурної побудови АСКОЕ передбачають створення на базі комплексу вимірювальних засобів системи передачі даних на електронні носії підприємства та Вінницяобленерго.

Структурна схема олійножирового комбінату приведена та однолінійна електрична схема з визначенням місць встановлення засобів обліку та стислих характеристик елементів схем вимірювання (Л, ТС, ТН) приведенні в додатку Г.

Комерційний облік, що організований на базі лічильників «Енергія 9» типу СТКЗ з класом точності 0,5 та 1,0 (всього 15 лічильників) підключений по трьохелементній чотирьох провідній або трьох провідній схемі без дублюючих

лічильників. З цих лічильників інформація надходить на сервер АСКОЕ Вінницяобленерго.

В магістерській кваліфікаційній роботі пропонується здійснювати роздільний облік електроенергії по статтям: споживання активної електроенергії та споживання і генерація реактивної електроенергії.

На підставі інформації від приладів обліку олійножировий комбінат розраховується за споживану електроенергію. Окрім того встановлене АСКОЕ дозволяє контролювати витрати електроенергії в трансформаторах та формувати графіки навантаження за період 30 (60) хвилин. Перелік розрахункових точок обліку та відповідних технічних засобів в них приведений в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Перелік точок обліку на Вінницькому олійножировому комбінаті

№ п/п	Підстан-ція	Підкл-ня, фази	$K_{роз}$	Рівень напруги	Клас точності	Типи ліч-ів
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.
ПАТ «Олійножировий комбінат» (АСКОЕ в промисловій експлуатації)						
1.	РУ-10кВ РП-19: ввідна комірка 10 кВ №6	А,В,С	4000	10 кВ	0,5	СТК3- 05Q2Т3Mt № <u>29655</u>
2.	РУ-10кВ РП-19: ввідна комірка 10 кВ №5	А,В,С	4000	10 кВ	0,5	СТК3- 05Q2Т3М № <u>26623</u>
3.	РУ-10кВ РП-19: комірка 10 кВ №15 «РП-19 – ТП №543»	А,В,С	2000	10 кВ	0,5	СТК3- 05Q2Т3Mt № <u>29460</u>
4.	РУ-10кВ РП-19: ввідна комірка 10 кВ №7	А,В,С	4000	10 кВ	0,5	СТК3- 05Q2Т3М № <u>26634</u>
5.	РУ-10кВ РП-19: комірка 10 кВ №13	А,В,С	2000	10 кВ	0,5	СТК3- 05Q2Т3М № <u>28438</u>
6.	РУ-10кВ РП-19: комірка 10 кВ №16	А,В,С	2000	10 кВ	0,5	СТК3- 05Q2Т3М № <u>28385</u>
7.	РУ-0,4 ТП №10	А,В,С	1	0,4 кВ	1,0	СТК3- 10Q2Н5Mt № <u>57814</u>
8.	РУ-0,4 кВ ТП №8	А,В,С	80	0,4 кВ	0,5	СТК3- 05Q2Н4Mt № <u>36684</u>
9.	РУ-0,4 кВ ТП №11 від ПАТ «Олійножировий комбінат»	А,В,С	80	0,4 кВ	0,5	СТК3- 05Q2Н4М № <u>26231</u>
10.	РУ-0,4 кВ ТП №9 (від II с. ЗШ-10кВ РП-19): приєднання №1	А,В,С	80	0,4 кВ	0,5	СТК3- 05Q2Н4М № <u>5850</u>

Продовження таблиці 3.1 – Перелік точок обліку на Вінницькому олійножировому комбінаті

1	2	3	4	5	6	7
11.	РУ-0,4 кВ ТП №9 (від II с. ЗШ-10кВ РП-19): приєднання №2	A,B,C	80	0,4 кВ	0,5	СТК3-05Q2H4M № <u>14563</u>
12.	РУ-0,4 кВ ТП №9 (від II с. ЗШ-10кВ РП-19): приєднання №3	A,B,C	80	0,4 кВ	0,5	СТК3-05Q2H4M № <u>10438</u>
13.	РУ-0,4 кВ ТП №10 (від II с. ЗШ-10кВ РП-19): ввідна комірка 0,4кВ	A,B,C	60	0,4 кВ	0,5	СТК3-05Q2H4Mt № <u>58314</u>
14.	РУ-0,4 кВ ТП №10 (від I с. ЗШ-10кВ РП-19): ввідна комірка 0,4кВ	A,B,C	60	0,4 кВ	0,5	СТК3-05Q2H4Mt № <u>57768</u>
15.	РУ-0,4 кВ ТП №10 (від I с. ЗШ-10кВ РП-19) (50кВт): ввідна комірка	A,B,C	1	0,4 кВ	1,0	СТК3-10Q2H6Mt № <u>58176</u>

Таблиця 3.2 – Характеристика точок обліку на Вінницькому олійножировому комбінаті

Підстанція	Пар-ри ком.	Одиниці вим-я	Коеф. Транф-ії	Примітка
РУ-10кВ РП-19: ввідна комірка 10 кВ	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	4000 ТС 200/5 ТН 10000/100	1. Облік активної та реактивної електроенергії по 3 часовим зонам доби (пік, напівпік, ніч). 2.Вимірювання поточних значень (струм, напруга, потужність).
РУ-10кВ РП-19: ввідна комірка 10 кВ №5	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	4000 ТС 200/5 ТН 10000/100	
РУ-10кВ РП-19: комірка 10 кВ №15 РП-19 – ТП №543»	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	2000 ТС 100/5 ТН 10000/100	

Продовження таблиці 3.2 – Характеристика точок обліку ПАТ

«Олійножировий комбінат»

РУ-10кВ РП-19: комірка 10 кВ №13	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	2000 ТС 100/5 ТН 10000/100	1. Облік активної та реактивної електроенергії по 3 часовим зонам доби (пік, напівпік, ніч). 2.Вимірювання поточних значень (струм, напруга, потужність).
РУ-10кВ РП-19: комірка 10 кВ №16	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	2000 ТС 100/5 ТН 10000/100	
РУ-0,4 ТП №10	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	1	1. Облік активної та реактивної електроенергії по 3 часовим зонам доби (пік, напівпік, ніч). 2.Вимірювання поточних значень (струм, напруга, потужність).
РУ-0,4 кВ ТП№8	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	80 ТС 400/5	
РУ-0,4 кВ ТП№11 від ПАТ «Олійножировий комбінат»	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	80 ТС 400/5	1. Облік активної та реактивної електроенергії по 3 часовим зонам доби (пік, напівпік, ніч). 2.Вимірювання поточних значень (струм, напруга, потужність).
РУ-0,4 кВ ТП №9 (від II с. ЗШ-10кВ РП-19): приєдн. №1	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	80 ТС 400/5	
РУ-0,4 кВ ТП №9 (від II с. ЗШ-10кВ РП-19): приєдн. №2	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	80 ТС 400/5	1. Облік активної та реактивної електроенергії по 3 часовим зонам доби (пік, напівпік, ніч). 2.Вимірювання поточних значень (струм, напруга, потужність).
РУ-0,4 кВ ТП №9 (від II с. ЗШ-10кВ РП-19): приєдн. №3	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	80 ТС 400/5	
РУ-0,4 кВ ТП №10 (від II с. ЗШ-10кВ РП-19): ввідна комірка 0,4кВ силового трансф-ра	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	60 ТС 300/5	1. Облік активної та реактивної електроенергії по 3 часовим зонам доби (пік, напівпік, ніч). 2.Вимірювання поточних значень (струм, напруга, потужність).
РУ-0,4 кВ ТП №10 (від I с. ЗШ-10кВ РП-19): ввідна комірка 0,4кВ силового трансф-ра	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	60 ТС 300/5	
РУ-0,4 кВ ТП №10 (від I с. ЗШ-10кВ РП-19): ввідна комірка 0,4кВ силового тр-ра	A ⁺ ,A- P ⁺ ,P-(Г)	кВт/год квар/год	1	

Таблиця 3.3 – Характеристики вимірювальних ТС

№ п/п	Підстан-ція	Тип	K_{TC}	Но-мер	$I_{1н.},$ А	$I_{2н.},$ А	$S_{2н.},$ ВА	Клас точ-і	Дата пов-ки
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.
ПРАТ «Олійножировий комбінат»									
1.	РУ-10кВ РП-19: ввідна комірка 10 кВ №6	ТПЛ-10 УЗ	40	8170 8605	200	5	10	0,5	12.09. 2012р.
2.	РУ-10кВ РП-19: ввідна комірка 10 кВ №5	ТПЛ-10	40	948 7542	200	5	10	0,5	18.10. 2012р.
3.	РУ-10кВ РП-19: комірка 10 кВ №15 «РП-19 – ТП №543»	ТПЛ-10 УЗ	20	2021 6084	100	5	10	0,5	16.09. 2011р.
4.	РУ-10кВ РП-19: ввідна комірка 10 кВ №7	ТПЛУ-10	40	006980 006979	200	5	15	0,5S	05.06. 2014р.
5.	РУ-10кВ РП-19: комірка 10 кВ №13	ТПЛ-10 УЗ	20	6706 2005	100	5	10	0,5	29.01. 2014р.
6.	РУ-10кВ РП-19: комірка 10 кВ №16	ТПЛ-10 УЗ ТПЛ-10	20	5786 55463	100	5	10	0,5	08.05. 2014р.
7.	РУ-0,4 кВ ТП№8	Т-0,66 УЗ	80	61685 62384 61729	400	5	5	0,5	10.06. 2014р.
8.	РУ-0,4 кВ ТП№11 від ПАТ «Олійножирови й комбінат»	Т-0,66 УЗ	80	51380	400	5	5	0,5	10.06. 2014р.

Продовження таблиці 3.3 – Характеристики вимірювальних ТС

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.
9.	РУ-0,4 кВ ТП №9 (від II с. ЗШ-10кВ РП- 19): приєднання №1	Т-0,66	80	42910	400	5	5	0,5	
				43110					
				45441					
10.	РУ-0,4 кВ ТП №9 (від II с. ЗШ-10кВ РП- 19): приєднання №2	Т-0,66	80	09551	400	5	5	0,5	3 кв. 2014р.
				10335					
				81885					
11.	РУ-0,4 кВ ТП №9 (від II с. ЗШ-10кВ РП- 19): приєднання №3	Т-0,66	80	09604	400	5	5	0,5	3 кв. 2009р.
				09584					
				09117					
12.	РУ-0,4 кВ ТП №10 (від II с. ЗШ-10кВ РП- 19): ввідна комірка 0,4кВ силового трансф-ра	МФ0200	60	53462	300	5	5	0,5	17.07. 2013р.
				68594					
				68850					
13.	РУ-0,4 кВ ТП №10 (від I с. ЗШ-10кВ РП- 19): ввідна комірка 0,4кВ силового трансф-ра	МФ0200	60	59898	300	5	5	0,5	21.11. 2013р.
				53586					
				91969					

Таблиця 3.4 – Характеристики вимірювальних ТН

№ п/п	Підстан-ція	Тип	К _{тн.}	Но -	U ₁ н,	U _{2н} , В	S _{2н.} ВА	Кла с	Дата пов-
ПрАТ «Олійножировий комбінат»									
1.	РУ-10кВ РП-19	НТМИ-10-66УЗ	100	996	10	100	120	0,5	16.07.2012 р.
2.	РУ-10кВ РП-19	НТМИ-10-66УЗ	100	1002	10	100	120	0,5	16.07.2012 р.

3.4 Стисла характеристика структури АСКОЕ

Запропонована в магістерській роботі структура АСКОЕ олійножирового комбінату загалом базується на відомих схемах, що дають можливість забезпечити точність інформації достовірність та одночасність відомостей про облік електроенергії.

В основі її закладені основні принципи, що відповідають створенню відкритої архітектури та комунікацій елементів системи і забезпечують розподілене функціонування. Перераховане впливає у можливості забезпечення незалежності від обраних технічних засобів обліку і зв'язку, легко вбудовується в існуючі системи обробки даних, дає можливість поетапного розширення системи обліку та її адаптацію до будь який вимог з мінімальними витратами. З іншого боку кожен компонент, що входить в систему АСКОЕ безумовно забезпечує захист від несанкціонованого доступу та цілісність системи.

Створення системи обліку олійножирового комбінату повністю відповідає існуючим положенням та вимогам, які забезпечують точність та необхідний діапазон вимірювань. Особливо звертається увага до структури первинних даних та їх захист з подальшою верифікацією інформації, що була передана.

Сучасна система АСКОЕ повинна реалізовувати основні функції, які враховуються при її побудові з трирівневим ієрархічним виконанням. Це рівень точок обліку, система передачі даних та локальний рівень обліку.

Рівень точок обліку повинен охоплювати всі точки обліку електричної енергії в системі електропостачання олійножирового комбінату, тому в її склад входять вимірювальний трансформатор струму (напруги), лічильник електроенергії та ланцюги вимірювання, які використовуються для підключення Л до ТС та ТН.

Особливу увагу необхідно приділяти системі передачі даних, яка забезпечує збір даних з лічильника по каналу інтерфейсу RS-485, їх перетворення в інший інтерфейс RS-232 та передачу по прямому провідниковому каналу зв'язку до серверу (СЗД - сервер збору даних).

В даному випадку під локальним рівнем обліку розуміють технічні можливості АРМ оператора Вінницяобленерго, що відповідає за обробку зберігання та формує первинні дані АСКОЕ. Окрім того цей рівень повинен забезпечувати контроль часу, причини зупинки обліку та надавати інформацію про зміни у зовнішній ситуації.

Основними характеристиками, що отримуються на цьому рівні інформація є миттєві значення потужностей (активної та реактивної), напруги, фазних струмів та існуючі параметри мережі для точок обліку, в яких виконується збір інформації. Локальний рівень передбачає можливості організації дистанційного збору даних, а також вимірювання даних про величини енергії і потужності, які накопичені за період проведення спостережень (30-60 хв). Також при потребі можуть бути сформовані графіки навантажень за необхідний період: добу, місяць і т.д. У разі виходу з ладу лінії зв'язку повинна забезпечуватися можливість збору інформації та змінна параметрів лічильника у місці його встановлення.

Гнучкість конфігурації системи АСКОЕ забезпечується її модульним виконанням та налаштуванням системи на виконання конкретних прикладних задач, що дозволяє здійснювати опитування електричних лічильників з інших комп'ютерів. Система передачі інформації на олійножировому комбінаті передбачає можливість використання GSM – каналу з застосуванням спеціальної апаратури. Данні, що зібрані передаються замовнику у форматі, який його влаштовує або по локальній мережі, або по електронній пошті.

Як відмічалось вище, основними компонентами для комерційного обліку на олійножировому комбінаті використовуються лічильники «Енергія 9» з класом точності 0,5 та 1,0, які мають інтарфейсний вихід та підтримують існуючі протоколи зв'язку.

Надамо загальну характеристику даним лічильникам, які можуть бути як прямого або трансформаторного включення (таблиця 3.5)

Таблиця 3.5 – Основні характеристичні дані лічильників СТКЗ «Енергія-9»

Найменування величини	Значення
Клас точності	0,5 (1,0)
Номінальна напруга, В	3x100, 3x220 (380) В
Номінальний (максимальний) струм, А	5(10), 10 (60), 40(100) А
Номінальна частота мережі, Гц	50 Гц
Споживана потужність: в колах напруги в колах струму	не більше 0,3 ВА на фазу
Постійна лічильника (імп/кВт*год)	1000
Інтерфейс звязку: RS-485	протокол МЭК 61142
Резервне джерело живлення	літієва батарея
Робочі температури	від -10 ⁰ С до +55 ⁰ С
Маса, кг.	не більше 1,5
Розміри, мм.	330 x 170 x 70

Передача даних з основної або групи лічильників здійснюється спеціальними пристроями (ППД) по каналам інтерфейсу або використовуючи зовнішні інформаційні мережі за допомогою GSM модемів. Ці дані потрапляють до верхнього рівня АСКОЕ. Модем може передавати інформацію зі швидкістю 9600 біт/сек., а також смс повідомлення, використовуючи діапазони 900 або 1800 мГц.

Зазначимо, що проектні рішення при створенні системи АСКОЕ не впливають на існуючу топологію точок обліку на об'єкті та не передбачають його зміни. Головною вимогою при цьому є забезпечення точності та необхідних діапазонів вимірювання. Мінімальне робоче навантаження схем вимірювання має бути не менше 5% номінальних струмів відповідних трансформаторів.

Обмін інформації з лічильників здійснюється за запитом через сервер збору даних (СЗД). Сеанси зв'язку з сервером, інтервали опитування в його межах, кількість спроб встановлення з'єднання та характер даних, що зчитуються з лічильника визначаються АСКОЕ Вінницяобленерго з врахуванням її конфігурації, тобто зрозуміло, що сеанс опитування складається з декількох фаз та може використовувати і паролі доступу до лічильників. Об'єм інформації, що передається визначається конкретним запитом та особливістю розкладу сеансів зв'язку.

В той же час АСКОЕ Вінницяобленерго контролює відповідність внутрішнього часу лічильника системному часу. У випадку розбіжності проводиться автоматичне коригування годинників, коли їх пристрої не мають механічного блокування. Якщо механічне блокування існує, то зміна часу можлива тільки після зняття лічильника.

Особливу роль в системі АСКОЕ відіграє автоматизоване робоче місце (АРМ) Вінницяобленерго. АРМ користувача повинен мати можливість відображення параметрів обліку електроенергії на екрані з можливістю задавати необхідні зміни по зображенню, а також документувати ці параметри у вигляді звітних форм та друкувати їх.

Окрім того АРМ користувача слідкує не тільки за відображенням інформації, але і за конфігурацією системи, що може фіксуватися і журналі змін стану.

3.5 Точність та якість показників системи АСКОЕ

Основне призначення системи АСКОЕ є збір даних про споживання електричної енергії, які використовуються для комерційного обліку, що є основними вимогами до точності та якості вимірювання параметрів мережі у точках, які обрані для контролю витрат електроенергії.

Достовірність цих параметрів та їх передача в актуальному вигляді в систему, їх повнота є основною характеристикою якісної роботи системи АСКОЕ. Окрім того інформація, що передається повинна бути захищена від несанкціонованого доступу та збережена невеликий проміжок часу.

Важливу роль в цьому процесі грає періодичність опитування лічильників, тобто частота зміни інформації на екрані АРМ користувача АСКОЕ. Все це визначається характеристиками каналів зв'язку та відповідними лініями передачі розрахованими на відповідний об'єм інформації. Точність вимірювань забезпечується правильним вибором вимірювальних пристроїв, які повинні відповідати діапазону коливання навантаження в точках обліку. Не останню роль в цьому процесі грає клас точності лічильників та вимірювальних каналів, що дає можливість досягти допустимих похибок вимірювань в узлах потужності.

Забезпечення достовірності інформації покладено на апаратні засоби та програмне забезпечення. Разом з фізичним захистом за рахунок пломб та багатоступеневою системою паролів сприяє тому, що зміни первинних параметрів не можливі.

На всіх етапах функціонування та удосконалення системи АСКОЕ організаційне забезпечення покладено на персонал олійножирового комбінату, в інструкціях якого, сформульовані і визначенні основні комплексні рішення по експлуатації системи.

При впровадженні АСКОЕ на першому етапі передбачається сумісне функціонування існуючої системи обліку та нової автоматизованої, що доповнюють один одного, контролюють процес обліку та поступово складаються в єдину систему. Процес сумісної роботи повинен бути керованим, що сприяє плавному переходу до повного впровадження всіх функцій автоматизованого обліку. Для цього при організаційних роботах з впровадження АСКОЕ реалізується особливий механізм, що створює умови сумісності цих двох частин. У разі відхилень, які можуть виникати у процесі налагодження вони повинні компенсуватися обслуговувуючим персоналом шляхом вживання спеціальних необхідних заходів.

Підсумовуючи можна сказати про те що в процесі впровадження АСКОЕ

можна віділити основні операції, які відповідальні за функції обліку та контролю та сервісні, які забезпечують конфігурацію та підтримку основних вузлів системи в робочому стані.

В процесі впровадження та експлуатації система АСКОЕ потребує сервісної підтримки, яка передбачає повну або часткову інсталяцію системи, формування структури обліку, розробку необхідних екранів шаблонів та форм звітності, архівацію та копіювання баз даних, операції з самодіагностування, синхронізацію системного часу та ведення журналу повідомлень та зауважень.

Підготовка друкованих форм відображення інформації повинна виконуватися відповідно до необхідних звітних форм з переліком потрібної вибірки даних. Все це повинно відповідати у вигляді, що задовольняє користувача АСКОЕ.

Для експлуатації та обслуговування системи АСКОЕ потрібен спеціально підготовлений персонал, що визначається його функціями з користування та операційним середовищем. При чому додаткова кількість персоналу не потрібна, а експлуатація виконується штатними працівниками підприємства. Навчання персоналу проводиться відповідними фахівцями розробника, яким визначаються терміни, місце проведення та ін.. Основною вимогою в цьому процесі є незмінність режиму роботи штатного персоналу комбінату.

Надамо стисло інформацію про програмне забезпечення АСКОЕ. Програмне забезпечення поділяється на дві відносно незалежні частини: нижнього рівня (Л) та верхнього рівня (ОС, локальна мережа та ПЗ офісного характеру). Нижній рівень забезпечують програмні модулі, які вбудовані в багатофункціональні лічильники. Верхній рівень умовно ділиться на трис складові: базовий, системний і спеціальний (прикладний).

Всі ці рівні повинні бути ліцензовані та сертифіковані в Україні. Що стосується спеціального програмного забезпечення воно повинно включати комплекс програмних засобів, встановлений на засобах діагностики і програм для персонального комп'ютера, які забезпечують діалоговий інтерфейс персоналу.

Структурна схема АСКОЕ Вінницького олійножирового комбінату з інформацією про об'єкти автоматизації та обліку представлена на рисунку 3.1

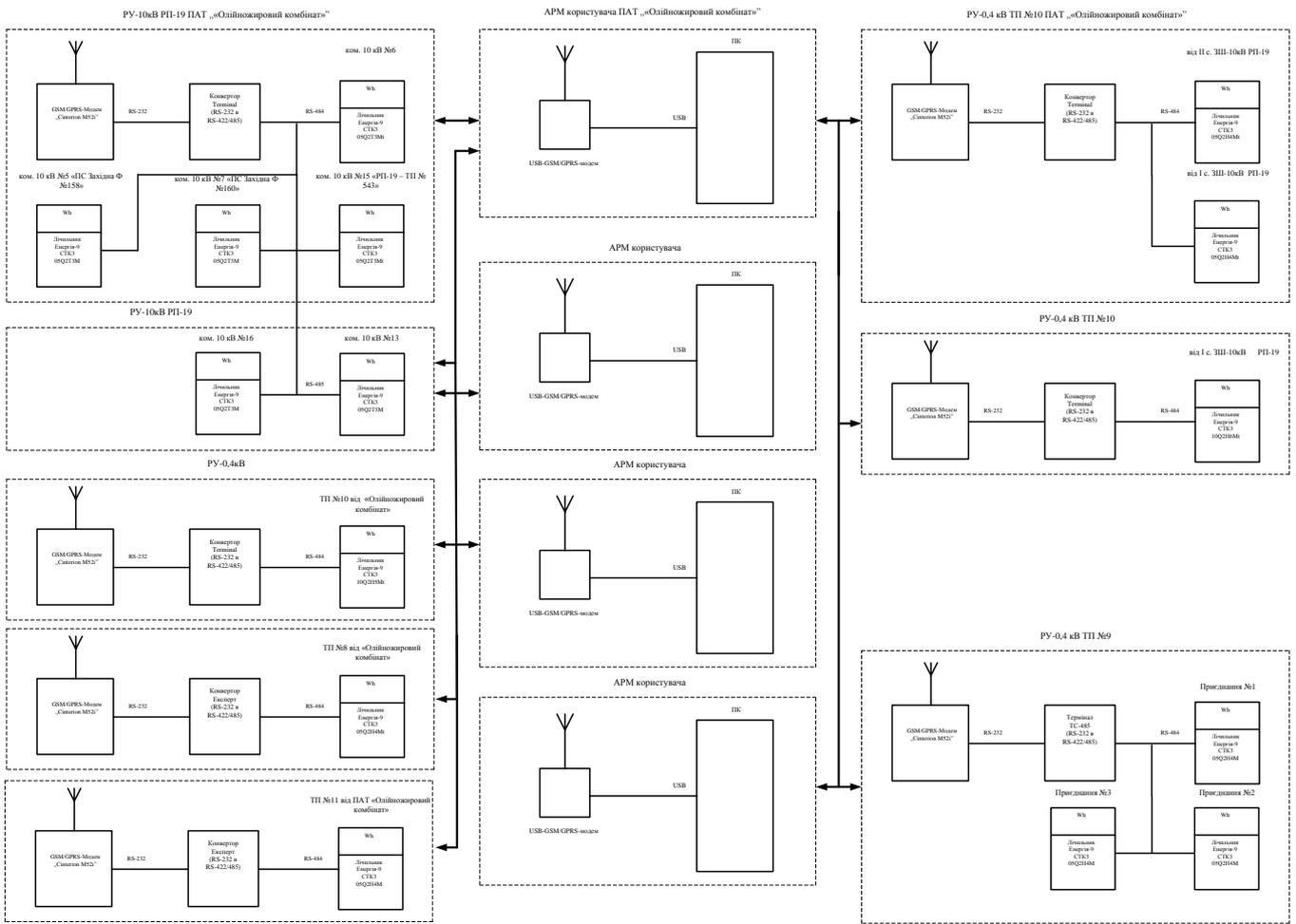


Рисунок 3.1 – Загальна структурна схема АСКОЕ

На рисунку представлена схема, яка показує перетоки потужності між субспоживачами. В якості модемів використанні пристрої, що пристосовані для роботи зі звичайною телефоною лінією та зв'язком стандарту GSM. Канали зв'язку повинні погоджуватися з замовником та Вінницяобленерго. Технічні засоби системи обліку повинні експлуатуватися в робочих умовах при температурі середовища від -10°C до $+50^{\circ}\text{C}$ з відносною вологістю до 80% при $+35^{\circ}\text{C}$, атмосферний тиск повинен складати від 84 до 107 кПа (від 630 до 800 мм рт. ст.).

Режим роботи комплексу технічних засобів АСКОЕ безперервний з необов'язною тривалістю функціонування при умові періодичного обслуговування. Вимоги до безпечної експлуатації повинні задовольняти загально прийнятим стандартам.

Перед введенням в промислову експлуатацію АСКОЕ повинно пройти метрологічну атестацію. Це значить, що всі технічні засоби проходять періодичну

перевірку у терміни, які вказуються у їх документації. Якщо на деякі засоби не розповсюджуються вимоги державного метрологічного контролю, вони підлягають калібруванню. Загалом метрологічне забезпечення здійснюється стандартними засобами вимірювання. Допустима похибка вимірювальних схем визначається відповідними інструкціями.

Система АСКОЕ встановлюється розробником та передається замовнику в повністю змонтованому стані «під ключ». У випадку, якщо в процесі експлуатації виникає необхідність в проведенні ремонтно-відновлювальних робіт або заміна устаткування – все це здійснюється силами замовника. При цьому користувач АСКОЕ повинен керуватися інструкціями по експлуатації та «Правилами влаштування електроустановок» [1].

Експлуатація технічних засобів повинна виконуватися в місцях захищених від ударів, вібрації, прямого сонячного світла, водяних бризг та інших можливих негативних чинників.

Електронні лічильники встановлюються згідно інструкцій по експлуатації і мають бути надійно закріплені, а роз'єми з'єднання заблоковані від самовільного роз'єднання винтовими з'єднувачами.

Всі електричні з'єднання виконуються штатними кабелями та жгутами, що надаються в комплекті.

Підключення модемів до телефонних мереж здійснюється спеціальними фахівцями, які допущені до обслуговування таких мереж.

Перед включенням системи АСКОЕ в роботу потрібно перевірити підключення всіх вимірювальних ланцюгів, подачу живлення на розрахунковий комп'ютер та контролювати інформацію, що виводиться на дисплей. Якщо всі перераховані вказівки виконанні на моніторі комп'ютера з'являється повідомлення про відсутність відмов, що свідчить про роботу здатність системи.

Перевірка системи виконується один раз на 12 місяців та полягає в систематичному спостереженні за правильністю її роботи.

Надамо інформацію про види технічного обслуговування (таблиця 3.6)

Таблиця 3.6 – Технічне обслуговування системи по видам робіт

Види технічного обслуговування	Періодичність проведення	Обслуговуючий персонал	Середня норма час люд / день
ПЛАНОВЕ			
1. Щомісячний огляд	Щомісячно на протязі зміни	Начальник зміни, чергові, користувач розрахункового	0,3
2. Щоквартальний огляд	1 раз в 3 місяці	Спеціаліст, атестований Розробником	0,6
3. Щорічне технічне обслуговування	1 раз в рік	Спеціаліст, атестований Розробником	3
ПОЗАПЛАНОВЕ			
1. На протязі гарантійного терміну	По необхідності	Спеціаліст розробник	По необхідності
2. В разі закінчення гарантійного терміну	По необхідності	Спеціаліст, атестований Розробником	По необхідності

Таким чином описана в магістерській роботі система автоматизованого обліку та контролю споживання електричної енергії олійножировим комбінатом дозволить підвищити ефективність електропостачання споживачів, контролювати в режимі реального часу витрати електроенергії та проводити заходи по їх зменшенню.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Відповідно до схеми електричної мережі підприємства, показаної на рис. 4.1, та вихідних даних, приведених у табл. 4.1, 4.2, виконуємо усі необхідні розрахунки техніко-економічних показників спроектованої СЕП.

Таблиця 4.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій

Підстанція	Тип трансформатора	Кількість трансформаторів	Факт. потужність підстанції, кВА
ТП 1	ТМ-1000	2	680,24
ТП 2	ТМ-1000	2	1274,72
ТП 3	ТМ-1000	2	1006,57
ТП 4	ТМ-1000	2	1172,22

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування лінії	Довжина лінії, м	Марка кабелю	К-сть
ГПП - ТП1	55	ААБ 3х35	2
ГПП - ТП2	5	ААБ 3х35	2
ГПП - ТП1	170	ААБ 3х35	2
ГПП - ТП2	170	ААБ 3х95	2

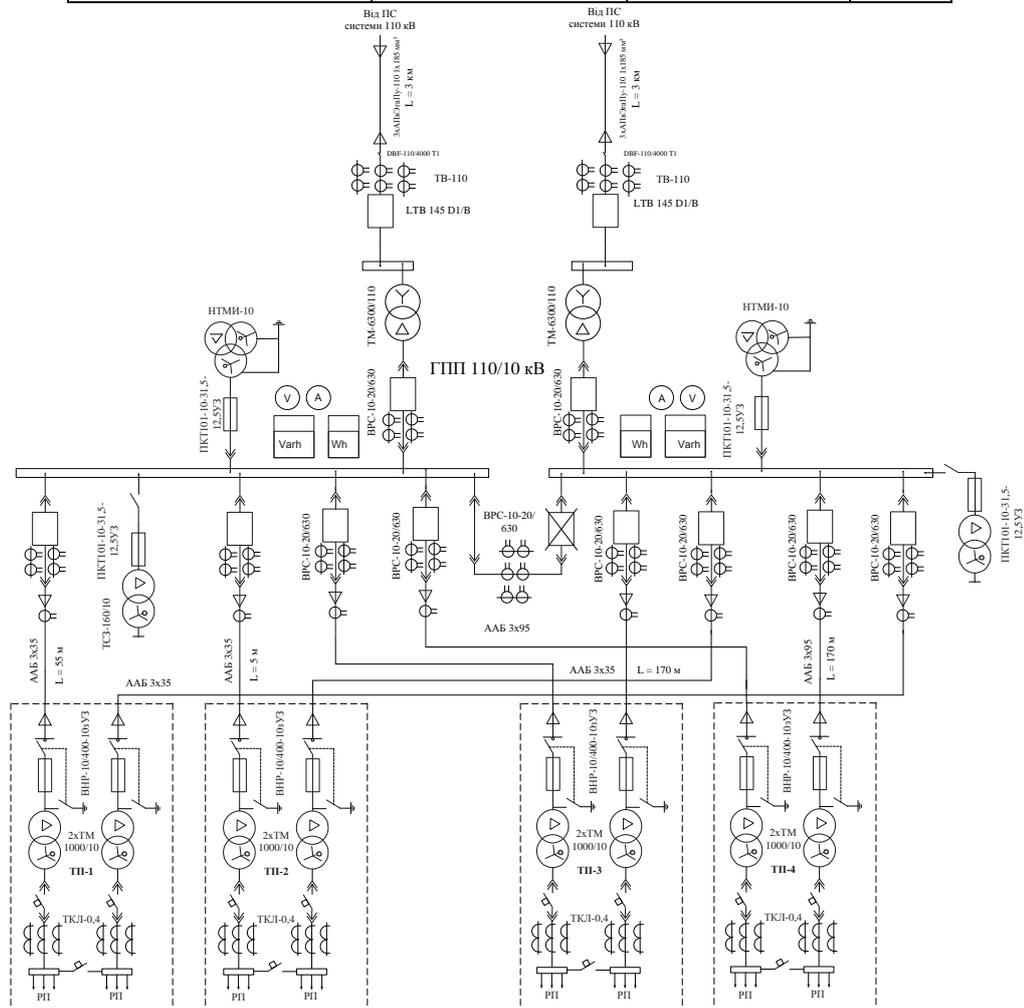


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання підприємства

4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередачі виконуємо за вартістю кабелів та їх прокладання, які наведені в табл. 4.3 і табл. 4.4 [5].

Капітальні вкладення для ліній електропередачі:

$$K_{л} = (K_{пит} \cdot n + K_{прок}) \cdot L, \quad (4.5)$$

де $K_{пит}$ - питома вартість на 1 км лінії, тис. грн./км [5];

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

L - довжина лінії електропередачі, км.

n – кількість кабелів в траншеї, шт.

Визначимо вартість прокладання кабельної лінії від ЦРП до ТП1 в ґрунті II категорії без врахування переходів:

$$K_{л1} = (419,00 + 71,23) \cdot 0,075 = 68,19 \text{ (тис.грн.)}$$

Для інших ліній розрахунки виконуються аналогічно, результати розрахунків заносимо в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередачі

Назва лінії	Марка кабелю	Кількість	Довжина, км	$K_{пит}$, тис.грн	$K_{прок}$, тис.грн	$K_{л}$, тис.грн
ГПП-ТП1	ААБ-10 (3x35)	2	0,055	237,78	11,889	26,81
ГПП -ТП2	ААБ-10 (3x35)	2	0,005	237,78	11,889	2,44
ГПП-ТП3	ААБ-10 (3x35)	2	0,170	237,78	11,889	82,87
ГПП -ТП4	ААБ-10 (3x95)	2	0,170	237,78	11,889	82,87
Разом						194,98

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

$$K_{пс} = \sum_{i=1}^l K_{псі} + K_{пост}, \quad (4.6)$$

де $K_{псі}$ – вартість однієї трансформаторної підстанції, тис. грн. [7];

$K_{\text{пост}}$ - постійні витрати, що практично не залежать від потужності підстанції і пов'язані з устроєм території, зі створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла тощо, тис. грн. Постійні витрати прийняти у розмірі 20 % від повної вартості всіх підстанцій.

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

$$K_{\text{пс1}} = 636,89 + 108,27 = 745,16 \text{ (тис.грн)},$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип т-ра	Кількість	Код, тис.грн	$K_{\text{пост}}$, тис.грн	$K_{\text{пс}}$, тис.грн
ЦТП-1	ТМ-1000	2	936,35	187,27	1123,62
ЦТП-2	ТМ-1000	2	936,35	187,27	1123,62
ЦТП-3	ТМ-1000	2	936,35	187,27	1123,62
ЦТП-4	ТМ-1000	2	936,35	187,27	1123,62
Разом:					4494,5

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми, зображеної на рис.1, кількість вимикачів 10 кВ – 7 шт.. Відповідно до рекомендацій приймаємо вартість вимикача 10 кВ рівною (68–84) тис. грн.. Сумарна вартість вимикачів:

$$K_{\text{в}} = 11 \cdot 75 = 825 \text{ (тис. грн.)}, \quad (4.7)$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{\text{пс}} = 4494,5 + 825 = 5319,5 \text{ (тис.грн.)}, \quad (4.8)$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 194,98 + 5319,5 = 5514,48 \text{ (тис.грн.)}. \quad (4.9)$$

4.2 Розрахунок поточних витрат

4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі

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

$$T = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot h, \quad (4.10)$$

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

$t_{\text{норм}}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. [7];

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

Проводимо розрахунки трудомісткості ремонту електрообладнання та заносимо їх результати до таблиці 3.6.

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

$$T_{\text{то}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h, \quad (4.11)$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год [5];

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

h – кількість обладнання в групі.

Проводимо розрахунки трудомісткості технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до таблиця 4.5.

Таблиця 4.5 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	п, шт	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на оди-ницю облад-нання рем/рік	Норма трудо-міст-кості люд.-год.	Заг. трудоміст-кість люд.-год.	К-сть на оди-ницю облад-нання огл./рік	Норма трудо-міст-кості люд.-год.	Заг. трудо-міст-кість люд.-год.
Вимикач 10кВ	11	1	16	176	12	1	132
ТМ-1000	8	0,33	160	422,4	12	20	1920
Кабельна лінія 35 мм ² , км	0,8	1	54	43,2	1	13,5	10,8
Разом:				641,6			2062,8

Таблиця 4.6 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-сть, шт.	Технічне обслуговування				Загальна трудоміст-кість обслу-говування люд.-год.
		Змін-ність робо-ти	Коеф. склад. ремонтів К _{ср}	К-сть міся-ців в році	Загал. трудо-місткість люд.-год.	
Вимикач 10кВ	11	2	0,1	12	422,4	554,4
ТМ-1000	8	2	0,1	12	3072	4992
Кабельна лінія 35 мм ² , км	0,8	2	0,1	12	103,68	114,48
Разом:					3598,08	5660,88

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$N_{\text{обс}} = \frac{5660,88}{1900 \cdot 1,05} = 2,84. \quad (4.12)$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$N_{\text{тр}} = \frac{641,6}{1900 \cdot 1,1} = 0,31. \quad (4.13)$$

Приймаємо за нормами ПУЕ $N_{\text{тр}} = 3$ чол., $N_{\text{обс}} = 2$ чол.

4.2.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Фонд прямої заробітної плати:

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

$$\Phi_e = N_{\text{обс}} \cdot \beta_n \cdot t_{\text{ге}} \cdot \Phi_d, \quad (4.14)$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{\text{ге}} = ((K3 + K4) / 2) \cdot C_1, \quad (4.15)$$

де $K3, K4$ – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, [5];

C_1 – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду, визначається за формулою:

$$C_1 = \frac{Z_{\text{min}} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H}, \quad (4.16)$$

$$C_1 = 8000 \cdot 1 / 176 = 45,45 \text{ (грн./год.)}$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{\text{ге}} = ((1,18 + 1,27) / 2) \cdot 45,45 = 55,682 \text{ (грн./год.)}, \quad (4.17)$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 3 \cdot 0,9 \cdot 55,682 \cdot 1900 = 285647,727 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.18)$$

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

$$\Phi_p = T_{\text{пр}} \cdot t_{\text{гр}}, \quad (4.19)$$

$$t_{\text{гр}} = (K4 + K5) / 2 \cdot C_1, \quad (4.20)$$

де $K4, K5$ – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, [5].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

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

$$\Phi_p = 641,6 \cdot 59,77 = 38350,18 \text{ (грн./рік)}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$\Phi_o = \Phi(1+0.05+0.01+\alpha), \text{ (грн./рік)}, \quad (4.21)$$

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:

$$\Phi_{oe} = 285647,73 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 359916,14 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.22)$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 38350,18 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 413903,56 \text{ (грн./рік)}. \quad (4.23)$$

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:

$$\Phi_{од} = \Phi_o \cdot 1,15, \quad (4.24)$$

$$\Phi_{оед} = 359916,14 \cdot 1,15 = 413903,56 \text{ (грн./рік)},$$

$$\Phi_{орд} = 50238,74 \cdot 1,15 = 57774,55 \text{ (грн./рік)}.$$

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

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

$$C_{зп} = \Phi_{об} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{п} + \beta_{з} + \beta_{с}}{100} \right), \quad (4.25)$$

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

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

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

Розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{зпе} = 413903,56 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100} \right) = 562908,84 \text{ (грн./рік)},$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{зпр} = 57774,55 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100} \right) = 78573,39 \text{ (грн./рік)}.$$

4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Необхідні для розрахунку дані заносимо до таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – 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	2500	10000	1000	1600	2500	10000
Силові трансформатори		1000	1600	2500	10000	1000	1600	2500	10000
Сталь сортова, кг	7,5	6	7	7	10	44,95	52,44	52,44	74,91
Провід установлюваний, м	3,1	0,5	0,5	0,5	0,5	1,55	1,55	1,55	1,55
Мідь-алюміній (гола), кг	69,8	62	73	73	79	4324,5	5091,75	5091,75	5510,25
Картон електроізоляційний, кг	33,6	1,4	1,6	1,6	1,7	47,08	53,81	53,81	57,17
Лакотканина (ширина 700мм), м	93,3	0,2	0,21	0,21	0,3	18,65	19,59	19,59	27,98
Кабельний папір, кг	27,5	0,6	0,6	0,6	0,6	16,5	16,5	16,5	16,5
Стрічка кіперна, кг	336,3	40	41	41	42	13452	13788,3	13788,3	14124,6
Стрічка тафтяна, кг	249,8	18	24	24	28	4497,12	5996,16	5996,16	6995,52
Стрічка азбестова, м	7,4	0,05	0,08	0,08	0,09	0,37	0,59	0,59	0,66
Лаки ізоляційні, кг	40,2	1,5	1,6	1,6	1,8	60,35	64,37	64,37	72,41
Емалі ґрунтові, кг	44,1	2,5	3,1	3,1	3,2	110,33	136,8	136,8	141,22
Масло трансформаторне, кг	13,6	0,58	1,2	1,2	1,3	7,91	16,36	16,36	17,73

Бензин, кг	6,9	0,7	0,9	0,9	1	4,84	6,23	6,23	6,92
Розчинники кг	19,5	0,8	1	1	1,2	15,6	19,5	19,5	23,4
Маслостійка гума, кг	50	0,4	0,5	0,5	0,6	20	25,01	25,01	30,01
Гума профільна, кг	50	0,13	0,09	0,09	0,09	6,5	4,5	4,5	4,5
Припій олов'яно-свинцевий, кг	476,1	0,02	0,02	0,02	-	9,52	9,52	9,52	-
Припій мідно-фосфорний, кг	88,5	0,03	0,03	0,03	-	2,66	2,66	2,66	-
Електроди, кг	16,4	0,15	0,2	0,2	0,3	2,47	3,29	3,29	4,93
Засоби кріплення, кг	20,9	2	2,5	2,5	3	41,88	52,35	52,35	62,82
Дріт кручений,	2,7	0,3	0,3	0,3	0,37	0,82	0,82	0,82	1,01
Матеріали обтиску, кг	27,3	0,4	0,5	0,5	0,5	10,91	13,64	13,64	13,64
Разом:						22696	25376	25376	27188
Кабельні лінії									
Сталь сортова, кг	7,5	2				15			
Електроди, кг	16,5	0,1				1,6			
Разом:						16,6			

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_m = 0,01 \cdot \left(\sum_{i=1}^n C_{oi} \cdot T_i + L \cdot C_{л0} \right), \quad (4.26)$$

де C_{oi} – 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.

Отже, вартість матеріалів на ремонт: $C_{мпр} = 107195,4$ (грн/рік);

і вартість матеріалів на технічне обслуговування: $C_{мто} = 1266789$ (грн / рік).

Отже, можна розрахувати:

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

$$C_{обс} = C_{зпе} + C_{мто}, \quad (4.27)$$

$$C_{обс} = 562908,84 + 1266788,92 = 1829697,76 \text{ (грн/рік);}$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

$$C_{пр} = C_{зпр} + C_{мпр}, \quad (4.28)$$

$$C_{\text{пр}} = 78573,39 + 107195,4 = 185768,78 \text{ (грн/рік)}.$$

4.2.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K, \quad (4.29)$$

де a – норма амортизації, %

K – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 5514479,75 = 330868,785 \text{ (грн/рік)}.$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат є інші витрати:

$$C_{\text{іп}} = \beta_{\text{іп}}(C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a); \quad (4.30)$$

де $\beta_{\text{іп}}$ - коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

$$C_{\text{іп}} = 0,25 \cdot (1829697,76 + 185768,78 + 330868,785) = 586583,83 \text{ (грн/рік)}.$$

4.3. Розрахунок собівартості електроенергії

4.3.1 Розрахунок річного споживання і витрат 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:

$$E_{\text{аі}} = P_p \cdot T_{\text{мі}}, = K_{\text{п}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot T_{\text{мі}}, \quad (4.31)$$

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для Прохідної:

$$E_{\text{аі}} = 439,175 \cdot 4000 = 1756700,16 \text{ кВт год./ рік .}$$

Аналогічно визначаємо річні витрати активної електроенергії для інших цехів.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot n \cdot I_{\text{м}}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (4.32)$$

де I_m – максимальний струм у лінії, А;

τ – час максимальних втрат, год./рік.

R – активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом;

$$R = r_0 \cdot L ; \quad (4.33)$$

де r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км (див. табл. 10.25 [2]),

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження:

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ (год)}, \quad (4.34)$$

Проведені розрахунки дозволили отримати значення сумарних річних витрат активної електроенергії по комбінату $E_a = 32126472$ кВт·год./рік.

Для лінії ГПП –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ГПП до ТП1:

$$R = 0,055 \cdot 0,32 = 0,018 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot 2 \cdot 73,57^2 \cdot 0,018 \cdot 3410,9 \cdot 10^{-3} = 1949,5 \text{ (кВт·год./рік).}$$

Аналогічно виконуємо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до таблиця 4.10.

Таблиця 4.10 – Втрати електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	L, км	I_m , А	R, Ом	τ , год./рік	$R_{\text{пит}}$, Ом/км	$\Delta E_{\text{л}}$, кВт·год.
ГПП-ТП-1	ААБ-10 (3x35)	2	0,055	73,57	0,018	3410,93	0,32	1949,45
ГПП -ТП-2	ААБ-10 (3x35)	2	0,005	78,24	0,002	3410,93	0,32	200,462
ГПП -ТП-3	ААБ-10 (3x35)	2	0,170	64,11	0,054	3410,93	0,32	4575,44
ГПП -ТП-4	ААБ-10 (3x95)	2	0,170	49,88	0,054	3410,93	0,12	2770,37
Разом								9495,7

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

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.36)$$

де n - кількість трансформаторів;

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

Відповідно втрати енергії в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 2,7 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 18 \cdot \left(\frac{2548,463}{1600} \right)^2 \cdot 3410,9 = 126937,09 \text{ (кВт·год/рік)}.$$

Для інших ТП проводимо аналогічні розрахунки і їх результати зводимо у табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип	шт	ΔP_x , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	S_p , кВА	S_H , кВА	ΔE_T , кВт*год./рік
ЦТП-1	ТМ-1000	2	2,8	18	680,24	1000	126937,09
ЦТП-2	ТМ-1000	2	2,8	18	1274,72	1000	137149,67
ЦТП-3	ТМ-1000	2	2,8	18	1006,57	1000	108193,98
ЦТП-4	ТМ-1000	2	2,8	18	1172,22	1000	84863,28
разом							457144,02

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

$$E = E_a + \Delta E_{дл} + \Delta E_T; \quad (4.37)$$

$$E = 32126472 + 9495,75 + 457144,02 = 32593111,74 \text{ (кВт·год./рік)}.$$

Оплата за спожиту електроенергію на напрузі 35 кВ:

$$П_1 = 5,195 \cdot 32593111,74 = 169321215,49 \text{ (грн.)}; \quad (4.38)$$

4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії

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

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (4.39)$$

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.

Отже, загальні (сумарні) витрати підприємства на електроенергію за рік будуть складати, тис. грн./рік:

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_{\text{п}}, \quad (4.40)$$

де Π – оплата за спожиту електроенергію;

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

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

$$C_{\text{п}} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a + C_{\text{ір}}, \quad (4.41)$$

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;

$$C_{\text{п}} = 1829697,76 + 185768,78 + 330868,785 + 586583,83 = 2932919,16 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 169321215,5 + 2932919,16 = 172254134,65 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{172254134,65 \cdot 100}{32126472,0} = 536,18 \text{ (коп./кВт}\cdot\text{год.)}.$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.12.

Таблиця 4.12 – Результати розрахунків

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	Е _а	32126472	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	Е	32593111,74	кВт·год.
Плата за електроенергію	П ₁	169321215,5	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.енергії	С _п	2932919,16	грн.
Сумарні витрати під-ва	С _{сум}	172254134,65	грн.
Собівартість ел.енергії	S	536,18	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 536,18 коп/кВт·год.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випускній кваліфікаційній роботі розробляються заходи підвищення ефективності СЕП Вінницького олійножирового комбінату.

На оперативний персонал, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори за ГОСТ 12.0.003-74 [17]:

фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- нестача природного освітлення;
- небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якого може відбутися через тіло людини;

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;

психофізіологічні:

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

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

5.1.1 Електробезпека

Живлення силового обладнання та системи освітлення диспетчерського приміщення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В) [29].

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з можливістю одночасного дотику до металевих корпусів

електрообладнання та механізмів, що мають зв'язок з землею. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

- розміщувати неізольовані струмовідні 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.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту [19]. 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 калози; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

5.1.2 Технічні рішення з безпечного обслуговування електрообладнання

При виконанні персоналом ОВБ робіт, пов'язаних із доторканням до струмоведучих частин електрообладнання, необхідно на його пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ" [28].

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх затискачах або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами. В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізолюваним проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає розпорядження.

Підготовка робочих місць і допуск до проведення робіт можуть провадитись тільки з дозволу оперативних працівників, а на підприємствах, де таких працівників немає, - з дозволу особи, яка видала наряд чи розпорядження за узгодженням з особою, відповідальною за електрогосподарство [30].

Забороняється змінювати передбачені нарядом (розпорядженням) заходи по підготовці робочих місць. В разі виникнення сумніву в достатності і правильності заходів з підготовки робочого місця і можливості безпечного виконання роботи, ця підготовка має бути припинена.

Підготовку робочих місць, як правило, виконують два працівники, які мають право на оперативні перемикання в даній електроустановці. Дозволяється виконувати підготовку робочого місця керівнику робіт з одним із членів бригади,

якщо вони мають права на оперативні перемикання в даній електроустановці. Підготовку робочого місця може виконувати один працівник, крім встановлення переносних заземлень в електроустановках понад 1000 В і виконання перемикань, що здійснюються на двох і більше приєднаннях в електроустановках понад 1000 В, що не мають діючих пристроїв блокування роз'єднувачів від неправильних дій [28].

Допускач разом з керівником робіт повинні перевірити виконання технічних заходів по підготовці робочого місця. Якщо керівник робіт суміщає обов'язки допускача, то таку перевірку він виконує з одним із членів бригади, який має групу III. Допуск до роботи за нарядами та розпорядженнями слід провадити безпосередньо на робочому місці. Допуск провадиться після перевірки технічних заходів з підготовки робочого місця.

В цьому разі допускач має:

- перевірити, чи відповідає склад бригади зазначеному у наряді або розпорядженні, та наявність у членів бригади посвідчень про перевірку знань;

- провести інструктаж: ознайомити бригаду зі змістом наряду, розпорядження; зазначити межі робочого місця і підходи до нього; показати найближче до робочого місця устаткування та струмопровідні частини приєднань, що ремонтуються, та суміжних, до яких забороняється наближатися незалежно від того, перебувають вони під напругою чи ні;

- довести бригаді, що напруга відсутня, показом встановлених заземлень та перевіркою відсутності напруги, якщо заземлення не видно з робочого місця, а в електроустановках 35 кВ і нижче (де дозволяє конструктивне виконання) з наступним дотиком рукою до струмовідних частин, після перевірки відсутності напруги.

Після інструктажу допускача бригаду повинен проінструктувати керівник робіт щодо безпечного виконання робіт, використання інструменту, пристосувань, механізмів і вантажопідіймальних машин.

Без проведення інструктажу допуск бригади забороняється. Проведення інструктажу і допуску оформляються підписами допускача і керівника робіт (наглядача) в таблиці 3 наряду із зазначенням дати і часу. Допуск оформлюється в

обох примірників наряду, з яких один залишається у керівника робіт (наглядача), а другий – у допускача. Коли керівник робіт суміщає обов'язки допускача, допуск оформлюють в одному примірнику наряду. Під час роботи за розпорядженням час допуску реєструють в журналі обліку робіт за нарядами і розпорядженнями.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [31] встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

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

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	17-29	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		15-24	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

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

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче оптимальної температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше їм.

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

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожуючими конструкціями виробничих приміщень, що мають висоту 2 м над рівнем підлоги або площини, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [32].

Таблиця 5.2 - Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб.м		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню від нього. Тому необхідно здійснювати наступні заходи:

- очищувати пил якнайчастіше.
- щодня протирати гарячі поверхні.

Планувати прибирання так щоб вони приходилось на час, коли устаткування виключене, як, наприклад, у другу половину дня п'ятниці або на вихідні.

5.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення. В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на: - природне освітлення - освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройми в зовнішніх

огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО (e_n) [33]. КПО - відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

КЕО при природному та суміщеному освітленню.

Характеристика зорової роботи при виконанні - роботи високої точності;

Розряд - III;

Підрозряд зорової роботи - б;

Контраст об'єкту розпізнавання - середній;

Характеристика фону - темний;

Бокове КЕО, %:

- природне 2,0;

- суміщене 1,2.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО) [33]. Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна. Нормовані значення КЕО для будинків визначаються за формулою:

$$e_N = e_H + m_N. \quad (5.1)$$

де m_N - коефіцієнт світлового клімату, $m_N = 0,85$.

Природне $e_N = 2,0 \cdot 0,85 = 1,7\%$.

Сумісне $e_N = 1,2 \cdot 0,85 = 1,0\%$.

Штучне освітлення. Штучне освітлення використовується двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення - освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення - додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве [34]. Місцеве освітлення -

освітлення, яке створюється світильниками, які концентрують світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Штучне освітлення, лк: загальне - 300 лк; комбіноване – 1000 лк.

Для забезпечення нормативного значення e_{min} передбачено:

5.2.4 Виробничий шум

Рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі [35]:

$$L = 10\lg(I/I_0) = 10\lg(p/p_0) = 10\lg(U/U_0) \quad (5.2)$$

де L - рівень шуму, дБ;

P - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, $5 \cdot 10^{-8}$ м/с;

P_0 - нульове значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньо геометричною частотою 1000 Гц, прийняте рівним $2 \cdot 10^{-5}$ Па.

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. [36] Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки».

Таблиця 5.2- 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.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація» [35]

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.

5.2.5 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища [37], важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року.

Фізичні навантаження.

Робоча поза: Вільна зручна поза, можливість зміни пози (сидячи, стоячи) за бажанням працівника. Знаходження в позі стоячи до 40% часу зміни.

Сумарна маса вантажів, що переміщуються протягом кожної години зміни: з робочої поверхні (чоловіки): до 250.

Нахили корпусу (вимушені, більше 30), кількість за зміну: до 50.

Переміщення у просторі (переходи, обумовлені технологічним процесом протягом зміни), км.

По горизонталі: до 4;

По вертикалі: до 2.

Інтелектуальні навантаження: Відсутня необхідність прийняття рішення

Зміст роботи: Сприймання сигналів, але без потреби в корекції дій, Обробка та виконання завдання, Робота за індивідуальним планом.

Сенсорні навантаження:

Тривалість зосередженого спостереження (в % від часу зміни) до 25;

Щільність сигналів (світлових, звукових) та повідомлень в середньому за годину роботи до 75;

Кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження до 5;

Навантаження на зоровий аналізатор (Спостереження за екранами відеотерміналів (годин на зміну) до 2;

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) Розбірливість слів та сигналів від 100% до 90%;

Навантаження на голосовий апарат (сумарна кількість годин, що наговорюються протягом тижня) до 16.

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності. Значущість помилки – Несе відповідальність за виконання окремих елементів завдання. Вимагає додаткових зусиль в роботі з боку працівника;

Ступінь ризику для власного життя – Виключений ;

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – Виключений.

Монотонність навантажень:

Кількість елементів (прийомів), необхідних для реалізації простого завдання або в операціях, які повторюються багаторазово більше 10;

Тривалість виконання простих виробничих завдань чи операцій, що повторюються (сек.) більше 100;

Монотонність виробничої обстановки (час пасивного спостереження за технологічним процесом в % від часу зміни) менше 75.

Режим праці:

Фактична тривалість робочого дня (год.) 6–7;

Змінність роботи Однозмінна робота (без нічної зміни);

Наявність регламентованих перерв та їх тривалість Перерви регламентовані, достатньої тривалості 7% і більше часу зміни.

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи СЕП Вінницького олійножирового комбінату в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі системи електропостачання мають свої слабкі ланки до і є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. СЕП є особливо уразливі через велику територію та безліч елементів можливого впливу НС. Електропостачання багатьох об'єктів є стратегічним елементом, тому і важливим є питання забезпечення високої стійкості роботи систем електропостачання, особливо заводів воєнного призначення [30].

Вплив радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища тощо. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем електропостачання. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і вигорання обмоток чи загорання трансформаторів.

Після опромінення системи електропостачання в елементах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробую і опір витоку, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Особливо велику загрозу для систем управління СЕП має вплив електромагнітного імпульсу, який може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також внести серйозні порушення в роботу цифрових і контрольних пристроїв. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання [30]. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж на підприємстві та вибухів. Ці вторинні фактори надто небезпечні при виникненні на воєнному заводі. Саме тому є необхідність запобіганню дії цього фактору на електричне та електронне обладнання СЕП.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії іонізуючих випромінювань

Для визначення граничного значення дози опромінення $D_{грi}$, для елементів системи, при яких виникають незворотні зміни [30]. Отримані дані заносимо в таблицю 5.6.

Таблиця 5.6 – Граничні значення експозиційних доз елементів СЕП

№ п/п	Системи	Блок	Елементи РЕА	$D_{грi}, P$	$D_{гр}, P$
1	Пульт Керування	Блок живлення $U_{ж} = 12(B)$	Транзистор IRF7640	10^3	10^3
			Конденсатор E5R101M12B	10^7	
			Діод SMBJ12CA	10^4	
2	Система збору і Обробки даних	Блок пам'яті $U_{ж} = 12(B)$	Мікросхема REF5025CA	10^4	
			Мікросхема LM27313XMF	10^3	
			Транзистор IRFB3207Z	10^5	
3	Система аварійного вимикання	Блок захисту $U_{ж} = 9(B)$	Діод DALC208SC6	10^6	
			Транзистор IRLML6401TRPBF	10^4	
			Фотоелемент DIR10	10^4	

Проаналізувавши дані таблиці 5.6, визначили, що самим уразливими елементами системи електропостачання з мінімальною дозою $D_{епi} = 10^3 P$ є такі мікросхеми та діоди. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_M = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_{п}})}{K_{осл}}, \quad (5.4)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 5,22 P/\text{год}$);

t_k – час кінця опромінення ($t_k = 131400$ год (5 років));

$t_{п}$ – час початку опромінення ($t_{п} = 1$ год).

$K_{осл}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{осл} = 1$).

$$D_M = \frac{2 \cdot 5,22 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{1} = 3773,97 (P).$$

Оскільки $D_{грi} > D_M$, то дана система електропостачання може вважатися

стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \frac{D_{гр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{I}}{2 \cdot P_1}, \quad (5.5)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 5,22 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,22} = 958,85 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $D_m = 3773,97 \text{ Р}$, а допустима - 10^4 Р . Отже, система електропостачання є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 958,85 год. при рівні радіації 5,22 Р/год, це більше ніж час морального елементів СЕП.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії електромагнітного імпульсу

Початкові дані: $E_B = 10,33 \text{ кВ/м}$. $U_{ж} = 220\text{В}$; 5В .

Оцінка стійкості роботи системи електропостачання ведеться в послідовності:

1. Визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля

$$E_{Г} = 10^{-3} \cdot E_B = 10^{-3} \cdot 10,33 \cdot 10^3 = 10,33 \text{ (В/м)};$$

2. Система електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів розподіляється на окремі функціональні вузли, зокрема: система живлення, мікропроцесорний блок [30].

На кожній ділянці визначається максимальна довжина вертикальної і горизонтальної струмопровідної частини l_B і $l_{Г}$

На ділянці системи живлення максимальна довжина вертикальної і горизонтальної струмопровідної частини $l_{B,ж} = 0,13 \text{ м}$, $l_{Г,ж} = 0,11 \text{ м}$. На ділянці мікропроцесорного блоку $l_{B,м} = 0,017 \text{ м}$, $l_{Г,м} = 0,021 \text{ м}$.

3. Для кожної ділянці визначаються напруги у струмопровідних частинах.

На ділянці системи живлення:

$$U_{B,ж} = E_{Г} \cdot l_{B,ж} = 10,33 \cdot 0,13 = 1,343 \text{ (В)};$$

$$U_{Г.Ж} = E_B \cdot I_{Г.Ж} = 10,33 \cdot 10^3 \cdot 0,11 = 1136,3 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{В.М} = E_{Г} \cdot I_{В.М} = 10,33 \cdot 0,017 = 0,176 \text{ (В)};$$

$$U_{Г.М} = E_B \cdot I_{Г.М} = 10,33 \cdot 10^3 \cdot 0,021 = 216,9 \text{ (В)}.$$

На ділянці системи живлення:

$$U_{В.Ж} = E_{Г} \cdot I_{В.Ж} = 10,33 \cdot 0,13 = 1,34 \text{ (В)};$$

$$U_{Г.Ж} = E_B \cdot I_{Г.Ж} = 10,33 \cdot 10^3 \cdot 0,11 = 1136,3 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{В.М} = E_{Г} \cdot I_{В.М} = 10,33 \cdot 0,017 = 0,176 \text{ (В)};$$

$$U_{Г.М} = E_B \cdot I_{Г.М} = 10,33 \cdot 10^3 \cdot 0,021 = 216,9 \text{ (В)}.$$

4. Визначається допустиме коливання напруги живлення

$$U_{Д} = U_{Ж} + \frac{U_{Ж} \cdot N}{100} \text{ (В)},$$

На ділянці системи живлення:

$$U_{ДЖ} = U_{Ж} + \frac{U_{Ж} \cdot N}{100} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{ДМ} = U_{М} + \frac{U_{М} \cdot N}{100} = 5 + \frac{5}{100} \cdot 5 = 5,2 \text{ (В)}.$$

5. Визначаються коефіцієнти безпеки

$$K_{БВ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{Д}}{U_{В}}, \quad K_{БГ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{Д}}{U_{Г}}.$$

Для ділянки живлення

$$K_{БВЖ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДЖ}}{U_{ВЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1,08} = 46,63 \geq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{БГЖ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДЖ}}{U_{ГЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1760} = -17,63 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

Для ділянки мікропроцесорного блоку

$$K_{БВМ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДМ}}{U_{ВМ}} = 20 \cdot \lg \frac{5,2}{0,272} = 33,31 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

$$K_{БГМ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДМ}}{U_{ГМ}} = 20 \cdot \lg \frac{5,2}{336} = -28,6 \leq 40 \text{ (дБ)};$$

6. Результати розрахунків заносимо в таблицю 5.7.

Таблиця 5.7 Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки елементів СЕП

Дільниця СЕП	$U_d, В$	$E_B, В/м$	$E_G, В/м$	$U_B, В$	$U_G, В$	$K_{БВ}, дБ$	$K_{БГ}, дБ$
Блок живлення	231	10330	10,33	1,08	1760	46,63	-17,63
Мікропроцесорний блок	5,2	10330	10,33	0,272	336	33,31	-28,6

7. Дані таблиці аналізуємо і робимо висновки.

Коефіцієнти безпеки менше 40 дБ, тому дільниці вважаються нестійкими і необхідно застосовувати екранування.

5.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи системи електропостачання житлового мікрорайону міста Немирів в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначається перехідне гасіння енергії електричного поля екраном (А, дБ). Для сталевого екрану визначається за допомогою формули [30]:

$$A = 5,2 \cdot t \cdot \sqrt{f}, (\text{дБ});$$

де t - товщина стінки екрану, см;

f – частота $f=15000$ Гц.

Для дільниці живлення

$$A_{ГЖ}=40-(-17,63)=47,63 (\text{дБ});$$

$$t = \frac{A_{ГЖ}}{5,2\sqrt{f}} = \frac{47,63}{5,2\sqrt{15000}} = 0,074 (\text{см}).$$

Для дільниці мікропроцесорного блоку

$$A_{ГМ}=40-(-28,6)=68,6 (\text{дБ});$$

$$t = \frac{A_{ГЖ}}{5,2\sqrt{f}} = \frac{68,6}{5,2\sqrt{15000}} = 0,11 (\text{см}).$$

В умовах дії електромагнітного імпульсу коефіцієнт безпеки СЕП для вертикальних струмопровідних частин дільниці живлення системи був більший за 40 дБ, в цьому випадку СЕП стійка. Для горизонтальних струмопровідних частин

коефіцієнт безпеки був менший за 40 дБ. Після застосування сталевих екранів коефіцієнт безпеки став не менше 40 дБ, а тому система електропостачання є стійкою до ЕМІ і може працювати без суттєвих збоїв.

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку курування з використанням екрану товщиною 0,140 см зі сталі, система керування буде стійкою в умовах дії електромагнітного випромінювання, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 0,102 см, силові елементи будуть стійкими в умовах дії електромагнітного випромінювання.

Отже, після проведених розрахунків визначено, що робота системи електропостачання при заданому рівні радіації 5,22 Р/год буде досить стійка. До дії ЕМІ система керування виявилась нестійкою. Застосування екранування блоків СЕП суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів система буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 10,33 кВ/м. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади, які б вимикали радіотехнічні схеми на період впливу ЕМІ.

Висновки: 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 на підприємстві.

З'ясувалося, що об'єкт нестійкий до дії іонізуючих випромінювань. Для підвищення стійкості роботи ОГД розробляється режим радіаційного захисту персоналу, а саме використовується робота скороченими змінами. РЕА, що використовується на ОГД, є стійкими до дії іонізуючих випромінювань.

РЕА нестійка до дії ЕМІ. Тому для підвищення стійкості об'єкту доцільно розмістити плати РЕА у вертикальній площині, та використати захисне екранування.

ВИСНОВКИ

Результатом виконання магістерської кваліфікаційної роботи є розробка оновлених питань з підвищення ефективності електропостачання Вінницького олійножирового комбінату.

Вирішення проблеми підвищення ефективності електропостачання відбулося за рахунок впровадження сучасних технологій проектування з використанням математичного моделювання та елементів системи автоматизованого проектування. Практично всі розділи мають індивідуально-оригінальне наповнення електронних таблиць Excel, що покладені в основу САПР. Також використанні особливі можливості Excel, які дозволяють вирішувати задачі електропостачання представлені у вигляді адекватних математичних моделей. Для цих моделей в магістерській кваліфікаційній роботі запропоновані ефективні критерії оптимальності та обмеження, які повністю описують стан системи електропостачання.

Отримані рішення представляють інтерес для широкого використання при проектуванні сучасних систем електропостачання підприємств харчової промисловості. Це підтверджено відповідними рішеннями, вибором сучасного електротехнічного обладнання, матеріалів та запропонованою оптимальною внутрішньою схемою розподільчої мережі 10 кВ.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено розрахунки надійності обраної системи електропостачання та її елементів, які підтвердили ефективність схеми та свідчать про безперебійне живлення споживачів технологічного процесу олійножирового комбінату.

Для забезпечення безперебійного електропостачання в роботі пропонується використання кабельної продукції з зшитого поліетилену, якими виконано живлення від енергетичної системи на напрузі 110 кВ.

З метою покращення комерційного обліку, контролю та зниженню її витрат в роботі впроваджено автоматизована система обліку електричної енергії, яка стикується з АРМ «Вінницяобленерго» по лініях зв'язку різного типу. Така система

дозволяє значно підвищити ефективність електропостачання та забезпечити постійний контроль і аналіз в режимі реального часу за процесами споживання електроенергії. Для системи АСКОЕ розроблені стислі рекомендації для обслуговуючого персоналу, наведені основні вимоги по експлуатації, рекомендовані типи лічильників, обрані місця їх встановлення та запропонованні деякі форми звітності.

В магістерській роботі розглянуті питання техніко-економічного аналізу системи електропостачання олійножирового комбінату, визначенні та наведенні основні показники економічної ефективності, що підкреслюють ефективність створеної системи живлення споживачів. Серед показників представленні величини собівартості електроенергії, капіталовкладення в СЕП та ін..

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання). – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2017, 617 с.
2. Бурбело, М. Й. Спеціальні питання електропостачання: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2024. – 89 с.
3. Бурбело М.Й. «Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків» Вінниця: ВНТУ, 2005р
4. ДСТУ 3463-96: 1999. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів. [Чинний від 01.01.1999]. Київ, 1999. 204 с. (Інформація та документація).
5. Чорний О.П. Моделювання електромеханічних систем: навчальний посібник / О. П. Чорний, А. В. Луговой, Д. Й. Родькін, Г. Ю. Сисюк, А. В. Садовий – Кременчук, 2001. – 376 с.
6. Удосконалення пристроїв компенсації реактивної потужності та методів управління ними: автор. дис. . кандидата технічних наук: 05.09.03 "Електротехнічні комплекси та системи" (технічні науки) / О.С. Савенко ; Національний університет біоресурсів і природокористування. - Київ, 2021. - 217 с.
7. Реактивна потужність в електричних мережах : монографія / І.В. Жежеленко, Г.Г. Півняк, Г.Г. Трофімов, Ю.А. Папаїка ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. Ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2020. – 72 с.
8. Півняк Г. Г., Жежеленко І. В., Папаїка Ю. А. Енергетична ефективність систем електропостачання : монографія. Дніпро : НТУ «Дніпровська політехніка», 2018. 148 с.
9. Тарифи ПАТ "Вінницяобленерго" : веб-сайт. URL: <http://www.voe.com.ua/consumers/individuals/fees> (дата звернення: 15.05.2021).

10. СОУ НЕК 03.120.4-14:2021 Норми якості електричної енергії в магістральних та міждержавних електричних мережах НЕК Укренерго. [Чинний від 03.02.2021]. Науково-технічний центр електроенергетики «НЕК «Укренерго», 2021. 316 с. (Інформація та документація).

11. 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).

12. Ягуп В. Г., Ягуп К. В. Моделювання та оптимізація режимів систем енергопостачання та електроспоживання : навч. посібник. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. 183 с.

13. Кабельно-провідникова продукція [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://ibud.ua/ua/catalog/kabelno-provodnikovaya-produktsiya-1189>

14. Трансформатори силові [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099>

15. Інвертори для систем резервного та сонячного електропостачання [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.solbat.su/dopobr/inverters/>

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

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

18. ДБН А.3.2-2-2009. ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_a322_2009/1-1-0-945.

19. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до

захисних заходів від ураження струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

20. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок (Правила устройства электроустановок. Электрооборудование специальных установок). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

Додатки

Додаток А – Технічне завдання
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ” _____ 2025р.

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедри ЕСЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.
“ ” _____ 2025 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

«Підвищення ефективності системи електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат»

Науковий керівник:

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.

(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ-23м

Мельничук І.Л.

(підпис)

Вінниця 2025 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № 96 від 20.03.2025р.

Дата початку роботи 17.02.2025р.

Дата закінчення роботи 06.06.2025р.

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

а) мета: підвищити ефективність системи електропостачання Вінницького олійножирового комбінату.

б) призначення розробки: виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР: генплан підприємства; відомості про особливості технологічних процесів; відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Терешкевич Л.Б., Шулле Ю.А. Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Вінниця: ВНТУ, 2024 р.

3.2 Лисенко Г.Л., Буда А.Г., Обертюх Р.Р. Методичні вказівки до оформлення дипломних проектів (робіт) у Вінницькому національному технічному університеті. Вінниця: ВНТУ, 2006 р.

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

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

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для проектування	17.02.25	24.02.25
4.2 Проведення необхідних розрахунків	24.02.25	31.03.25
4.3 Розробка робочих креслень	31.03.25	19.05.25
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	19.05.25	6.06.25

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

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

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

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

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

ДОДАТОК Б – Вихідні дані для проектування

№	Найменування	Р _н , кВт
1	Екстракційний цех	450
2	Пресовий цех	540
3	Склад шпрота	45
4	Відсіювальний цех	150
5	Адміністративний корпус	16
6	Бензосховище	25
7	Котельня	700
8	Оліє зливна	170
9	Склад насіння	150
10	Електролізний цех	1500
11	Електроцех	110
12	Напорна флотація	120
13	Цех розфасовки олії «Вінізпак»	50
14	Механічна майстерня	175
15	Гараж	30
16	Ремонтно-будівельний цех	12
17	Градирні	60
18	Насосна станція	120
19	Другий підйом	150
20	Матеріальний склад	30
21	Склад	80
22	Їдальня	30
23	Гідрогенізаційний цех	1000
24	Миловарний цех	900
25	Вальцовочний цех	174
26	Лецитіновий цех	100

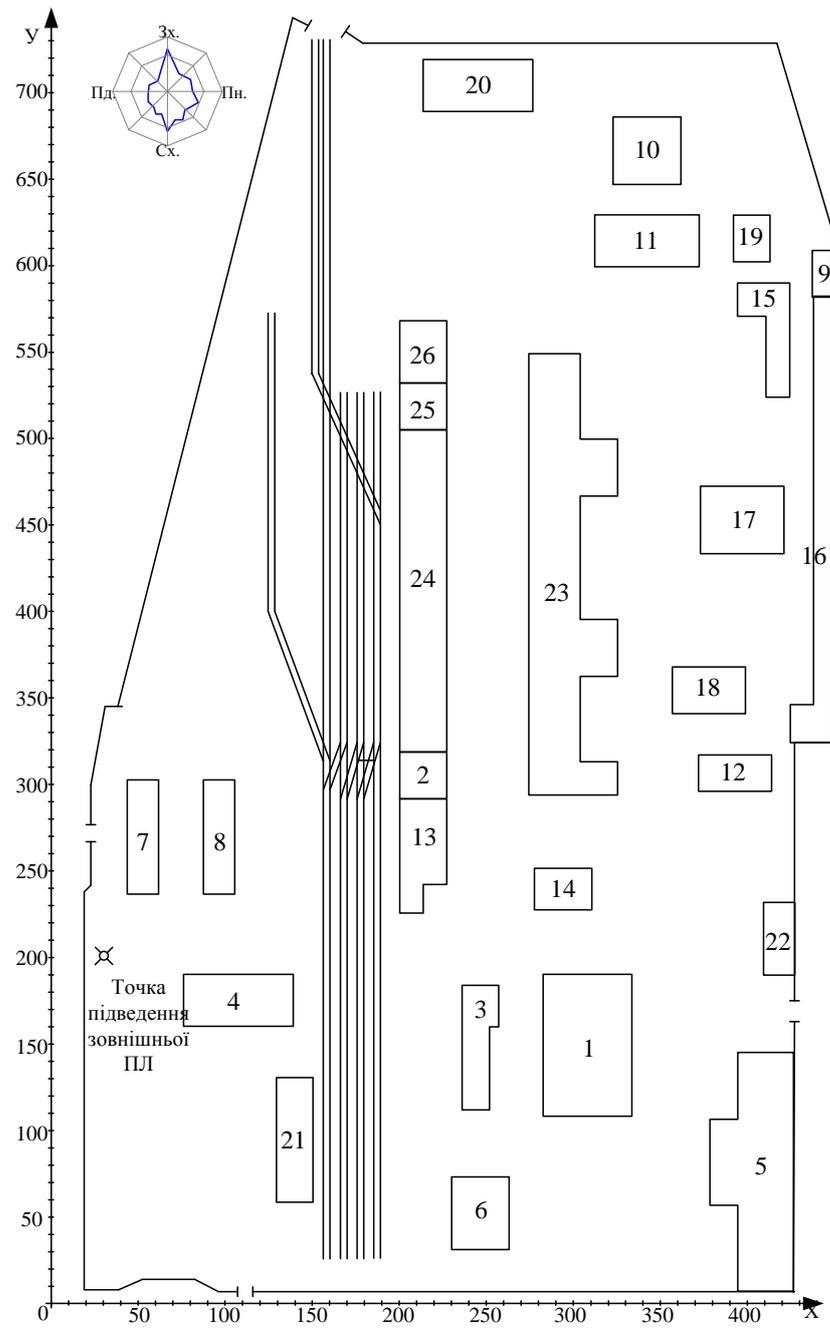


Рисунок Б.1 – Генеральний план Вінницького олійножирового комбінату

Додаток В – ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Назва роботи: «Підвищення ефективності системи електропостачання приватного акціонерного товариства «Вінницький олійножировий комбінат»

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

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

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism 7 %

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

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

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

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

Експертна комісія:

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

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

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

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник _____ Бурбело М.Й. _____
(підпис) (прізвище, ініціали, посада)

Здобувач _____ Мельничук І.Л. _____
(підпис) (прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Г – Ілюстративний матеріал

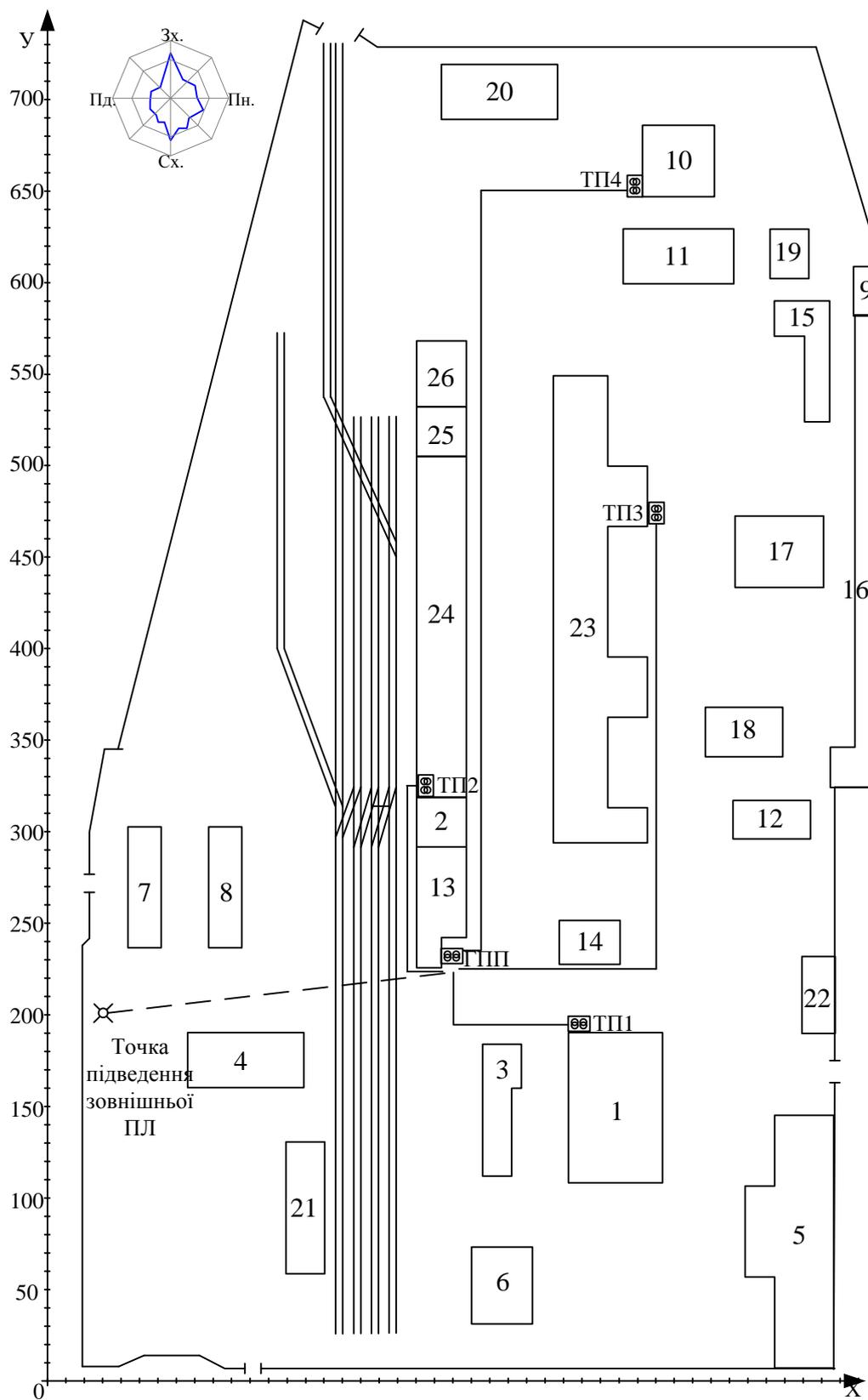


Рисунок Г1 – Генеральний план підприємства з мережею 10 кВ

ДОДАТОК Г – Ілюстративний матеріал (продовження)

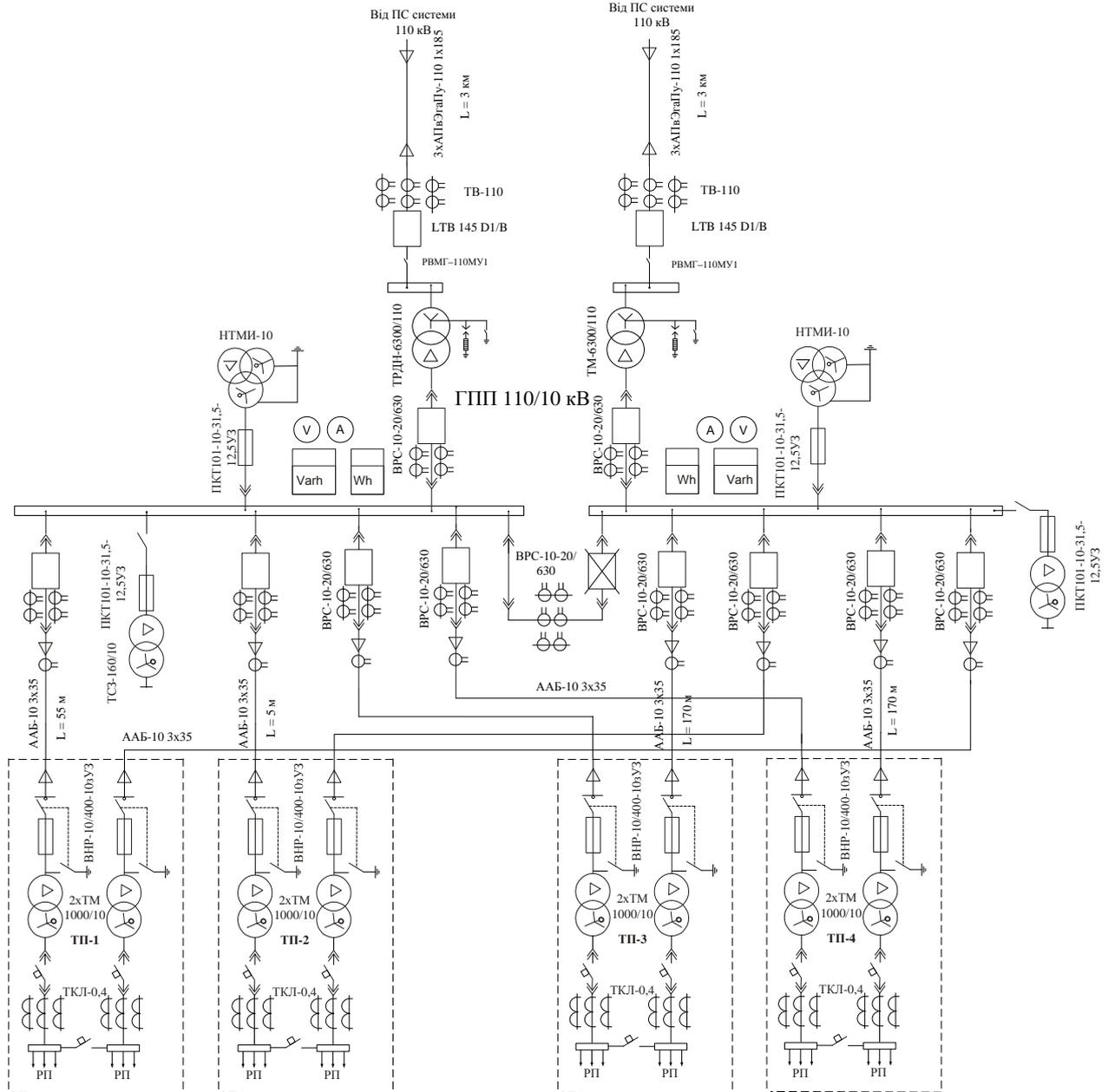


Рисунок Г2 – Однолінійна схема електропостачання

ДОДАТОК Г – Ілюстративний матеріал (продовження)

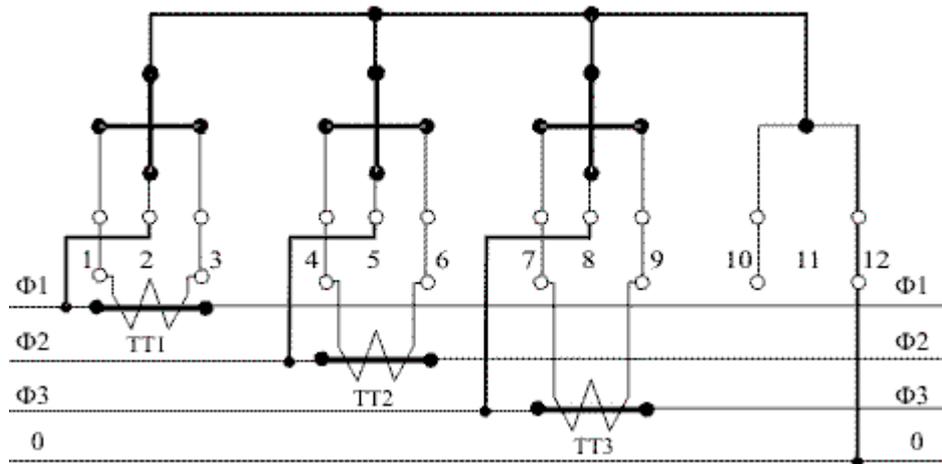


Рисунок Г.5 – Схеми підключення лічильників типу СТКЗ

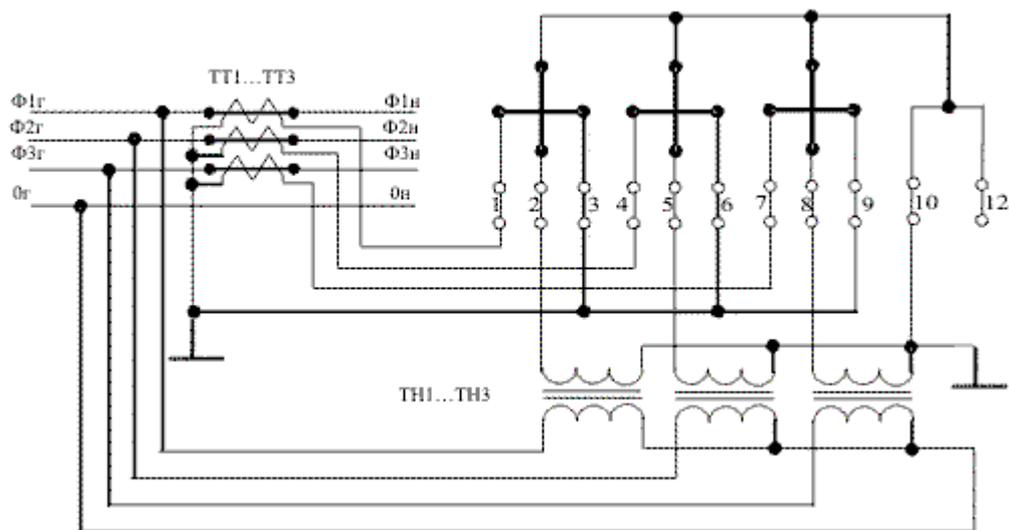


Рисунок Г.4 – Трансформаторне включення по напрузі і струму

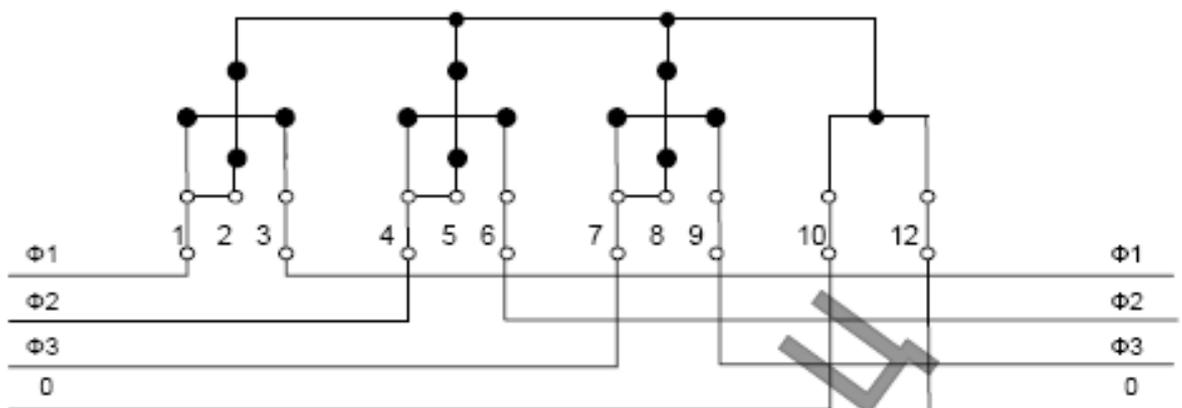


Рисунок Г.6 – Пряме включення лічильника по напрузі і струму

ДОДАТОК Г – Ілюстративний матеріал (продовження)

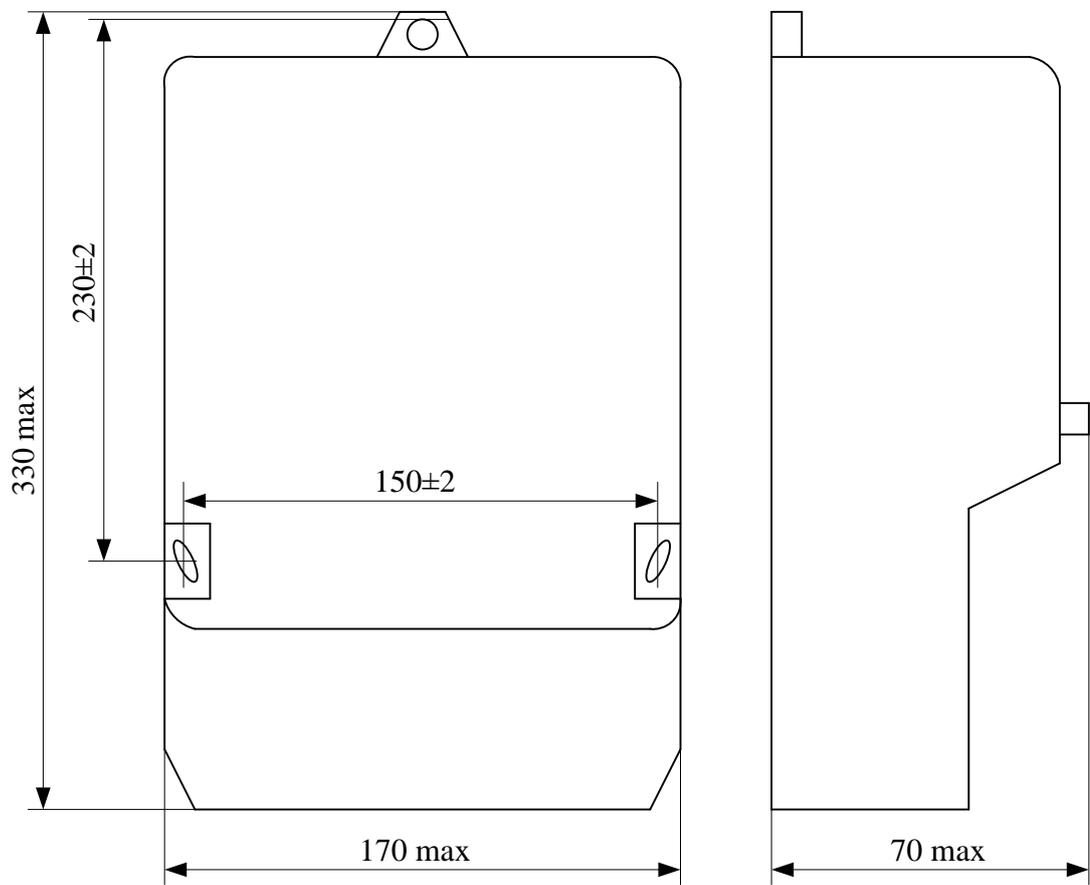


Рисунок Г.7 - Схема габаритних розмірів лічильника типу СТКЗ

ДОДАТОК Г – Ілюстративний матеріал (продовження)

Таблиця Г.1 - Специфікація технологічного обладнання, програмного забезпечення та матеріалів, які входять в АСКОЕ

№ п/п	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення	Кіл.
1.	Лічильник електричної енергії	СТКЗ	15
2.	Адаптер передачі даних	RS485/232	5
3.	GSM-модем	Cinterion	5
4.	Бокс монтажний	КДЕУ	5
5.	Кабель інформаційний, вита пара, одножильний, FTR, температурний діапазон: -40 +70 °С	FTP-5E	50