

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

Пояснювальна записка

до магістерської кваліфікаційної роботи

_____магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: «Дослідження режимів електропостачання підприємства
Приватного акціонерного товариства «Маяк», місто Вінниця

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ-19м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма – Електротехнічні
системи електроспоживання

Войтко С.К._____

(прізвище та ініціали)

Керівник к. т. н., доц., Войтюк Ю.П.

(прізвище та ініціали)

Рецензент_____

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2020 року

Вінницький національний технічний університет

Факультет Електроенергетики та електромеханіки

Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма – Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувачкафедри ЕСЕМ

проф. М. Й. Бурбело

“ ___ ” _____ 2020року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛАФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Войтку Станіславу Костянтиновичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Дослідження режимів електропостачання підприємства Приватного акціонерного товариства «Маяк», місто Вінниця

керівник роботи Войтюк Юрій Петрович, к.т.н., доц.

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

затвердені наказом вищого навчального закладу від “ ___ ” _____ 2020року

№ _____

2. Термін подання студентом роботи “ ___ ” _____ 2020 року

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

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

1 Загальні відомості про підприємство. 2 Оптимізація системи електропостачання підприємства шляхом математичного моделювання. 3 Режими електропостачання з

електрозабезпечення. 4 Економічна частина МКР.5 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

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

Генплан підприємства. Однолінійна схема електропостачання. План силової та освітлювальної мереж виробничого цеху. Розрахунково-монтажна таблиця.

Креслення з аналізу режимів електропостачання.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Економічна частина	Шулє Ю. А., к.т.н., доц., каф. ЕСЕЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., професор		
Нормоконтроль	Войтюк Ю.П., к.т.н., доц., каф. ЕСЕЕМ		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика підприємства та технологічного процесу		
2	Синтез зовнішньої СЕП		
3	Науково дослідна частина		
4	Економічна частина		
5	Охорона праці		
6	Графічна частина	1	

Студент _____
(підпис)

Войтко С.К.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Войтюк Ю.П.
(прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис)

(прізвище та ініціали)

УДК 621.311

АНОТАЦІЯ

Войтко С.К. Дослідження режимів електропостачання підприємства Приватного акціонерного товариства «Маяк», місто Вінниця. МКР. Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Вінниця : ВНТУ, ФЕЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2020. – 102 с.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуті питання щодо дослідження режимів електропостачання ПриПРАТного акціонерного товариства «Маяк».

Магістерська кваліфікаційна робота розроблена на основі реальної інформації, отриманої на підприємстві.

В роботі виконаний аналіз режимів електропостачання, що сприяє прийняттю оптимальних проектних рішень з якісного функціонування системи електропостачання підприємства .

Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: система електропостачання, режими електропостачання, надійність, компенсація реактивної потужності, електричні навантаження.

Рисунків - 27

Таблиць - 31

Бібліографій – 32

УДК 621.311

АННОТАЦИЯ

Войтко С.К. Исследование режимов электроснабжения предприятия Частного акционерного общества «Маяк», город Винница. МКР. Специальность 141 – Электроэнергетика, электротехника и электромеханика. – Винница : ВНТУ, ФЭЭЭМ, кафедра ЭСЭЭМ, 2020. – 102 с.

В магистерской квалификационной работе рассмотрены вопросы исследования режимов электроснабжения Частного акционерного общества «Маяк».

Магистерська квалификаційна робота розроблена на основі реальної інформації, отриманої на підприємстві

В роботі виконаний аналіз режимів електроживлення, що сприяло прийняттю оптимальних проектних рішень по якісному функціонуванню системи електроживлення підприємства.

Розглянуті питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: система електроживлення, режими електроживлення, надійність, компенсація реактивної потужності, електричні навантаження.

Рисунков – 27

Таблиц - 31

Бібліографія – 32

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 Загальні відомості про підприємство, характеристика технологічного процесу та приймачів електричної енергії.....	9
1.1 Загальні відомості про підприємство.....	9
1.2 Загальні відомості про джерело живлення та навантаження заводу.....	12
1.3 Відомості про електроспоживачів інструментального цеху та їх характеристика.....	14
2 СИНТЕЗ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА.....	17
2.1 Розрахунок силових та освітлювальних навантажень підприємства.....	17
2.2 Визначення кількості, потужності та місця розташування цехових ТП.....	20
2.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення.....	27
3 РОЗРАХУНОК ЦЕНТРА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА.....	30
4 ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ 10 КВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА.....	34
5. РЕЖИМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРАТ «МАЯК».....	36
5.1 Врахування надійності електропостачання при проектуванні електричних мереж.....	36
5.2 Пошкодження ліній та обладнання підстанції і тривалість ремонтів.....	40
5.3 Режими напруги в розподільчих заводських мережах.....	44
5.4. Відхилення і коливання напруги.....	45
5.4.1 Розрахунок відпайок ЦТП.....	50
5.5 Компенсація реактивної потужності.....	53
6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА МКР.....	58
6.1 Розрахунок капіталовкладень.....	58
6.2 Річні витрати і втрати електроенергії.....	60
6.3 Складання кошторису річних поточних витрат.....	65

6.3.1	Планування потреби в робочій силі.....	66
6.3.2	Розрахунок витрат по заробітній платі.....	70
6.3.3	Планування вартості матеріалів, що витрачаються.....	74
6.3.4	Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат.....	77
6.4	Калькуляція собівартості електроенергії.....	78
7.	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	80
	ВИСНОВКИ.....	99
	ВИКОРИСТАНА ЛІТЕРАТУРА.....	101
	ДОДАТКИ	103

Вступ

Актуальність теми. Якісне функціонування сучасних систем електропостачання в значній мірі залежить від оптимальних проектних рішень, в яких, окрім загально прийнятих задач, розглянуті питання режимів електропостачання, що можуть виникати в умовах експлуатації системи електропостачання підприємства. Саме з цього випливає актуальність магістерської кваліфікаційної роботи, в якій проаналізовані найпоширеніші режими роботи сучасних електропостачальних систем, та вказані шляхи їх удосконалення.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є аналіз та синтез сучасної системи електропостачання ПРАТ «Маяк», що базуються на прийнятті оптимальних проектних рішень з урахуванням вимог по надійності, рівням напруги, компенсації реактивної потужності. Умови надійності електропостачання, коливань напруги, втрат активної потужності від перетоків реактивної є основними показниками забезпечення технологічного процесу підприємства якісною електроенергією, (доля електроенергії в собівартості продукції досить суттєва), що робить кінцеву продукцію відповідною державним стандартам та конкурентно здатною.

Задачі магістерської кваліфікаційної роботи:

- синтезувати оптимальну схему електропостачання ПРАТ «Маяк», яка б задовольняла сучасним вимогам надійності, безперебійності та базувалась би на обладнанні за європейськими стандартами.

- проаналізувати найпоширеніші режими роботи системи електропостачання для підвищення її роботоспроможності в умовах сучасних вимог ринку електроенергії.

Об'єкт дослідження – система електропостачання ПРАТ «Маяк» та режими її роботи.

Предмет дослідження – є методи та засоби оптимальної побудови та експлуатації системи електропостачання.

Методи досліджень. У магістерській роботі використанні методи математичного програмування, теоретичних основ електротехніки, теорії ймовірності, матричної алгебри.

Наукова новизна. Удосконалено методи проектування системи електропостачання, що дозволили врахувати елементи надійності живлення підприємства, вибору його джерела з найменшими втратами напруги та активної потужності.

Практична цінність. Реалізована в магістерській кваліфікаційній роботі система електропостачання ПРАТ «Маяк», яка базується на останніх досягненнях проектної практики може бути впроваджена (при умові виконання її реконструкції) в діючу систему електропостачання підприємства. Це дасть можливість зменшити втрати активної потужності за рахунок компенсації реактивної потужності, обрати оптимальний режим напруги живлячих підстанцій та підвищити загальну надійність системи в цілому.

1 Загальні відомості про підприємство, характеристика технологічного процесу та приймачів електричної енергії

1.1 Загальні відомості про підприємство

ПРАТ «Маяк» підприємство, що знаходиться в м.Вінниця було створене в 70-х роках. Дане підприємство було одним із найбільших заводів нашого міста. ПРАТ «Маяк» розташований у мікрорайоні Вишенька і живиться від підстанції «Західна» 110/10 кВ Замостянського РЕМу «Вінницяобленерго». В такому випадку доцільно цехову розподільчу мережу будувати на основі встановлення ЦРП 10 кВ та заживити цехові споживачі по радіальній схемі.

Вінницький завод радіотехнічної апаратури (ВЗРТА) був створений на початку 70-х років 20 століття, а у 1994 р. перетворений у Приватне акціонерне товариство «Маяк». ВЗРТА був орієнтований на виробництво електронного обладнання (блоки живлення і т.д.) для оборонної промисловості. Гарна оснастка заводу дозволила йому без зайвих складнощів перейти від заказів Міністерства Оборони до виготовлення різноманітних електричних пристроїв для задоволення потреб пересічних громадян (маслобойки, інкубатори, нагрівачі та ін.).

Свою продукцію ПРАТ «Маяк» відправляє в країни СНГ, серед яких Білорусія, Прибалтика, Молдова. На сьогоднішній день завод випускає більше 50 моделей масло наповнених нагрівачів, 360 моделей електроконвекторів, 20 моделей конвекторів сталевих та ін. Якість виробів забезпечується впровадженням сучасних технічних рішень власного та закордонного походження, якісними матеріалами, комплектуючими, які поставляються кращими європейськими виробниками. Всі моделі заводу мають відповідні сертифікати України та країн партнерів.

Поєднуючи передовий досвід, високоякісні технології та впроваджуючи нові вироби підприємствонарощує обсяги виробництва, які за 2005 – 2006 рр. зросли в 1,8 рази, реалізація в 1,7 рази в т.ч. на експорт в 1,3 рази. Голова наглядової Ради велику увагу приділяє вирішенню соціальних і побутових питань працівників підприємства.

Найбільш енергоємні частини підприємства – це котельня та цех гальваніки і фарбування.

Технологічний процес виробництва починається з постачання необхідних комплектуючих та матеріалів, що зберігаються на складах матеріально-технічного забезпечення. Звідти вони направляються у заготівельний цех, де вони підлягають розкрою до необхідних розмірів і набувають вигляду заготовки. Далі заготовки доставляються в цехи, в яких виконується механічна обробка та ковально-пресові роботи. На корпусах майбутніх пристроїв за допомогою автоматичних цифрових друкувальних станків автоматично наносять необхідні назви та маркування. Потім на деталі наносять захисне покриття, сушать і після чого вони поступають в збірний цех.

Сьогодні ПРАТ «Маяк» складається з двох окремих структур, одна з яких забезпечує житловий мікрорайон «Вишенька» тепловою енергією (опалення та гаряча вода), це ДП „ТКЕ Маяк". Друга частина заводу, саме ПРАТ «МАЯК» виготовляє товари широкого вжитку: масляні радіатори “Термія”, настільні світильники, інкубатори, зварювальні апарати “Імпульс”, електроплитки.

До складу ПРАТ “Маяк” входить вісім дочірніх підприємств: Зовнішньокомерційна фірма “Маяк”, “Будівельник”, “Автомобіліст Маяк”, “Культурно спортивний комплекс Маяк” та інші.

Новоутворене підприємство гармонійно поєднує традиції оборонного комплексу та передові технології провідних спеціалістів світу і випускає власну продукцію під торговою маркою “Термія”. Щорічно розробляються нові види продукції, розширюються модельні ряди вже існуючих видів, беручи до уваги сучасні технології з використанням комплектуючих провідних світових

виробників. Вся продукція проходить багаторівневу систему випробувань і контролю, сертифікована в Україні, Росії та Білорусі. Підприємство зарекомендувало себе як виробник з гарним співвідношенням ціна-якість .

Підприємство випускає широкий спектр продукції. Виробничий цикл заключається в наступних основних етапах:

1. Замовлення необхідних витратних матеріалів і комплектуючих ;
2. Механо – заготівельне виробництво (виробництво необхідних металічних комплектуючих та штампованих конструкцій з листового металу);
3. Шліфування металічних заготовок та їх зварювання;
4. Гальванічна обробка і фарбування;
5. Лиття і переробка пластмас;
6. Зварювання і монтаж.

Також на підприємстві виконується повний обсяг ливарних робіт, пов'язаних з виготовленням вузлових агрегатів для виробів та разом із тим розробка і виготовлення невеликої, за процентом використання в виробках, кількості інтегральних схем керування термоелектричними пристроями. Невелика їх кількість пов'язана з широким використанням патентованих зарубіжних аналогів, закупка яких за кордоном є економічно вигіднішою.

На підприємстві виконується збірка готової продукції зазначених нижче видів з використанням як зарубіжних так вітчизняних комплектуючих.

Недоліком даного підприємства, на наш погляд, є недостатня автоматизація складального процесу, що являється основним видом виробничої діяльності даного заводу, і занадто широке використання закордонних зразків нагрівних елементів (Росія) та систем керування і контролю нагрівачами (Китай, Австрія, Німеччина).

1.2 Загальні відомості про джерело живлення та навантаження заводу

ПРАТ «Маяк» розташований в мікрорайоні «Вишенька», тобто в межах міста, тому його живлення може здійснюватися тільки кабельною лінією. Найближчим джерелом є підстанція «Західна» 110/10 кВ, яка знаходиться на відстані 0,8 км.

Потужність короткого замикання $S_{кз} = 65$ МВА на стороні 10 кВ живлячої районної підстанції.

Вхідна реактивна потужність $Q_{вх} = 575$ кВАр.

Час використання максимального навантаження $T_M = 2500$ год, оскільки підприємство що проектується працює двозмінно.

Час максимальних втрат $\tau_M = 1225,3$ год.

Генплан заводу представлено на рисунку 1.1, навантаження заводу представлені в таблиці 1.1.

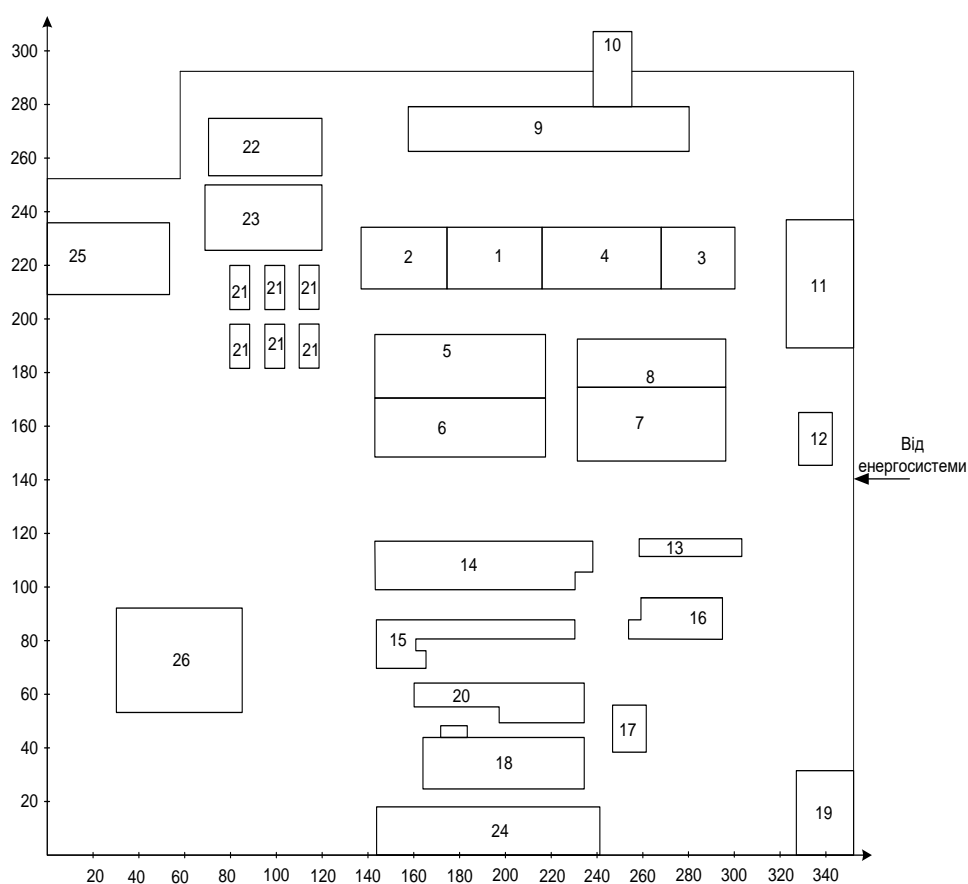


Рисунок 1.1 – Генплан підприємства ПРАТ «Маяк»

Таблиця 1.1 - Характеристика електричних навантажень заводу підприємства ПРАТ «Маяк»

№	Назва цеху	Потужність, кВт	cosφ
1	Механічний цех	250	0,8
2	Заготівельний цех	250	0,76
3	Ковально-штамповочний цех	400	0,8
4	Зварювальний цех	680	0,76
5	Намоточний цех	1200	0,55
6	Цех сталюалюмінієвого лиття	1500	0,85
7	Інструментальний цех	50	0,6
8	Фарбувальний цех	1100	0,8

продовження таблиці 1.1

9	Збірно-монтажний цех	360	0,8
10	Адміністративний корпус	80	0,8
11	Ремонтно-механічний цех	380	0,76
12	Очисні споруди	200	0,8
13	Енергоблок	1400	0,75
14	Цех друкованих плат	340	0,7
15	Відділ випробувань	240	0,55
16	Котельня	1800	0,76
17	Будівельно-монтажний цех	80	0,8
18	Цех нестандартного обладнання	300	0,8
19	Автотранспортний цех	120	0,85
20	Тарно-пакувальний цех	60	0,7

21	Склади ОМТС	480	0,75
22	Столова	460	0,85
23	Цех термопластавтоматів	1200	0,8
24	КСК "МАЯК"	50	0,8
25	Типографія	100	0,85
26	Корпус порошків і металургії	100	0,7

1.3 Відомості про електроспоживачів інструментального цеху та їх характеристика

Розміщення електроприймачів інструментального цеху зображено на рисунку 1.2.

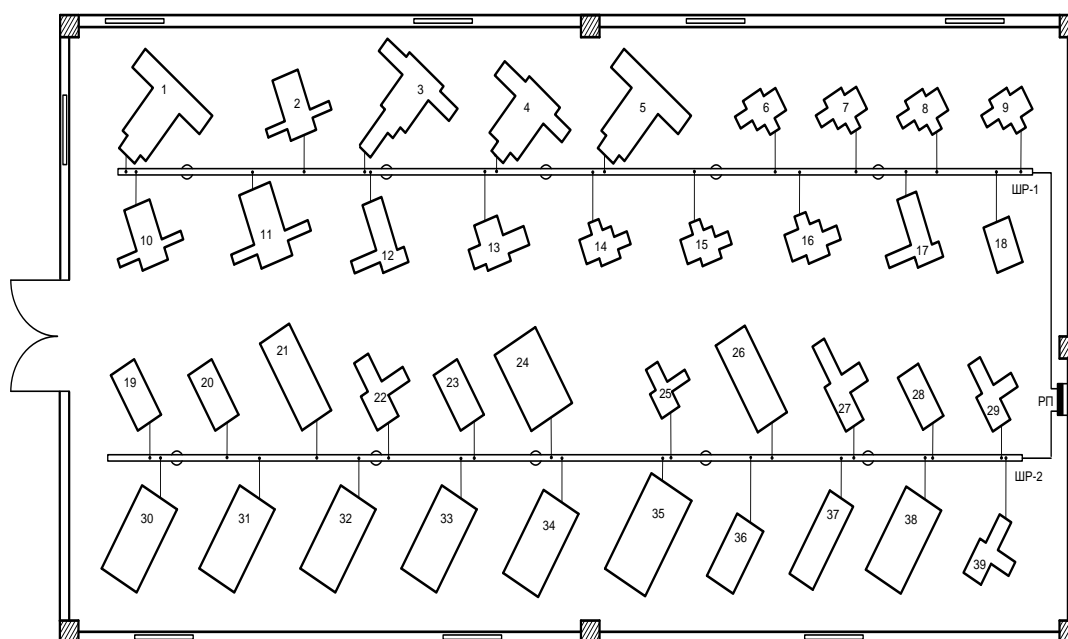


Рисунок 1.2 – План інструментального цеху

Таблиця 1.2 – Відомості про електричні навантаження інструментального цеху

№	Назва приймача	P, кВт
1,5	Вертикально фрезерний 6P13	10,0
2,10	Вертикально фрезерний ВМ127	12,0

3	Горизонтально фрезерний 6М83	14,5
4	Горизонтально фрезерний 6Т83Г-1	14,5
6,7,8,9,14,15	Універсально фрезерний 676П	2,3
11	Вертикально фрезерний 6С12	7,2
12,17	Універсально фрезерний 11М	2,4
13	Горизонтально фрезерний 6Р81	5,5
16	Універсально фрезерний 676	3,0
18	Універсально фрезерний 6А75В	2,6
19,20,23	Токарно гвинторізний 1Е61ЛМ	4,1
21,26	Токарно гвинторізний SV-18RA	6,4
22	Токарно гвинторізний 1И611В	3,1
24	Токарно гвинторізний 1К62	1
25	Токарно гвинторізний 1И611П	3,1
27	Токарно гвинторізний 1И611ПФ1	3,1
28	Токарно гвинторізний TP-102N	1,2
29,39	Токарно гвинторізний 250ИТВ	4,2
30-34	Токарно гвинторізний 16К20	9,5
35	Токарно гвинторізний 16К25	9,5
36	Токарно гвинторізний 16К20ПФ1	11

продовження таблиці 1.2

37	Токарно гвинторізний С11МТ	7,5
38	Токарно гвинторізний 16К20Л	11

Зробивши аналіз роботи споживачів підприємства можна зробити висновок, що більшість з них однозначно відносяться до II – ї категорії електропостачання. В ПУЕ рекомендується заживлюти такі споживачі від двох незалежних джерел живлення, але при заживленні від одного джерела перерва в електропостачанні дозволяється на час ввімкнення резервного живлення. Так як немає можливості заживити даний завод від незалежних джерел то в проектних розрахунках, як і в дійсності, підприємство буде заживлено від однієї підстанції двоковою кабельною лінією, на підстанції забезпечуються усі вимоги щодо підключення споживачів II – ї категорії, регламентовані в ПУЕ.

2 СИНТЕЗ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

2.1 Розрахунок силових та освітлювальних навантажень підприємства

Електричні навантаження є основною характеристикою підприємства і окремих його цехів. У зв'язку з цим до питання розрахунку електричних навантажень висувається жорсткі умови, тому всі розрахунки виконаємо використовуючи електронний процесор EXCEL, що дозволить підвищити точність та достовірність результатів.

Силові та освітлювальні навантаження підприємства знайдемо за допомогою методів коефіцієнту використання K_v та попиту K_p . [1]

Для розрахунку необхідні наступні величини:

P_{ni} – номінальна активна потужність і-го цеху, кВт;

$\cos\phi_i$ – коефіцієнт потужності і-го цеху;

K_{pi} – коефіцієнт попиту і-го цеху;

K_{vi} – коефіцієнт використання і-го цеху;

$P_{питі}$ – питома навантаження освітлення і-го цеху, кВт/м²;

F_i – площа і-го цеху, м²;

$K_{поі}$ – коефіцієнт попиту освітлення і-го цеху.

Початкові дані вводимо в розрахункову таблицю EXCEL (рисунок 2.1) і використовуючи наведені нижче формули знаходимо середні і розрахункові навантаження цехів та підприємства в цілому.

Потужність електричного освітлення і-го цеху:

$$P_{POi} = P_{питі} \cdot F_i \cdot K_{поі} \cdot K_{праі} \cdot 0,001, \quad (2.1)$$

де $K_{поі}$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження і-го цеху;

F_i – площа і-го цеху, м²;

$p_{питі}$ – питома густина освітлювального навантаження і-го цеху, кВт/м²;

$K_{праі}$ – коефіцієнт пуско-регулюючої апаратури і-го цеху.

Реактивна потужність електричного освітлення і-го цеху:

$$Q_{POi} = P_{POi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{Oi} \quad (2.2)$$

Середнє активне навантаження і-го цеху:

$$P_{Ci} = P_{Hi} \cdot K_{Bi} + P_{POi}, \quad (2.3)$$

де $P_{номі}$ – номінальна потужність і-го цеху, кВт; K_{Bi} – коефіцієнт використання і-го цеху (відношення середньої активної потужності окремого приймача до номінальної активної потужності).

Середнє реактивне навантаження і-го цеху:

$$Q_{Ci} = P_{Ci} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i + Q_{POi}, \quad (2.4)$$

де $\operatorname{tg}\varphi_i$ – коефіцієнт реактивної потужності і-го цеху; Q_{poi} – розрахункова реактивна потужність освітлення і-го цеху.

Повне середнє навантаження і-го цеху:

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

Активне розрахункове навантаження і-го цеху:

$$P_{Pi} = P_{Hi} \cdot K_{Pi} + P_{POi}, \quad (2.6)$$

де K_{Pi} – коефіцієнт попиту і-го цеху (відношення розрахункової активної потужності до номінальної активної потужності приймача);

Реактивне розрахункове навантаження і-го цеху:

$$Q_{Pi} = P_{Pi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i + Q_{POi}. \quad (2.7)$$

Повне розрахункове навантаження і-го цеху:

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

Розрахунковий струм і-го цеху:

$$I_{P_i} = \frac{S_{P_i}}{\sqrt{3} \cdot U_H} . \quad (2.9)$$

Сумарне навантаження цехів:

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

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

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

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

$$P_{P\Sigma} = K_o \cdot \left(\sum_{i=1}^N P_{Pi} - P_{PO\Sigma} \right) + P_{PO\Sigma} ; \quad (2.14)$$

$$Q_{P\Sigma} = K_o \cdot \left(\sum_{i=1}^N Q_{Pi} - Q_{PO\Sigma} \right) + Q_{PO\Sigma} , \quad (2.15)$$

де N – кількість цехів;

K_o – коефіцієнт одночасності (згідно [1], таблиця 3, для коефіцієнту використання в цілому по заводу 0,49 та кількості приєднань 8 на збірних шинах ЦРП матимемо $K_o = 0,9$).

Повне сумарне навантаження:

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

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

Використовуючи формули (2.1-2.17) та відповідні вихідні дані, які занесені в таблицю електронного процесору, отримуємо необхідні значення потужностей цехів та підприємства в цілому. (рис. 2.1)

Розрахунок навантажень методом коефіцієнту попиту		Un = 0,38										Ko = 0,9											
№	Найменування цехів	Н	В	Дані сити					Дані світла					Середні навантаження					Розрахункові навантаження				
				Rn кВт	cosφ	tgφ	Kл	Kв	F м2	Kпо	Rпит Вт/м2	Kпра	tго	Pро кВт	Qро квар	Pс кВт	Qс квар	Sc кВА	Iс А	Pр кВт	Qр квар	Sр кВА	Iр А
1	Механічний цех	Н	250	0,8	0,75	0,4	0,3	600	0,7	15	1,2	0,48	10,080	4,838	85,080	88,648	109,322	165,097	110,080	87,398	140,556	213,553	0,176
2	Заготовельний цех	Н	250	0,76	0,86	0,5	0,35	700	0,65	14	1,2	0,48	7,644	3,869	95,144	95,033	127,805	193,675	132,844	117,101	176,938	268,630	0,253
3	Ковально-штамповочний цех	Н	400	0,8	0,75	0,4	0,3	600	0,7	13	1,2	0,48	6,552	3,145	126,552	98,059	160,097	243,242	166,552	128,059	210,092	319,202	0,350
4	Зварювальний цех	Н	680	0,76	0,86	0,8	0,65	1000	0,7	14	1,2	0,48	11,760	5,645	453,760	393,683	600,737	912,725	555,760	480,910	734,944	1116,632	0,735
5	Намоточний цех	Н	1200	0,55	1,52	0,4	0,3	1500	0,75	15	1,2	0,48	20,250	9,720	380,250	587,122	699,502	1062,763	500,250	769,340	917,679	1384,269	0,612
6	Цех сталелитинніевого лиття	Н	1500	0,65	1,62	0,6	0,45	1500	0,7	13	1,2	0,48	16,380	7,862	681,380	436,341	617,557	1242,150	916,380	575,784	1082,257	1644,319	0,722
7	Інструментальний цех	Н	50	0,6	1,33	0,5	0,35	1500	0,65	14	1,2	0,48	16,380	7,862	33,880	53,036	62,934	95,618	41,380	63,036	75,404	114,565	0,050
8	Фабрико-монтажний цех	Н	1100	0,8	0,75	0,4	0,3	1800	0,75	15	1,2	0,48	10,920	5,242	725,920	549,682	910,555	1383,445	890,920	673,432	1116,803	1696,808	1,117
9	Адміністративний цех	Н	380	0,8	0,75	0,4	0,3	1800	0,75	15	1,2	0,48	24,300	11,664	132,300	110,889	172,636	262,278	168,300	137,889	217,574	330,589	0,121
10	Адміністративний корпус	Н	80	0,8	0,75	0,4	0,3	450	0,7	15	1,2	0,48	5,670	2,722	41,670	33,974	53,765	81,687	53,670	42,974	68,755	104,462	0,153
11	Ремонтно-механічний цех	Н	380	0,76	0,86	0,5	0,35	1000	0,6	14	1,2	0,48	10,080	4,838	143,080	127,195	191,443	290,868	200,080	175,939	266,433	404,803	0,286
12	Очисні споруди	Н	200	0,8	0,75	0,5	0,35	225	0,6	13	1,2	0,48	2,106	1,011	72,106	55,090	90,743	137,869	102,106	77,590	128,242	194,843	0,570
13	Бензобок	Н	1400	0,75	0,88	0,8	0,65	250	0,65	14	1,2	0,48	2,730	1,310	912,730	806,263	1217,840	1850,317	1122,730	991,465	1497,840	2275,733	5,991
14	Цех друкуванк плат	Н	340	0,7	1,02	0,5	0,35	1500	0,75	15	1,2	0,48	20,250	9,720	139,250	151,783	205,982	312,968	190,250	203,814	278,810	423,608	0,186
15	Відділ випробувань	Н	240	0,55	1,52	0,4	0,3	800	0,65	14	1,2	0,48	8,736	4,193	80,736	126,789	150,313	228,376	104,736	163,233	193,945	294,669	0,242
16	Котельня	Н	1800	0,76	0,86	0,8	0,7	500	0,65	13	1,2	0,48	5,070	2,434	1265,070	1084,273	1686,148	2531,451	1445,070	1238,202	1902,990	2891,295	3,806
17	Будівельно-монтажний цех	Н	80	0,8	0,75	0,4	0,3	225	0,6	13	1,2	0,48	2,106	1,011	26,106	20,590	33,249	50,516	34,106	26,590	43,247	65,706	0,192
18	Цех нестандартного обладнанн	Н	300	0,8	0,75	0,4	0,3	1200	0,6	13	1,2	0,48	11,232	5,391	101,232	81,315	129,846	197,281	131,232	103,814	167,330	254,232	0,139
19	Автотранспортний цех	Н	120	0,85	0,62	0,6	0,45	500	0,65	14	1,2	0,48	5,460	2,621	59,460	39,471	71,368	108,433	50,626	92,537	140,569	0,185	
20	Тарно-лакувальний цех	Н	60	0,7	1,02	0,5	0,35	900	0,6	13	1,2	0,48	8,424	4,044	29,424	34,062	45,011	66,387	38,424	43,244	57,848	87,892	0,064
21	Склади ОМТС	Н	480	0,75	0,88	0,4	0,3	1800	0,6	13	1,2	0,48	16,848	8,087	160,848	149,942	219,897	334,099	206,848	192,274	283,878	431,308	0,158
22	Столова	Н	460	0,85	0,62	0,5	0,35	900	0,7	15	1,2	0,48	11,340	5,443	172,340	112,290	205,672	312,487	241,340	155,012	286,834	435,799	0,319
23	Цех термопластавтоматів	Н	1200	0,8	0,75	0,7	0,55	750	0,6	14	1,2	0,48	7,560	3,629	667,560	504,289	836,632	1271,131	847,340	639,299	1061,631	1612,982	1,416
24	КСК "МАЯК"	Н	50	0,8	0,75	0,4	0,3	1500	0,65	13	1,2	0,48	15,210	7,301	30,210	29,958	42,546	64,642	35,210	33,708	48,744	74,059	0,032
25	Тіпографія	Н	100	0,85	0,62	0,6	0,45	625	0,65	14	1,2	0,48	6,825	3,276	51,825	35,394	62,758	95,351	66,825	44,690	80,392	122,142	0,129
26	Корпус порошоків і металургії	Н	100	0,7	1,02	0,7	0,55	1800	0,6	13	1,2	0,48	16,848	8,087	71,848	81,387	108,563	164,944	86,848	96,690	129,967	197,465	0,072
Всього на напрузі 0,38 кВ			13180				0,49	25325					280,761	134,7653	6749,76	5856,53	8936,342		7649,96	6594,38	10099,89	0,399	

Рисунок 2.1 – Розрахунок електричних навантажень заводу

Виходячи з результатів розрахунку, повна середня потужність заводу складає $S_{сз} = 8936,342$ кВА, а повна розрахункова потужність з урахуванням коефіцієнта одночасності складає $S_{рз} = 10099,89$ кВА

2.2 Визначення кількості, потужності та місця розташування цехових ТП

Одним із важливих питань по створенню системи електропостачання є обґрунтований вибір оптимальної кількості цехових трансформаторних підстанцій для живлення споживачів різних категорій надійності.

Вибір потужності трансформаторів виконується таким чином, щоб забезпечити їх роботу в допустимих нормальному та аварійному режимах. Причому необхідно враховувати, що у разі виходу одного з трансформаторів з ладу, інший повинен витримати розрахункове навантаження споживачів першої та другої категорії цеху.

Для визначення кількості цехових ТП потрібно врахувати наступне:

- потужні цехи повинні живитися від окремих трансформаторних підстанцій;
- малопотужні цехи, які територіально розташовані близько можна живити від однієї підстанції;
- цехові ТП бажано розміщувати так, щоб вони були максимально наближені до центрів електричних навантажень окремого цеху і, в той же час, не заважали виконанню основного технологічного процесу

Визначемо оптимальне значення потужності цехових ТП, орієнтуючись на методику наведену в [1]. Знайдемо питому густину розрахункового навантаження ρ :

$$\rho = \frac{S_{p.сум}}{F_{сум}}, \quad (2.18)$$

де $S_{p.сум}$ – сумарна розрахункова потужність;

$F_{сум}$ – сумарна площа цехів.

$$\rho = \frac{10099,89}{25325} = 0,399 \text{ (кВА/м}^2\text{)}.$$

Інтервали економічних потужностей трансформаторів:

$$S_{ном\ T} = \begin{cases} \text{до 1000 кВА при } S_{пит} < 0,2 \text{ кВА / м}^2; \\ 1600 \text{ кВА при } S_{пит} = 0,2 \div 0,3 \text{ кВА / м}^2; \\ 1600, 2500 \text{ кВА при } S_{пит} > 0,3 \text{ кВА / м}^2. \end{cases}$$

Отже, згідно будівельних норм, доцільним є використання трансформаторів потужністю 2500 кВА [1].

Виконаємо розподіл навантаження між ЦТП. Оскільки в кожному із груп розподілу входять споживачі другої або першої категорії за надійністю електропостачання згідно [3], то всі ЦТП передбачаємо встановити двотрансформаторними.

Результати такого розподілу показані на рисунку 2.2.

ТП	№ ЦЕХУ	Sc кВА	Pr кВт	Qp квар	Sp кВА	К-сть ТР
ТП-1	1	109,322	110,080	87,398	140,556	2
	2	127,605	132,644	117,101	176,938	
	9	172,626	168,300	137,889	217,574	
	10	53,765	53,670	42,974	68,755	
	21	219,897	208,848	192,274	283,878	
	22	205,672	241,340	155,012	286,834	
	23	836,632	847,560	639,299	1061,631	
	25	62,758	66,825	44,690	80,392	
Всього		1788,276	1829,267	1416,638	2316,558	
ТП-2	3	160,097	166,552	128,059	210,092	2
	4	600,737	555,760	480,910	734,944	
	5	699,502	500,250	769,340	917,679	
	6	817,557	916,380	575,784	1082,257	
	11	191,443	200,080	175,939	266,433	
Всього		2469,336	2339,022	2130,032	3211,405	
ТП-3	7	62,934	41,380	63,036	75,404	2
	8	910,555	890,920	673,432	1116,803	
	12	90,743	102,106	77,590	128,242	
	13	1217,840	1122,730	991,465	1497,840	
	14	205,982	190,250	203,814	278,810	
Всього		2488,054	2347,386	2009,337	3097,099	
ТП-4	15	150,313	104,736	163,233	193,945	2
	16	1666,148	1445,070	1238,202	1902,990	
	17	33,249	34,106	26,590	43,247	
	18	129,846	131,232	103,815	167,330	
	19	71,368	77,460	50,626	92,537	
	20	45,011	38,424	43,244	57,848	
	24	42,546	35,210	33,708	48,744	
	26	108,563	86,848	96,690	129,967	
Всього		2247,044	1953,086	1756,109	2636,609	

Рисунок 2.2 – Розподіл цехів між ЦТП

Для вибору трансформаторів попередньо необхідно визначитись із:

- 1) маркою трансформаторів (ТМ);
- 2) середньою та розрахунковою потужністю по ТП S_c , S_p , кВА;
- 3) кількістю трансформаторів ТП k_T , шт;
- 4) коефіцієнтом навантаження в нормальному режимі k_H .

Коефіцієнт навантаження в нормальному режимі знайдемо шляхом розрахунків [3]:

а) згідно ГОСТ 14209–97 знаходимо середньорічну температуру для регіону, в якому знаходиться підприємство, тобто для м. Вінниця: $\theta = 10,7^0$;

б) знаходимо поправку на температуру охолоджуючого середовища. Трансформатори підстанцій ТП-1 та ТП-2 передбачається встановити всередині відповідних цехів (категорія приміщень за пожежною безпекою Г та Д дозволяє такий спосіб установки). Зважаючи на потужність цехів, що живляться від них, будуть встановлені трансформатори з $S_{н.Т} = 1600$ та $S_{н.Т} = 2500$ кВА знайдемо значення ефективної температури: $\theta_e = \theta + 13^0 = 23,7^0$;

Складаємо математичну модель вибору потужності цехових ТП. Керована змінна – S_T – потужність трансформатора. Показник ефективності – Z – річні приведені затрати в ТП.

$$Z(S_T) = B_{ТП}(S_T) + B_B(S_T), \quad (2.19)$$

де $B_{ТП}(S_T)$ – річна приведена вартість ТП; $B_B(S_T)$ – річна приведена вартість втрат потужності в обмотках трансформатора.

$$B_{ТП}(S_T) = (E_e + E_a) \cdot K_{ТП}(S_T, k_T), \quad (2.20)$$

де E_e – коефіцієнт ефективності капіталовкладень; E_a – коефіцієнт відрахувань на амортизацію; $K_{ТП}(S_T, k_T)$ – капіталовкладення в ТП в залежності від потужності S_T та кількості k_T трансформаторів.

$$B_B(S_T) = (\Delta P_{xx}(S_T) + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot k_3^2(S_T)) \cdot k_T \cdot t \cdot \tau, \quad (2.21)$$

де $\Delta P_{xx}(S_T)$ – втрати холостого ходу трансформатора потужністю S_T ; $\Delta P_{кз}(S_T)$ – втрати короткого замикання трансформатора потужністю S_T ; k_3 – кількість трансформаторів; t – тариф на електроенергію; τ – число годин максимальних втрат.

Коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$k_3 = \frac{S_{\text{ТП}}}{S_T \cdot k_T}. \quad (2.22)$$

Змінні втрати активної потужності:

$$\Delta P_{\text{ЗМ}} = \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_p^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right), \quad (2.23)$$

де S_T – потужність трансформатора ТП.

Постійні втрати активної потужності:

$$\Delta P_{\text{ПС}} = \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot k_T. \quad (2.24)$$

Сумарні втрати активної енергії:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{ПС}} + \Delta P_{\text{ЗМ}}. \quad (2.25)$$

Виразимо показник ефективності через керовані змінні:

$$Z_{\text{ТП}}(S_T) = (E_e + E_a) \cdot K_{\text{ТП}}(S_T, k_T) + \left(\Delta P_{\text{КЗ}}(S_T) \cdot \frac{S_p^2}{S_T^2 \cdot k_T} + \Delta P_{\text{ХХ}}(S_T) \cdot k_T \right) \cdot B_0. \quad (2.26)$$

При розв'язанні задачі необхідно врахувати наступні обмеження:

$$k_H \cdot k_T \cdot S_T \geq S_{\text{ТПСМ}}, \quad (2.27)$$

де $S_{\text{ТПСМ}}$ – середня потужність ТП; S_T – потужність трансформатора ТП; k_H – максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в нормальному режимі; k_T – кількість трансформаторів.

$$k_T \geq 1 \Rightarrow K_{\text{па}} \cdot S_T \geq K_{\text{ппа}} \cdot S_{\text{ТП}}, \quad (2.28)$$

де $K_{\text{па}}$ – максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в післяаварійному режимі (визначимо для найважчих умов –

аварія трапилась влітку, середня температура на протязі дня біля 30^0 . Згідно [3], таблиця Н.1, для температури охолоджуючого середовища (з урахуванням поправки) під час перевантаження 30^0 та $30 + 13 \approx 40^0$ відповідно та тривалості перевантаження 24 год. $K_{na} = 1,2$);

$K_{нна}$ – частина навантаження ТП, яка повинна залишитись в роботі в післяаварійному режимі (погоджується з технологами);

$S_{ТП}$ – розрахункова потужність ТП.

Для вибору потужності цехової ТП–1 складемо електронну таблицю Excel (рисунок 2.3).

ТП - 1													
Дані нормального режиму										Ум1	$k_n \cdot k_t \cdot S_T \geq S_c$		
Розрахункова потужність ТП, кВА								$S_p = 2316,558$		Ум2	$K_{на} \cdot S_T \geq K_{нна} \cdot S_p$		
Середня потужність ТП, кВА								$S_c = 1788,276$					
Кількість трансформаторів								$k_t = 2$					
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі								$k_n = 0,91$					
Дані післяаварійного режиму													
Допустимий коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі								$K_{на} = 1,2$					
Доля навантаження в післяаварійному режимі										$K_{нна} = 0,8$			
*	S_T кВА	$\Delta P_{кз}$ кВт	$\Delta P_{хх}$ кВт	$K_{тп}$ тис. грн	E^*K тис. грн	$\Delta P_{зм}$ кВт	$\Delta P_{пс}$ кВт	ΔP кВт	V_v тис. грн	Z тис. грн	X	Обмеження	
	63	1,280	0,240	76,626	10,421	865,337	0,480	865,817	262,042	---	---	---	---
	100	1,970	0,330	81,370	11,066	528,594	0,660	529,254	160,180	---	---	---	---
	160	3,100	0,510	87,560	11,908	324,921	1,020	325,941	98,647	---	---	---	---
	250	4,200	0,740	95,570	12,998	180,312	1,480	181,792	55,020	---	---	---	---
	400	5,900	0,950	110,000	14,960	98,944	1,900	100,844	30,521	---	---	---	---
	630	8,500	1,310	127,620	17,356	57,464	2,620	60,084	18,185	---	---	---	---
	1000	10,500	2,100	150,580	20,479	28,174	4,200	32,374	9,798	---	---	+	---
*	1600	18,000	2,800	187,200	25,459	18,866	5,600	24,466	7,405	32,864	*	+	+
	2500	23,500	3,850	214,182	29,129	10,089	7,700	17,789	5,384	34,513	+	+	+
Мінімальні затрати, тис. грн								$Z_{min} = 32,864$					
Оптимальна потужність трансформатора, кВА								$S_T^* = 1600$					

Рисунок 2.3 – Вибір потужності ЦТП–1

За результатами виконаного розрахунку для вибору оптимальної потужності ЦТП–1 вибираємо трансформатори потужністю 1600 кВА.

Аналогічні розрахунки проводимо для інших ЦТП.

Результати розрахунку вибору оптимальної потужності ЦТП зведемо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати вибору оптимальної потужності ЦТП

	Кількість трансформаторів k_T	Потужність трансформаторів S_T^* , кВА
ЦТП-1	2	1600
ЦТП-2	2	2500
ЦТП-3	2	2500
ЦТП-4	2	2500

Розрахунок втрат потужності в цехових ТП.

Втрати потужності в цехових ТП розраховуються за наступними формулами.

Втрати активної потужності:

$$\Delta P_{TP} = k_T \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{k_T} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном TP}} \right)^2. \quad (2.29)$$

Втрати реактивної потужності:

$$\Delta Q_{TP} = k_T \cdot \frac{I_{xx}}{100} + \frac{1}{k_T} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном TP}} \right)^2. \quad (2.30)$$

Розрахунок втрат потужності в цехових ТП наведені на рисунку 2.4.

№ ТП	$S_{ном T}$ кВА	k_T	ΔP_{xx} кВт	$\Delta P_{кз}$ кВт	I_{xx} %	$U_{кз}$ %	S_p кВА	$\Delta P_{тр}$ кВт	$\Delta Q_{тр}$ квар	$\Delta S_{тр}$ кВА
1	1600	2	2,80	18,00	1,3	5,5	2316,558	24,466	41,658	48,311
2	2500	2	3,85	23,50	1,0	6,5	3211,405	27,089	50,054	56,914
3	2500	2	3,85	23,50	1,0	6,5	3097,099	25,733	50,050	56,278
4	2500	2	3,85	23,50	1,0	6,5	2636,609	20,769	50,036	54,175
Всього								98,057	191,797	215,41

Рисунок 2.4 – Розрахунок втрат потужності в цехових ТП.

2.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення

На основі порівняння варіантів необхідно вибрати оптимальний переріз зовнішньої кабельної лінії живлення напругою 10 кВ. Для цього використаємо можливості електронного процесора

Слід зазначити, що є можливість заживити підприємство на напрузі 10 кВ. Тому передбачимо основну й резервну зовнішні лінії живлення.

Умовою вибору зовнішньої лінії живлення буде:

$$Z(F) = \left[(E_e + E_a) \cdot K_0(F) + 3 \cdot I_{л}^2 \cdot r_0(F) \cdot B_0 \right] \cdot L \cdot k_{л} \rightarrow \min_{x \in X}, \quad (2.31)$$

де E_e – коефіцієнт ефективності капіталовкладень; E_a – коефіцієнт відрахувань на амортизацію; $K_0(F)$ – вартість 1 км кабельної лінії перерізом F , грн/км; $I_{л}$ – струм окремої лінії, А; $r_0(F)$ – активний питомий опір кабелю перерізом F , Ом/км; B_0 – вартість втрат 1 кВт потужності, грн/кВт; L – довжина лінії, км; $k_{л}$ – кількість ліній.

При обмеженнях:

$$K_{доп} \cdot I_{доп}(x) \geq I_{л} = \frac{\sqrt{P_{л}^2 + Q_{л}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot k_{л}}, \quad (2.32)$$

де $K_{доп}$ – коефіцієнт допустимого навантаження, що враховує відмінність параметрів середовища від нормованих в ПУЕ; $I_{доп}$ – допустимий тривалий струм навантаження, А; $P_{л}$ – активна потужність лінії, А; $Q_{л}$ – реактивна потужність лінії, А.

$$K_{доп} = k_c \cdot k_{п}, \quad (2.33)$$

де k_c – коефіцієнт середовища (згідно [4], таблиця 1.3.3, для умовної температури середовища 15^0 , нормованої температури жил 65^0 та розрахункової температури середовища 15^0 $k_c = 1,0$); $k_{\dot{y}}$ – коефіцієнт прокладки (для кабелів, прокладених в різних траншеях $k_{\dot{y}} = 1,0$).

$$k_{\dot{y}} > 1 \Rightarrow K_{\text{па}} \cdot K_{\text{доп}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq K_{\text{ппа}} \cdot k_{\dot{y}} \cdot I_{\dot{y}}, \quad (2.34)$$

де $K_{\text{па}}$ – максимально допустимий коефіцієнт навантаження лінії в післяаварійному режимі (згідно [4], таблиця 1.3.2, для коефіцієнта навантаження 0,8 та тривалості максимуму 6 год. $K_{\text{па}} = 1,2$); $K_{\text{ппа}}$ – частина загального навантаження, яке повинно споживатись в післяаварійному режимі.

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_{\text{н}}(x) = \frac{P_p \cdot r_0(x) + Q_p \cdot x_0(x)}{U_{\text{ном}} \cdot k_{\dot{y}}} \cdot L, \quad (2.35)$$

де $\Delta U_{\text{доп}}$ – рекомендована допустима втрата напруги (згідно [5], пункт А.4.7, приймаємо рівною 5 %); P_p – активна потужність навантаження, кВт; Q_p – реактивна потужність навантаження, кВАр; r_0 – активний питомий опір кабелю, Ом/км; x_0 – реактивний питомий опір кабелю, Ом/км.

$$k_{\dot{y}} > 1 \Rightarrow \Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_{\text{па}}(x); \quad (2.36)$$

$$F \geq F_{\text{кз}} = \frac{I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{C}, \quad (2.37)$$

де $F_{\text{кз}}$ – мінімальний переріз, який витримує термічну дію струмів к.з.; $I_{\text{кз}}$ – струм к.з. на початку КЛ; $t_{\text{п}}$ – приведений час к.з.; C – тепловий коефіцієнт (згідно [6], таблиця 8, для кабелів 10 кВ з алюмінієвими жилами $C = 90$).

Результати вибору оптимального перерізу основної зовнішньої лінії живлення (рисунок 2.5).

Дані нормального режиму													Ум4	dUпа<=Uпадоп					
Напруга, кВ											U =	10	Ум5	Fкл>=Fкз					
Активна розрахункова потужність ТП, кВт											P =	7748,02							
Реактивна розрахункова потужність ТП, кВАр											Q =	6786,18							
Розрахунковий струм окремого кабелю, А											I =	297,327							
Коефіцієнт допустимого навантаження											Kдоп =	1,000							
Допустима втрата напруги в КЛ, %											dUдоп =	5							
Кількість кабелів											k =	2							
Довжина лінії, км											L =	1,3							
Дані аварійного режиму																			
Струм к.з. на початку лінії, кА											Iкз =	3,753							
Приведений час к.з., с											tn =	1,5							
Тепловий коефіцієнт, (А*с ^{0,5})/мм ²											C =	90							
Мінімальний переріз лінії за умовою к.з., мм ²											Fкз =	51,07							
Дані післяаварійного режиму																			
Максимально допустимий коефіцієнт завантаження в післяаварійному режимі											Kпа =	1,2							
Доля навантаження в післяаварійному режимі											Kна =	0,65							
Допустима втрата напруги в КЛ, %											dUпадоп =	5							
*	F	Ro	Xo	Iдоп	Ko	dUn	dUпа	dP	K	E*K	Вв	З	*	X	Обмеження				
	мм ²	Ом/км	Ом/км	А	тис. грн/км	%	%	кВт	тис. грн	тис. грн	тис. грн	тис. грн			1	2	3	4	5
	10	3,100	0,122	0	7,337	16,150	20,996	2137,593	19,076	2,671	646,948	---			---	---	---	---	---
	16	1,940	0,113	75	10,603	10,269	13,349	1337,719	27,568	3,859	404,864	---			---	---	---	---	---
	25	1,240	0,099	90	15,272	6,682	8,686	855,037	39,707	5,559	258,779	---			---	---	---	---	---
	35	0,890	0,095	115	19,964	4,901	6,372	613,696	51,906	7,267	185,737	---			---	---	---	---	---
	50	0,620	0,090	140	28,405	3,519	4,575	427,519	73,853	10,339	129,390	---			---	---	---	---	---
	70	0,443	0,086	165	38,847	2,610	3,394	305,469	101,002	14,140	92,451	---			---	---	---	---	---
	95	0,326	0,083	205	50,347	2,008	2,610	224,792	130,902	18,326	68,034	---			---	---	---	---	---
	120	0,258	0,081	240	63,710	1,657	2,154	177,903	165,646	23,190	53,843	---			---	---	---	---	---
	150	0,206	0,079	275	78,545	1,386	1,802	142,046	204,217	28,590	42,991	---			---	---	---	---	---
	185	0,167	0,077	310	105,754	1,181	1,535	115,154	274,960	38,494	34,852	---			---	---	---	---	---
*	240	0,129	0,075	355	146,671	0,980	1,275	88,951	381,345	53,388	26,921	80,310	*	+	+	+	+	+	+
Оптимальний переріз КЛ, мм ²											Fопт =	240,000							
Мінімальні затрати, тис. грн											Зmin =	80,310							

Рисунок 2.5 – Результати вибору оптимального перерізу основної зовнішньої живлячої КЛ 10 кВ

На основі розрахунку в якості основної зовнішньої лінії живлення вибираємо дві кабельні лінії марки ААБ перерізом 240 мм².

3 РОЗРАХУНОК ЦЕНТРА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

Мета розрахунку центра електричних навантажень підприємства полягає у визначенні місця встановлення центрального розподільчого пункту таким чином, щоб забезпечити оптимальні перетоки активної потужності в електричних внутрішньо заводських мережах.

Для розрахунку скористуємось можливостями електронного процесора EXCEL, який дозволяє знаходити оптимальне рішення (функція «Поиск решения») математичної моделі, яка адекватно відображає дану задачу. Сформуємо таку математичну модель, яка буде адаптована до стандартної функції EXCEL «Поиск решения».

Геометричні координати розміщення внутрішньо заводських підстанцій 10/0,4 кВ по території підприємства приймемо в якості змінних нашої задачі (x_i , y_i).

Область доступних рішень є множина координат, які належать території заводу. Тому обмеження на керовані змінні будуть мати вигляд: $x_{\min} \leq x_o \leq x_{\max}$; $y_{\min} \leq y_o \leq y_{\max}$, де x_{\min} , x_{\max} - мінімальна та максимальна координата території заводу по осі X; y_{\min} , y_{\max} - мінімальна та максимальна координата території заводу по осі Y.

За показник ефективності прийнято затрати в систему електропостачання, які складаються: затрати в КЛ ($Z_{\text{кл}}$) та затрати на передачу електроенергії по цим КЛ ($Z_{\text{пер}}$).

Затрати в КЛ складаються із затрат, які залежать від перерізу F кабельної лінії ($Z_{\text{кл}}(F)$) та затрат, які не залежать від перерізу ($Z_{\text{кл}0}$):

$$Z = Z_{\text{кл}} + Z_{\text{пер}} = Z_{\text{кл}0} + Z_{\text{кл}}(F) + \Delta P_{\text{кл}}(F) \cdot B_0,$$

де $\Delta P_{\text{кл}}$ - втрати активної потужності в КЛ; B_0 - питома вартість втрат активної потужності та енергії.

Показник ефективності через керовані змінні.

$$\begin{aligned}
 Z &= [(E_e + E_{\text{аж}}) \cdot (\alpha_{\text{ж}} + K_0(F_{\text{ж}}, K_{\text{л}})) + 3I_{\text{ж}}^2 \cdot r_{0\text{ж}}(F_{\text{ж}}) \cdot k_{\text{ж}} \cdot t \cdot \tau] + \\
 &\sum_{i=1}^m \left((E_e + E_a) \cdot a \cdot L_i + (E_e + E_a) \cdot K_0(F_i) \cdot L_i + 3 \cdot I_i^2 \cdot r_0(F_i) \cdot L_i \cdot B_0 \right) \cdot k = \\
 &= [(E_e + E_{\text{аж}}) \cdot (\alpha_{\text{ж}} + K_0(F_{\text{ж}}, K_{\text{л}})) + 3I_{\text{ж}}^2 \cdot r_{0\text{ж}}(F_{\text{ж}}) \cdot k_{\text{ж}} \cdot t \cdot \tau] + \\
 &\sum_{i=1}^m L_i \cdot \left((E_e + E_a) \cdot (a + K_0(F_i)) + 3 \cdot I_i^2 \cdot r_0(F_i) \cdot B_0 \right) \cdot k = \\
 &= [(E_e + E_{\text{аж}}) \cdot (\alpha_{\text{ж}} + K_0(F_{\text{ж}}, K_{\text{л}})) + 3I_{\text{ж}}^2 \cdot r_{0\text{ж}}(F_{\text{ж}}) \cdot k_{\text{ж}} \cdot t \cdot \tau] + \\
 &\sum_{i=1}^m (|x_0 - x_i| + |y_0 - y_i|) \cdot \left[(E_e + E_a) \cdot (a + K_0(F_i)) + 3 \cdot I_i^2 \cdot r_0(F_i) \cdot B_0 \right] \cdot k \rightarrow \min
 \end{aligned}$$

Обмеження на керовані змінні.

$$\begin{aligned}
 \min_{i=1}^n(x_i) \leq x_0 \leq \max_{i=1}^n(x_i); \\
 \min_{i=1}^n(y_i) \leq y_0 \leq \max_{i=1}^n(y_i).
 \end{aligned}$$

де E_e - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень; E_a - доля відрахувань на амортизацію; L_i - віддаль від заводської ТП до і-того цехового ЩС та від точки вводу до заводської ТП (м); x_i , y_i - координати розміщення і-того ЩС та точки вводу; m - кількість координат; a - незалежна від перерізу складова питомої вартості КЛ (грн/км); $K_0(F_i)$ - питома вартість КЛ перерізом F_i (грн/км); I_i - струм окремої КЛ (А); $r_0(F_i)$ - питомий опір КЛ перерізом F_i , Ом/км; B_0 - питома вартість втрат активної потужності та енергії.

На рисунку 3.1 зображено результати визначення оптимальних координат розміщення ЦП:

Координати ЦМ, м												81,2	150,0		
Цех ЦТП	X м	Y м	F мм ²	k	P кВт	Q кВАр	I А	R ₀ Ом/км	K ₀ тис.грн/км	L м	ΔP кВт	З грн	Вл грн	Влп грн	
ЖП	5	150	240	2	7748,018	6786,178	297,327	0,129	146,671	76,25	5,217	5137,464	3568,423	1579,041	
ТП 1	88,75	249	70	2	1940,581	1554,985	71,786	0,443	38,847	106,50	1,459	1898,113	1456,618	441,495	
ТП 2	218,75	186	70	2	2366,111	2180,085	92,876	0,443	38,847	173,50	3,978	3576,944	2372,988	1203,956	
ТП 3	233,75	126	70	2	2373,119	2059,387	90,704	0,443	38,847	176,50	3,860	3582,178	2414,020	1168,158	
ТП 4	271,25	109	70	2	1887,007	1709,456	73,502	0,443	38,847	231,00	3,317	4163,366	3159,425	1003,942	

Рисунок 3.1 – Визначення центру електричних навантажень

Таким чином, оптимальними координатами центру електричних навантажень є $x_0 = 81,2$, $y_0 = 150,0$.

Аналізуючи генплан заводу та розташування джерела живлення доцільно перемістити ЦРП в точку з координатами $x_0 = 81,2$, $y_0 = 158,5$, прибудувавши ЦРП до складів ОМТС, що додатково зменшить затрати на будівельні матеріали.

Координати розміщення ЦРП: $x_0 = 81,2$, $y_0 = 158,5$.

Генплан заводу із розташуванням ЦТП, ЦРП та центру електричних навантажень зображений на рисунку 3.2

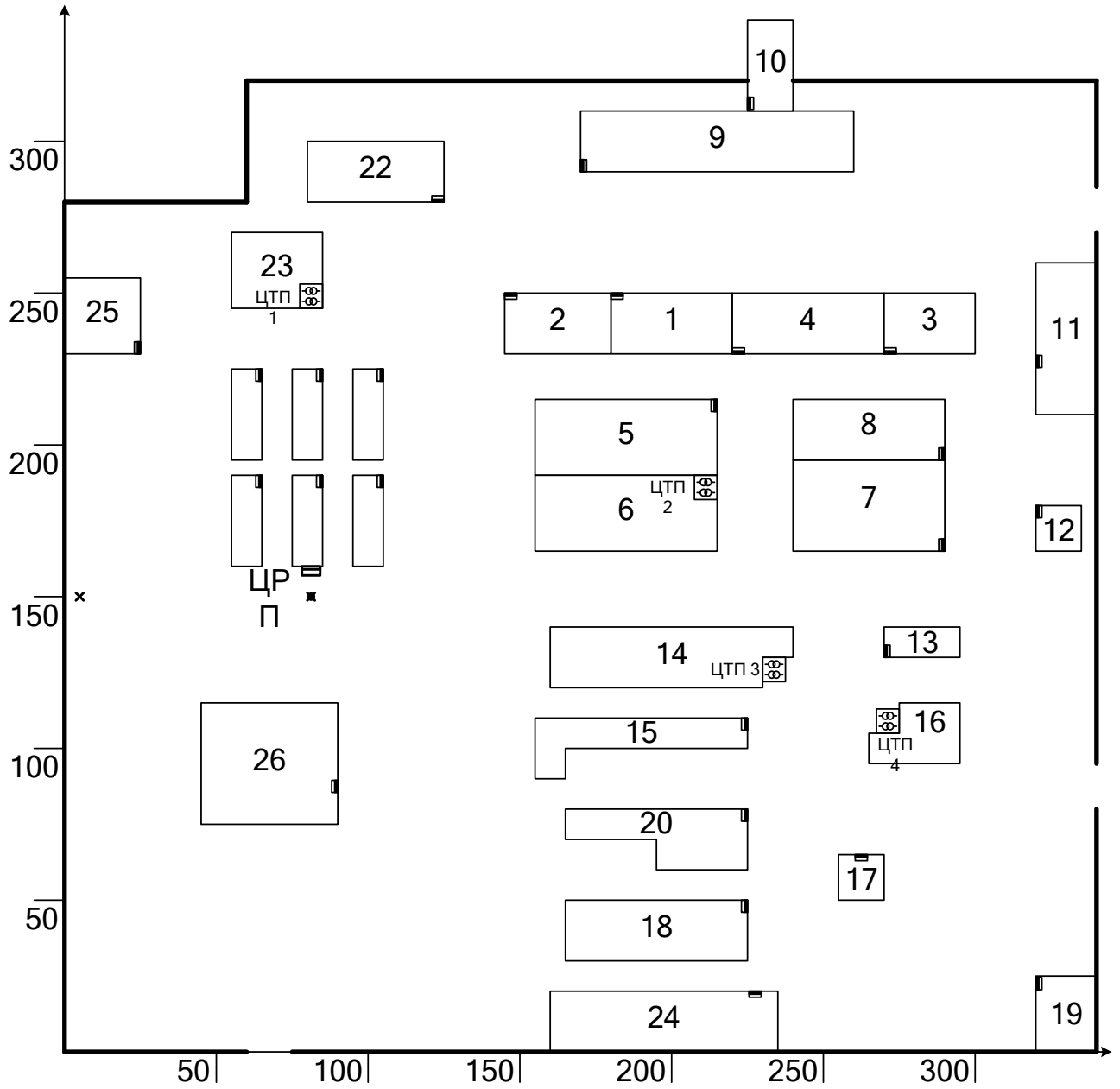


Рисунок 3.2 – Генплан заводу із розташуванням ЦТП, ЦРП та позначенням ЦЕН

4 ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ 10 КВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

Основним електрообладнанням на стороні 10 кВ є високовольтні вимикачі, які згідно з рекомендаціями [1, 2, 3] вибираються за номінальною напругою і розрахунковим струмом. При чому, потрібно враховувати вплив після аварійних режимів та можливою нерівномірністю розподілу струмів між лініями і секціями збірних шин

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном. мережі}}, \quad (4.1)$$

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{м.ав}}, \quad (4.2)$$

де $I_{\text{м.ав}}$ - розрахунковий максимальний струм для після аварійного режиму.

Розрахуємо струми для нормального і післяаварійного режимів:

- для ТП-1

$$I_{\text{м}} = \frac{S_{\text{м}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{2246,79}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 64,85 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{м.ав}} = \frac{S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 129,326 \text{ (A)}$$

- для ТП-2

$$I_{\text{м}} = \frac{S_{\text{м}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{4663,77}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 134,6 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{м.ав}} = \frac{S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202,1 \text{ (A)}$$

Для встановлення на стороні 10 кВ вибираємо вакуумні вимикачі ВВЭ-10-20/630. Номінальний струм вимикачі $I_{\text{ном.в}} = 630 \text{ А} > I_{\text{м.ав}}$ для всіх приєднань. Власний час відключення вимикача 0,055 с.

Живлячі лінії 10 кВ заводської мережі виконаємо кабелями марки ААБ та прокладеному в траншеях. Переріз кабелю вибираємо за економічною густиною струму, яка для кабелів з паперовою ізоляцією $j_{\text{ек}} = 1,4 \text{ (А / мм}^2\text{)}$ при $T_{\text{м}}=4000$ год з таблиці 2.35 [3, с.127]

Визначаємо економічний переріз провідників для живлення ТП-1:

$$s_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{м}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{64,85}{1,4} = 46,3 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Вибираємо кабель ААБ перерізом $3 \times 50 \text{ мм}^2$ з $I_{\text{доп}} = 140 \text{ (А)}$ з таблиці Г.1 [2, 142].

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Вибір високовольтних вимикачів і перерізу провідників

Лінія	$I_{\text{м}}, \text{ А}$	$I_{\text{м.ав}}, \text{ А}$	Вимикач	$I_{\text{ном.в}}, \text{ А}$	$s_{\text{ек}}, \text{ мм}^2$	Провідник	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$
ЦРП-ТП-1	64,85	129,32	ВВЭ-10-20/630	630	46,3	ААБ-3x50	140
ЦРП-ТП-2	134,6	202,1	ВВЭ-10-20/630	630	96,1	ААБ-3x120	240
ЦРП-ТП-3	67,8	129,32	ВВЭ-10-20/630	630	48,46	ААБ-3x50	140
ЦРП-ТП-4	65,01	129,32	ВВЭ-10-20/630	630	48,2	ААБ-3x50	140

5. РЕЖИМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРАТ «МАЯК»

5.1 Врахування надійності електропостачання при проектуванні електричних мереж.

Надійна та безперебійна робота системи електропостачання заводу залежить від багатьох факторів, починаючи з вибору схем, електрообладнання, кабельної продукції та ін., що було враховано при розробці попередніх розділів.

Одним із важливих показників роботи системи електропостачання є її надійність, що повинна забезпечуватися на стадії проектування. Розрахунок надійності базується на використанні теорії ймовірності з визначенням ймовірної тривалості перерв в електропостачанні.

При порівнянні варіантів схем електричних мереж, які забезпечують різну ступінь надійності електропостачання, необхідно знати ймовірну тривалість перерв електропостачання для того, щоб мати можливість оцінити викликаний ними збиток. Перерви електропостачання можуть відбуватися внаслідок аварійних простоїв і планових ремонтів елементів системи електропостачання – ліній електропередач, трансформаторів, комутаційної апаратури і т.д. Аварія будь-якого елементу системи електропостачання і зв'язаний з нею аварійний простій може розглядатися як випадкова подія. Під подією в теорії ймовірності розуміється будь який факт, який в результаті досліду може відбутися чи не відбутися. Стосовно елементів систем електропостачання під подією будемо розуміти їх стан – робочий, аварійний простій, плановий ремонт.

В будь-який момент часу можливий один з трьох вказаних станів елементу. Якщо розглядати стан елементу за достатньо великий період часу, то він буде знаходитись певну частку часу в кожному з трьох станів. Ступінь тривалості кожного даного стану визначається його ймовірністю (відносною ймовірною тривалістю).

Інакше кажучи, під ймовірністю якого-небудь стану будемо розуміти відношення тривалості цього стану, взятого за великий період спостереження (чи для більшого числа однакових елементів, працюючих в подібних умовах, при малому періоді спостереження), до тривалості цього періоду. Так, ймовірність аварійного простою дорівнює [5]:

$$q = \frac{t_q}{T}, \quad (5-1)$$

де t_q - тривалість аварійного простою за період спостереження T .

Аналогічно ймовірність планового ремонту

$$f = \frac{t_f}{T}, \quad (5-2)$$

де t_f - тривалість планового ремонту за період спостереження T .

Необхідні відомості про аварійність елементів систем електропостачання, а також про тривалість аварійних і планових ремонтів, по яким можна підрахувати ймовірності аварійного простою і планового ремонту, приведені нижче. Знаючи ймовірності аварійного простою і планового ремонту елементів системи електропостачання, можна, користуючись рядом положень теорії ймовірності, визначити ймовірність перерв електропостачання.

Стан кожного даного елемента системи електропостачання будемо називати простою подією. Під складною подією будемо розуміти стан групи елементів системи електропостачання. Події (стани) можуть бути несумісні і сумісні, незалежні і залежні. Так, наприклад, несумісними подіями є аварійні простої обох ланцюгів двоколової повітряної лінії, плановий ремонт одного ланцюга і аварійний простій другого і т.д.

Незалежними подіями, зазвичай, вважають аварійні стани

окремих елементів, хоча це і не зовсім вірно, так як при цьому не враховується розвиток аварійного режиму. Виключення повинно бути зроблено лише для дволанцюгових ліній електропередачі – повітряних на опорах, які проходять по одній трасі, і кабельних, прокладених по одній траншеї. Аварійні стани таких ліній не можна рахувати незалежними подіями. Також незалежними подіями можна рахувати планові ремонти і аварійні простої елементів. Однак і тут повинна бути зроблена відмова відносно ліній електропередач, так як плановий ремонт, зазвичай, не проводиться в ті періоди, коли передбачається поява ожеледі, урагану, паводку та інших подій, які можуть викликати аварійне відключення лінії [5].

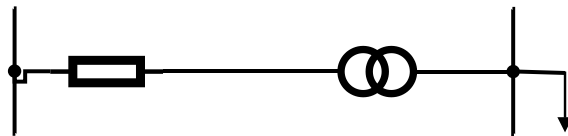


Рисунок 5-1. Нерезрвована схема електропостачання

Для визначення ймовірності складних подій використовуються теореми складання і множення ймовірностей. Сумою декількох подій називається подія, що складається в появі хоча б однієї з цих подій. Ймовірність суми несумісних подій дорівнює сумі ймовірностей цих подій. Так, якщо електропостачання здійснюється по одноланцюговій лінії електропостачання (рис. 5-1), то перерви електропостачання будуть мати місце як при аварійному виході з роботи любого з послідовно ввімкнених елементів електропередачі – вимикача, лінії, трансформатора, так і при виведенні їх в плановий ремонт. Тоді ймовірність складної події – перерва електропостачання, в розглянутому випадку буде дорівнювати сумі ймовірностей аварійних простоїв і планових ремонтів всіх елементів електропередачі [5, 3].

$$h \approx q_g + q_l + q_s + f_g + f_l + f_m. \quad (5-3)$$

Зауважимо, що аварійні простої окремих елементів електропередачі, а також їх планові ремонти і аварійні простої не є несумісними подіями і їх вплив на ймовірність перерви електропостачання малий і ним можна знехтувати.

Якщо плановий ремонт всіх елементів виконується одночасно, то серед членів виразу (5-3), які відображають плановий ремонт, слід враховувати лише один, який має найбільше значення.

Добутком декількох подій називається подія, яка складається в спільній появі всіх цих подій. Ймовірність появи двох незалежних подій дорівнює добутку ймовірностей цих подій. Так, наприклад, ймовірність перерви електропостачання споживачів, які живляться від двотрансформаторної підстанції (рис. 5-2), внаслідок співпадань аварійних простоїв обох трансформаторів буде дорівнювати:

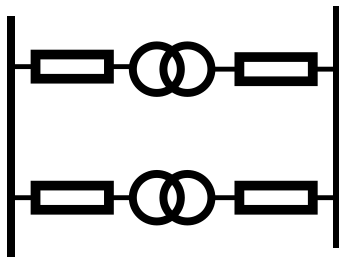


Рисунок 5-2.

Двотрансформаторна підстанція

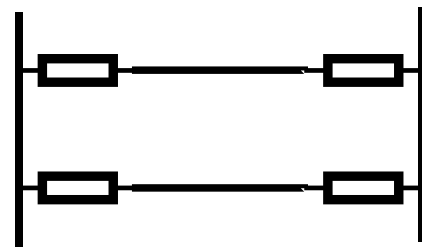


Рисунок 5-3. Резервована

схема електропостачання

$$h = q^2. \quad (5-4)$$

Ймовірність появи двох залежних подій дорівнює добутку ймовірності однієї з них на умовну ймовірність другої, вираховану при умові, що перша мала місце. У відповідності з цим положенням ймовірність співпадіння

аварійного простою одного ланцюга електропередачі з плановим ремонтом другого буде дорівнювати [3,5]:

$$h = 2qk_f f. \quad (5-5)$$

Де $k_f < 1$ - коефіцієнт, який враховує зменшення ймовірності співпадань цих подій внаслідок вказаних вище обмежень, які накладаються на планові ремонти повітряних ліній електропередач.

Крім того, для дволанцюгових ліній електропередач, виконаних на дволанцюгових чи одноланцюгових опорах, але які проходять по одній трасі, повинні бути окремо відомі ймовірності пошкодження кожного з ланцюгів окремо і ймовірність пошкодження обох ланцюгів (відповідно q' і q''). Тоді ймовірність перерви електропостачання в резервованій схемі (рис. 7-3) буде дорівнювати (без врахування впливу комірок вимикачів):

$$h = 2q'k_f f + q'', \quad (5-6)$$

де перший член враховує співпадання аварійного простою першого ланцюга з плановим ремонтом другого, і навпаки – одночасне пошкодження обох ланцюгів лінії.

Наведені положення теорії ймовірності дозволяють визначити ймовірність перерв електропостачання і в більш складних, ніж ті, на яких вони ілюструвались, схемах систем електропостачання.

5.2 Пошкодження ліній та обладнання підстанції і тривалість ремонтів

Для визначення ймовірності аварійного простою і планового ремонту елементів систем електропостачання можна користуватися приведеними нижче

даними про питомі пошкодження ліній електропередач та обладнання підстанцій і тривалості їх аварійних і планових ремонтів.

Питоме пошкодження повітряних ліній 110 і 220 кВ, наближено складає на 100 км ліній, 1,64 для лінії 220 кВ і 3,84 для ліній 110 кВ. В ці дані входять як сталі, так і поточні пошкодження. Якщо врахувати, що успішні дії АПВ в середньому складають 86% для лінії 220 кВ і 80% для ліній 110 кВ, то результуюче питоме пошкодження (сталі пошкодження) ліній, обладнаних АПВ, складає 0,23 для ліній 220 кВ і 0,70 для ліній 110 кВ.

В роботі [5] рекомендується при оцінці надійності електропостачання приймати наступні числа пошкоджень в рік на 100 км повітряних ліній напругою, кВ:

220.....	0,15-0,25
110.....	0,5-0,7
35 з підвісними ізоляторами.....	0,8-1,0
35 з штирьовими ізоляторами	1,0-1,5
6-10	3,5
для кабельних ліній 6-10	2-4

Менші величини відповідають районам з середньою інтенсивністю грозовою діяльністю і середніми кліматичними умовами, великі - грозовим районам з великими ожеледицями і вітрами.

Для ліній на дволанцюгових опорах чи на одноланцюгових, які проходять по одній трасі, кількість пошкоджень дані для кожного з ланцюгів, враховуючи аварії, як на одному ланцюгу, так і на двох ланцюгах одночасно. Частка аварій, яка призводить до відключення обох ланцюгів, складає 15-26% від загального числа. Вона більша для ліній на дволанцюгових опорах, чим на одноланцюгових, і для ліній, які проходять на відкритій місцевості.

Час, необхідний для усунення пошкоджень на лініях, - тривалість аварійного ремонту, в середньому можна приймати рівним [5] для повітряних ліній напругою, кВ.

220.....	10 год
35-110 з підвісними ізоляторами	8-10год
6-35 з штирьовими ізоляторами	4-6год
для кабельних ліній 6-10	10-15год

Знаючи число пошкоджень ліній за рік m , тривалість аварійного ремонту $t_{а.в.р}$ і довжину лінії l , можна визначити ймовірність аварійного простою:

для одноланцюгової лінії

$$q = \frac{mt_{а.в.р}}{8760} \cdot \frac{l}{100} \quad (5-7)$$

для дволанцюгової лінії

$$\begin{cases} q' = \frac{(1 - (0,15 + 0,25))mt_{а.в.р}}{8760} \\ q'' = \frac{(0,15 + 0,25)mt_{а.в.р}}{8760} \cdot \frac{l}{100} \end{cases} \quad (5-8)$$

При проведенні запланованих ремонтів з відключенням ліній тривалість цих ремонтів $t_{п.л.р}$, віднесена до одного року, складає для кожної лінії 110-220 кВ - 175 год., а для ліній 35 кВ - 80 год.; коефіцієнт k_1 , враховуючий обмеження, накладання на терміни проведення планованих ремонтів, рівний приблизно 0,3. Тут необхідно відзначити, що в теперешній час переважна більшість планових ремонтів проводиться без відключення ліній.

Кількість пошкоджень обладнання підстанції і середня тривалість виправлення пошкоджень і запланованих ремонтів наведені в табл. 5-1, по яким можна підрахувати ймовірність аварійного простою обладнання підстанції

$$q = \frac{mt_{а.в.р}}{8760} \quad (5-9)$$

і ймовірність простою в планованому ремонті

$$f = \frac{t_{п.л.р}}{8760} \quad (5-10)$$

По останній формулі визначається ймовірність планового ремонту також і для ліній електропередачі.

Таблиця 5-1 Пошкодження обладнання підстанції і тривалість його аварійних і планових ремонтів

Найменування обладнання	Очікуване число пошкоджень т, разів/рік	Тривалість аварійного режиму	Тривалість запланованого ремонту
Трансформатори з двома обмотками:			
110 кВ і вище.....			
20-35 кВ.....	0,01	90	25
6-10 кВ	0,02	90	20
Трансформатори з трьома обмотками:	0,007	60	10
110 кВ і вище.....			
Комірки розподільчих пристроїв з вимикачами;	0,015	90	25
лінійні			
110 кВ і вище			
20-35 кВ.....	0,03	25	25
3-10 кВ.....	0,02	20	20
генераторів, трансформаторів, шинозеднувальні і секційні	0,005	15	15
110 кВ і вище			
20-35 кВ.....	0,01	25	25
3-10 кВ.....	0,007	20	20
Комірки розподільчих пристроїв з відокремлювачами	0,002	15	15
110 кВ і вище			
35 кВ.....	0,006	15	-
	0,004	10	-

При оцінці надійності схеми електричних з'єднань підстанції з збірними шинами необхідно врахувати, що частина пошкоджень в комірках розподільчих пристроїв викликає відключення тільки того ланцюга, де сталося пошкодження, а друга частина несе за собою дії диференціального захисту збірних шин і їх повне відключення. Частина пошкоджень в комірках розподільчих пристроїв, що приводить до відключення збірних шин, складає [5] при напрузі

110 кВ і вище	25%
20-35 кВ	15%
3-10 кВ	10%

Термін ліквідації аварії на збірних шинах складає близько 0,7 год. Проте при застосуванні роз'єднувачів з дистанційним керуванням тривалість ліквідації аварії може бути скорочена до декількох хвилин.

В схемах розподільчих пристроїв, де шинні роз'єднувачі потрібні для оперативних переключень (а не тільки для ремонтів), показники питомих пошкоджень комірок вимикачів слід збільшити на 20%, збільшуючи звичайно і пошкодження збірних шин.

5.3 Режими напруги в розподільчих заводських мережах.

Режим напруги в електричних розподільчих мережах має велике значення, так як від цього залежить величина рівня напруги, а отже, і якість напруги на затискачах споживачів (електродвигуни, світильники, електричні печі і т.д.). Режим напруги визначає вимоги до його регулювання і економічний ефект роботи електричних мереж і установок. З цієї сторони величина напруги в окремих ланках розподільчої мережі є основним техніко-економічним показником якості електричної енергії.

Відхилення напруги від її номінального значення по своєму ефекту не однакові для живлячих і розподільчих електричних мереж. Те ж саме відноситься і до швидкоплинних процесів коливань напруги. Вимоги до межі

допустимих коливань і відхилень напруги або до режиму напруги, який характеризується найбільшим значенням або верхнім рівнем напруги і найменшим значенням, або нижнім рівнем напруги і найменшим значенням або нижнім рівнем, різні для живлячих і розподільчих мереж.

В мережах вище 1000 В, до яких безпосередньо споживачі електричної енергії не приєднуються, рівні напруги визначаються, з однієї сторони, вимогами роботи ізоляції і втратами на корону і, з другої, умовами зниження втрат електричної енергії від струмів навантаження. В мережах нижче 1000 В верхній рівень напруги визначається терміном служби чи довговічністю ламп електричного освітлення, а нижня його межа – умовами продуктивності механізмів, забезпечення технологічного режиму і допустимим зниженням величини освітленості.

У випадку коли в системі електропостачання є високовольтні споживачі (електродвигуни, електричні печі), ці вимоги накладаються одночасно. Підвищення рівня напруги на затискачах струмоприймачів безпосередньо пов'язане з збільшенням продуктивності механізмів і тому в мережах будь-якої напруги вигідно прагнути більш високого значення рівня напруги. Це прагнення особливо важливе для мереж і установок, в яких виникає недопустимий температурний режим електричних машин і порушення стійкості вузлів навантаження. Від рівня напруги залежать намагнічуючі струми електричних двигунів і трансформаторів, значення струмів в лініях, а відповідно, і втрати активної і реактивної потужності і втрати енергії в системах електропостачання в цілому.

5.4. Відхилення і коливання напруги

Режим роботи багатьох електроприймачів зазвичай відрізняється динамічним характером, що призводить до коливань напруги в електричних мережах споживачів. Підтримка напруги на заданому рівні при коливаннях навантажень є важко виконуваною умовою і вона може бути частково вирішена

застосуванням зустрічного регулювання напруги. З іншої сторони, вимоги збереження сталості напруги у струмоприймачів є необов'язковим, якщо будуть дотримані допустимі межі його відхилень; при цьому регулювання напруги повинно бути достатньо глибоким, щоб забезпечити найменший економічний збиток, пов'язаний з порушенням режиму роботи електроприймачів.

Для забезпечення потрібних коливань напруги, викликаних непостійністю режиму струмоприймачів, потрібно застосування різних видів регулюючих пристроїв і спеціальних режимів роботи живлячих мереж; застосування як одного, так і другого залежить від параметрів живлячої і розподільчої мережі, від місця підключення струмоприймачів, їх режиму і вимог до допустимих змін напруги для їх нормальної роботи. При різних змінах режиму електроприймачів в окремих частинах електричної мережі буде мати місце неоднаковість режиму напруги, і найбільш різкі зміни напруги будуть спостерігатися в тій частині мережі, де безпосередньо підключені ці електроприймачі. З іншої сторони неоднакові і вимоги до режиму напруги в різних частинах електричної мережі. Якщо в живлячій мережі прагнуть до підтримки напруги на рівні, при якому досягають найменших втрат енергії, то в тій частині мережі, до якої безпосередньо приєднані струмоприймачі, ця вимога може виявитись незадовільною для нормальної роботи останніх. Доцільно тому по різному класифікувати окремі частини електричної мережі і вимоги до режиму напруги в них.

Електричні мережі можна принципово класифікувати як живлячі і розподільчі, причому до останніх відносяться такі мережі, до яких безпосередньо можуть приєднуватись електроприймачі як низької, так і високої напруги (6-10 кВ). При цьому трансформатори між живлячими і розподільчими мережами, вважаються елементами живлячої мережі. Розподільчі мережі поділяють на первинні (6-10 кВ) і вторинні (до 1000 В), а трансформатори між ними – розподільчі трансформатори (РТ). Якщо приміняти трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням (РПН), то вдасться здійснити

незалежне регулювання напруги як в живлячій, так і в розподільчій мережах, чим досягається найбільш вигідний режим напруги в них.

Регулювання напруги в живлячій мережі може розглядатися як централізоване шляхом зміни збудження генераторів власних ТЕЦ і перерозподілу реактивної потужності. Регулювання напруги в розподільчій мережі може здійснюватися за допомогою трансформаторів з РПН, лінійних регуляторів і за допомогою синхронних двигунів і статичних конденсаторів. Таке регулювання розглядається як місцеве, яке відповідає вимогам нормальної роботи струмоприймачів.

Варто відмітити, що через неоднорідність окремих струмоприймачів і режиму їх роботи, регулювання напруги за допомогою розподільчих трансформаторів з РПН не завжди є ефективним. Тому застосування трансформаторів з РПН в якості розподільчих трансформаторів повинно піддаватися перевірці і порівнянню з іншими установками для регулювання напруги. Введення вказаної вище класифікації електричних мереж впливає із принципових різних вимог до режиму напруги в різних точках мереж, а також через неоднорідність режиму струмоприймачів.

В розподільчих мережах, особливо у вторинних, сильно відчувається вплив різкозмінних режимів струмоприймачів, як, наприклад, пуск окремих двигунів, режим роботи печі і т.д. В живлячих мережах, навпаки, суттєве значення має режим групи струмоприймачів або режим підприємства в цілому (зміни, технологічний режим і т.д.). В зв'язку з цим доцільно класифікувати різні стани режиму напруги як коливання і відхилення напруги. Під відхиленням напруги мається на увазі повільно протікаючі зміни напруги на затискачах струмоприймача, обумовленні змінами режиму напруги і зміною режиму навантаження в розподільчих мережах (зміна технологічного режиму). Швидкі короточасні зміни напруги, які обумовленні пуском двигунів і різкою зміною режиму струмоприймачів (печі та інші), називають коливанням напруги.

Відхилення і коливання напруги можна виразити наступним чином [22]:

$$\delta U_c = \frac{U_c - U_n}{U_n} \cdot 100\%,$$

де U_c – напруга мережі;

U_n – номінальна напруга струмоприймача;

δU_c може мати як позитивне (+), так і негативне значення (-). Якщо для будь-якого моменту часу t відомо відхилення чи коливання напруги на початку живлячої лінії δU_{1t} і втрати напруги в лінії U_t то відхилення напруги в кінці лінії буде:

$$\delta U_{2t} = \delta U_{1t} - \Delta U_t. \quad (5-11)$$

При декількох ділянках лінії відповідно буде:

$$\delta U_{2t} = \delta U_{1t} - \Sigma \Delta U_t.$$

де $\Sigma \Delta U_t$ – сума втрат напруги на всіх ділянках.

При наявності на початку лінії вольтодобавочного послідовно ввімкненого трансформатора або лінійного регулятора вводиться додаткова ЕРС або «добавка», тоді для будь-якої точки n на цій лінії відхилення напруги в певний момент часу t буде:

$$\delta U_{ct} = \Sigma \delta U_t - \Sigma \Delta U_t \quad (5-12)$$

де $\Sigma \delta U_t$ – алгебраїчна сума відхилення напруги і «добавки» на початку лінії.

Напруга на затискачах струмоприймачів не повинна перевищувати номінальну напругу U_n на задану величину δU_v (верхня межа), а для найбільш віддалених струмоприймачів на величину δU_n (нижня межа). Тоді

$$\delta U_v \geq \delta U_{ш} - \Delta U_{nm};$$

$$\delta U_n \leq \delta U_{ш} - \Delta U_{nb}.$$

де $\delta U_{ш}$ – відхилення напруги на шинах СЦ;

$\Delta U_{\text{нм}}$ – втрати напруги до найближчого струмоприймача;

$\Delta U_{\text{нб}}$ – втрати напруги до найбільш віддаленого струмоприймача.

Звідси

$$\delta U_{\text{нб}} \leq \delta U_{\text{г}} - \delta U_{\text{н}} + \Delta U_{\text{нм}}.$$

Якщо приймач близько знаходиться до джерела живлення то можна прийняти $\Delta U_{\text{нм}} \approx 0$, то

$$\Delta U_{\text{нб}} \leq \delta U_{\text{г}} - \delta U_{\text{н}}. \quad (5-13)$$

Для окремих видів споживачів верхня $\delta U_{\text{в}}$ і нижня межі $\delta U_{\text{н}}$ відхилення напруги в відсотках приймаються наступні:

	$\delta U_{\text{в}}$	$U_{\text{н}}$
освітлення зовнішнє і для жилих приміщень	5	5
внутрішнє освітлення підприємства	5	2,5
двигуни	5 до 10	5

Базуючись на розглянутих теоретичних положеннях, визначимо необхідність регулювання рівнів напруги однієї із ТП з вибором відповідних відпайок трансформатора. Для даного підприємства це питання є особливо важливим у зв'язку з тим, що ПрАТ «Маяк» має розгалужену систему електропостачання і, як наслідок, великі відстані від джерела живлення до підстанцій споживачів.

5.4.1 Розрахунок відпайок ЦТП

Для регулювання напруги в трансформаторах передбачено чотири допоміжні відпайки, що дозволяє отримати п'ять коефіцієнтів трансформації.

Вихідними даними для розрахунку являються: схеми зовнішнього, заводського електропостачання і схема електропостачання цеху, параметри цих мереж, розрахункові навантаження вузлів вказаних мереж і значення напруги в живлячому вузлі в режимі максимальних і мінімальних навантажень енергосистеми.

Мета розрахунку - забезпечити допустимі рівні напруги на споживачах за рахунок правильного вибору регулюючих відгалужень на трансформаторах заводських підстанцій, правильна побудова розподільчих мереж підприємства і місцевих засобів регулювання напруг.

При розрахунку потрібно врахувати те, що система може забезпечити рівень напруги $1,05U_H$ в максимальному режимі роботи підприємства, і рівень напруги $1,0U_H$ в мінімальному режимі роботи підприємства.

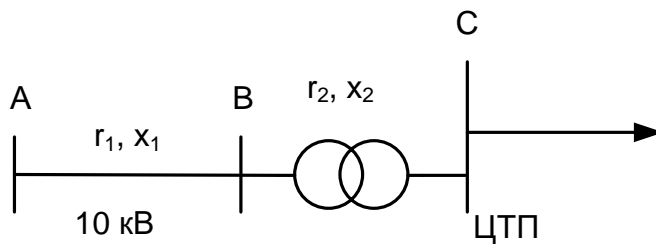


Рисунок 5.2 – Схема розрахункової мережі.

Визначимо падіння напруги в живлячій мережі:

$$\Delta U_{AB}^{\max} = \frac{P_c^{\max} \cdot r_1 + Q_c^{\max} \cdot X_1}{U_A^{\max}} = \frac{767,49 \cdot 0,92 \cdot 4 + 115,12 \cdot 0,0374 \cdot 4}{2 \cdot 10,5} = 0,135 (\text{кВ}),$$

$$\Delta U_{AB}^{\min} = \frac{P_c^{\max} \cdot r_1 + Q_c^{\max} \cdot X_1}{U_A^{\min}} = \frac{767,49 \cdot 0,92 \cdot 4 + 115,12 \cdot 0,0374 \cdot 4}{2 \cdot 10} = 0,142 (\text{кВ}).$$

Втрати напруги в трансформаторі 10/04 кВ:

$$U_{Ka} = \frac{\Delta P_K}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot 100 = \frac{8,5}{630} \cdot 100 = 1,35\% ,$$

$$U_{Kp} = \sqrt{U_K^2 - U_{Ka}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,35^2} = 5,33\% ,$$

$$\Delta U_T = \frac{U}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot (U_{Ka} \cdot P_M + U_{Kp} \cdot Q_M) =$$

$$= \frac{10,5}{630} \cdot (0,0135 \cdot 767,49 + 0,0533 \cdot 115,12) = 0,275 (\kappa B).$$

Напряга на шинах 0,4 кВ ТП при коефіцієнті трансформації (відпайка +2,5%):

$$K_T = \frac{10(1+0,025)}{0,4} = 25,625 .$$

визначається за формулою:

$$U_2^{\max} = U_A - \Delta U_{AB} - \Delta U_T = 10,5 - 0,135 - 0,275 = 10,09 (\kappa B) ,$$

$$U_2^{\min} = U_A - \Delta U_{AB} - \Delta U_T = 10,0 - 0,142 - 0,275 = 9,583 (\kappa B) ,$$

$$U_2^{\max} = \frac{U_2'}{K_T} = \frac{10,09}{25,625} = 0,394 (\kappa B) ,$$

$$U_2^{\min} = \frac{U_2'}{K_T} = \frac{9,583}{25,625} = 0,374 (\kappa B) .$$

Отже на шинах 0,4 кВ ТП при живленні від системи напруга складатиме 394 та 374 В у відповідно режимах максимального і мінімального навантаження при установці на ПБЗ трансформаторів відпайки +2,5%.

Проведемо розрахунок напруги при роботі трансформатора на різних відпайках. Результати розрахунку зведемо до таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Значення вторинної напруги при роботі трансформатора на різних відпайках.

Режим вузлів	U_K^{\max} , кВ	Відгалудж. ТП, %	$K_{\text{тр}}$, при $U_{\text{НОМ}}=10$ кВ	U_2 , при $U_K=U_{\text{НОМ}}$	Висновок
--------------	-------------------	------------------	--	----------------------------------	----------

MAX	10,09	5	26,25	0,384	Допустимо
		2,5	25,625	0,394	Допустимо
		0	25	0,404	Не допустимо
		-2,5	24,375	0,414	Не допустимо
		-5	23,75	0,425	Не допустимо
MIN	9,583	5	26,25	0,365	Допустимо
		2,5	25,625	0,374	Допустимо
		0	25	0,383	Допустимо
		-2,5	24,375	0,393	Допустимо
		-5	23,75	0,403	Не допустимо

Критерієм допустимості є нерівність:

$$U_H \leq U_K \leq 1,05U_H, \quad (5.14)$$

де $U_H=0,38$ кВ – номінальна напруга.

Таким чином, при роботі трансформаторів на жодній з відпайок умова (4.1) для обох режимів не виконується. При роботі на відпайці +2,5% забезпечується значення напруги на шинах 0,4 кВ в межах $\pm 5\%$. При цьому допустимий спад напруги від ТП безпосередньо до електроспоживача в цеху не повинен перевищувати 13 В (3,4%) $\Delta U_{\text{доп}}=U_2-0,95 \cdot U_{\text{ном}}=0,374-0,361=0,013$ кВ. У випадку, якщо спад напруги до найвіддаленішого споживача перевищує 13 В (але більший за 4 В для найближчого споживача) варто обрати відпайку 0 трансформатора.

5.5 Компенсація реактивної потужності

Одним із важливих режимів роботи будь-якої системи електропостачання є контроль та оптимізація режимів компенсації реактивної потужності, що

безпосередньо впливає на якість проходження технологічного процесу, роботу електроприймачів та втрати в електричних мережах.

Виконаємо розрахунок компенсації реактивної потужності ПРАТ «Маяк» використовуючи елементи математичного програмування та прикладні програми MathCad та Excel.

Введемо наступні припущення:

- 1) не враховується вплив компенсації реактивних навантажень (КРН) на силові елементи СЕП;
- 2) не враховується постійна складова затрат в компенсувальні установки (КУ);
- 3) напруга у вузлах мережі вважається приблизно однаковою і приймається рівною номінальній. Це призводить до того, що не враховуються втрати активної потужності.

Виразимо функцію мети через керовані змінні:

$$Z(q_K) = Z_{\Pi}(q_K) + Z_K(q_K). \quad (5.15)$$

Затрати на передачу визначаються:

$$Z_{\Pi}(q_K) = \sum_{i=1}^T \frac{(q_i - q_{Ki})^2}{U_H^2} \cdot r_{0i} \cdot L_i \cdot B_0. \quad (5.16)$$

Затрати на компенсацію визначаються:

$$Z_K(q_K) = (E_e + E_a) \cdot K_K(q_K) + B_{BK}(q_K) = (E_e + E_a) \cdot B_{K0} \cdot \sum_{i=1}^n q_{Ki} + B_0 \cdot \Delta P_K \cdot \sum_{i=1}^n q_{Ki}. \quad (5.17)$$

Тоді математична модель оптимальної потужності компенсації реактивної потужності набуває вигляду:

$$Z(q_K) = \frac{B_0}{U_H^2} \cdot \sum_{i=1}^T (q_i - q_{Ki})^2 \cdot r_{0i} \cdot L_i + [(E_e + E_a) \cdot B_{K0} + B_0 \cdot \Delta P_K] \cdot \sum_{i=1}^n q_{Ki} \rightarrow \min_{q_K} \quad (5.18)$$

При обмеженнях:

$$q_{Ki} \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (5.19)$$

$$\sum_{i=1}^n q_{Hi} - \sum_{i=1}^n q_{Ki} = Q_{BX}. \quad (5.20)$$

Умовні позначення:

n – кількість вузлів навантаження;

m – кількість віток мережі;

Q_{BX} – вхідна реактивна потужність, квар;

r_{0i} – питомий активний опір i -ої вітки мережі, Ом/км;

L_i – довжина i -ої вітки мережі;

B_{K0} – питома вартість КУ;

ΔP_K – питомі втрати активної потужності, кВт/Мвар;

q_i – сума реактивних навантажень, які отримують живлення через i -ту вітку мережі;

q_{Ki} – сума потужностей КУ тих вузлів мережі, які отримують живлення через i -ту вітку мережі.

Оскільки всі ЦТП заводу двотрансформаторні і навантаження їх симетрично розподілене між вдома секціями шин ЦРП, схема заміщення буде (рис. 5.1)

Схема заміщення для розрахунку КРП показана на рисунку 5.1.

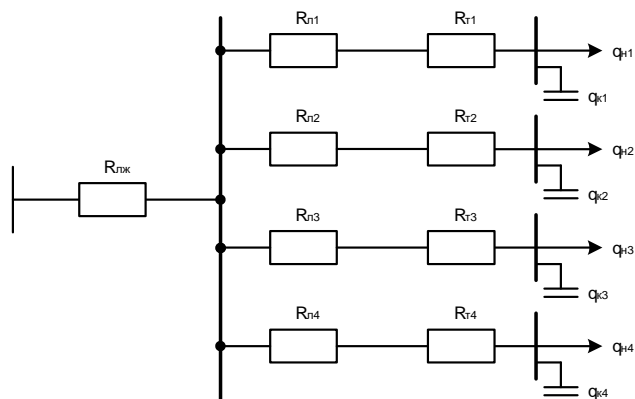


Рисунок 5.1 – Схема заміщення для розв'язку задачі КРП

Наведемо форму розв'язання задачі КРП в середовищі MathCad.

Вихідні дані:		
Напруга, кВ		$U := 10$
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень		$E_e := 0.1$
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію		$E_a := 0.044$
Питома вартість КУ		$B_{к0} := 100$
Питомі втрати активної потужності в КУ, кВт/Мвар		$\Delta P_k := 4.5$
Питома вартість втрат активної потужності, грн/кВт		$B_0 := 302.65$
Вхідна реактивна потужність на одну лінію живлення, квар		$Q_{вх} := 575$
Опір основної зовнішньої лінії живлення, Ом	$r_{ж} := 0.129 \cdot 1.38475$	$r_{ж} = 0.179$
Опір розподільних ліній живлення, Ом	$r_{л1} := 0.443 \cdot 0.098$	$r_{л1} = 0.043$
	$r_{л2} := 0.443 \cdot 0.165$	$r_{л2} = 0.073$
	$r_{л3} := 0.443 \cdot 0.185$	$r_{л3} = 0.082$
	$r_{л4} := 0.443 \cdot 0.2395$	$r_{л4} = 0.106$
Опір трансформаторів, Ом	ТП-1	$r_{т1} := 0.703$
	ТП-2	$r_{т2} := 0.376$
	ТП-3	$r_{т3} := 0.376$
	ТП-4	$r_{т4} := 0.376$
Реактивна потужність у вузлах навантаження, квар	$q_{н1} := \frac{1554.985}{2}$	$q_{н1} = 777.492$
	$q_{н2} := \frac{2180.085}{2}$	$q_{н2} = 1.09 \times 10^3$
	$q_{н3} := \frac{2059.387}{2}$	$q_{н3} = 1.03 \times 10^3$
	$q_{н4} := \frac{1709.456}{2}$	$q_{н4} = 854.728$

Математична модель для розрахунку компенсації реактивної потужності

Виразимо річні приведені затрати через потужність БК у вузлах навантаження:

$$f(q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}, q_{к4}) := \frac{B_0}{U^2} \cdot 10^{-3} \cdot \left[\begin{aligned} &(q_{н1} - q_{к1})^2 \cdot (r_{т1} + r_{л1}) + (q_{н2} - q_{к2})^2 \cdot (r_{т2} + r_{л2}) \dots \\ &+ (q_{н3} - q_{к3})^2 \cdot (r_{т3} + r_{л3}) + (q_{н4} - q_{к4})^2 \cdot (r_{т4} + r_{л4}) \dots \\ &+ (q_{н1} + q_{н2} + q_{н3} + q_{н4} - q_{к1} - q_{к2} - q_{к3} - q_{к4})^2 \cdot r_{ж} \end{aligned} \right] \dots \\ + \left[(E_e + E_a) \cdot B_{к0} + B_0 \cdot \Delta P_{к} \cdot 10^{-3} \right] \cdot (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3} + q_{к4})$$

Початкові значення потужності БК у вузлах навантаження, квар

$q_{к1} := 100$
 $q_{к2} := 100$
 $q_{к3} := 100$
 $q_{к4} := 100$

Given

Обмеження: $q_{к1} \geq 0$
 $q_{к2} \geq 0$
 $q_{к3} \geq 0$
 $q_{к4} \geq 0$
 $(q_{н1} + q_{н2} + q_{н3} + q_{н4}) - (q_{к1} + q_{к2} + q_{к3} + q_{к4}) = Q_{вх}$

Визначимо оптимальне проектне рішення:

$$\begin{pmatrix} q_{к1} \\ q_{к2} \\ q_{к3} \\ q_{к4} \end{pmatrix} := \text{Minimize}(f, q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}, q_{к4}) \quad \begin{pmatrix} q_{к1} \\ q_{к2} \\ q_{к3} \\ q_{к4} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 679.037 \\ 926.405 \\ 869.222 \\ 702.293 \end{pmatrix}$$

Річні приведені затрати, грн $f(q_{к1}, q_{к2}, q_{к3}, q_{к4}) = 5.038 \times 10^4$

Проектне рішення:

$q_{к1} = 679,037$ (квар) КРМ-0,4-750-75 УЗ
 $q_{к2} = 926,405$ (квар) КРМ-0,4-975-97,5 УЗ
 $q_{к3} = 869,222$ (квар) КРМ-0,4-900-90 УЗ
 $q_{к4} = 702,293$ (квар) КРМ-0,4-750-75 УЗ

Виходячи з проведених розрахунків отримуємо наступні результати по кожній ТП:

Таблиця 5.4– Результат розв’язання задачі КРП

№ вузла	Розрахована	Тип та потужність КП
---------	-------------	----------------------

	потужність КП Q_k , квар	
ТП-1	1358	2xКРМ-0,4-750-75 УЗ
ТП-2	1852	2xКРМ-0,4-975-97,5 УЗ
ТП-3	1738	2xКРМ-0,4-900-90 УЗ
ТП-4	1404	2xКРМ-0,4-750-75 УЗ

6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА МКР

6.1 Розрахунок капіталовкладень

Загальний розмір капіталовкладень у схему електропостачання підприємства може бути розрахований по наступним формулах:

а) Для електричних ліній, тис. грн.:

$$K_{л} = (K_{пит} + K_{прок}) \cdot L, \quad (6.1)$$

де $K_{пит}$ - питома вартість на 1км лінії, грн./км; $K_{прок}$ - питома вартість прокладки, грн./км; L - довжина лінії електропередачі, км.

Для прикладу визначимо вартість прокладки кабельної лінії від ЦРП до ТП1 (ААБ 3×70):

$$K_{л1} = (K_{пит} + K_{прок}) \cdot L = (13,13 + 2,73) \cdot 0,07968 = 1,264 \text{ (тис.грн);}$$

Для інших ліній розрахунки робляться аналогічно, результати розрахунків заносимо в таблицю 6.1:

Таблиця 6.1 – Розрахунок капіталовкладень для електричних ліній

Назва лінії	Марка кабелю	Кількість	Довжина, м	Куд, тис.грн	Кпост, тис.грн	Кл, тис.грн
КТП-1	ААБ 3 х 50	2	79,68	13,13	2,73	1,2637248
КТП-2	ААБ 3 х 120	2	185,53	13,13	2,73	2,942506
КТП-3	ААБ 3 х 50	2	79,21	13,13	2,73	1,256271
КТП-4	ААБ 3 х 50	2	79,21	13,13	2,73	1,256271
Разом						7,462501

б) Для електричних підстанцій, тис. грн.:

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^l n_i \times K_{\text{оді}} + K_{\text{пост}}, \quad (6.2)$$

де $K_{\text{оді}}$ - вартість однієї трансформаторної підстанції (ТП) із трансформаторами визначеного діапазону потужності, грн; l – число різновидів ТП у схеми електропостачання; $K_{\text{пост}}$ - постійні витрати, що мало залежать від потужності підстанції і пов'язані з устроєм території, з створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла і т.д., грн.

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

$$K_{\text{пс1}} = 280 \times 2 + 56 = 616 \text{ (тис.грн);}$$

Результати розрахунків заносимо в табл.6.2

Таблиця 6.2 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип трансформатора	Кількість	Код, тис.грн	Кпост, тис.грн	Кпс, тис.грн
КТП-1	ТМ-1600	2	280	56	616
КТП-2	ТМ-2500	2	380	76	916
КТП-3	ТМ-1600	2	280	56	616
КТП-4	ТМ-1600	2	280	56	616
Разом:					3232

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми кількість вимикачів 10 кВ – 10 шт. Відповідно рекомендацій приймаємо вартість вимикача 10 кВ рівною (20–25) тис. грн.

Сумарна вартість вимикачів:

$$K_B = 10 \cdot 20 = 200 \text{ (тис.грн).}$$

Вартість підстанцій з вимикачами

$$K_{\text{пс}} = 1232 + 200 = 1432 \text{ (тис.грн).}$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 7,463 + 1432 = 1439,5 \text{ (тис.грн).}$$

6.2 Річні витрати і втрати електроенергії

Річні витрати активної електроенергії промислового підприємства визначаються як сума витрат електроенергії силових і освітлювальних споживачів з урахуванням втрат у лініях і трансформаторах. Рекомендується виконувати розрахунок кількості корисної електроенергії, виходячи з встановленої потужності електроспоживачів цехів, коефіцієнта попиту і числа годин використання максимуму навантаження, тис. кВт·год./рік:

$$E_a = S_{\text{фi}} \cdot \cos\varphi_{\text{нi}} \cdot T_{\text{мi}}, \quad (6.3)$$

де $S_{\text{фi}}$ – фактична потужність, що протікає по всіх трансформаторах групи, кВА; $\cos\varphi_{\text{нi}}$ – номінальний коефіцієнт реактивної потужності; $T_{\text{мi}}$ – річна тривалість використання максимуму активного навантаження, год.

Для прикладу визначимо річну витрату активної електроенергії для цеху №1, тис. кВт·год/рік:

$$E_{a1} = 0,6 \cdot 770,43 \cdot 4000 = 1849032 \text{ (кВт год./ рік)}.$$

Аналогічно визначаємо річну витрату активної електроенергії для інших цехів. Результати розрахунків заносимо в таблицю 6.3.

Таблиця 6.3 – Річна витрата активної електроенергії по цехам

Назва цеху	Число змін	Tм, год	Sф, кВт	cos φ	Eа, кВт*год/рік
Механічний цех	2	4000	770,43	0,6	1849032
Заготівельний цех	2	4000	133,07	0,6	319368
Кованьно-штамповий цех	2	4000	232,5	0,83	771900
Зварювальний цех	2	4000	323,77	0,65	841802
Намоточний цех	2	4000	489,9	0,6	1175760
Цех лиття	2	4000	343,29	0,75	1029870
Інструментальний цех	2	4000	337,18	0,68	917129,6
Фарбувальний цех	2	4000	176,11	0,76	535374,4
Збірно-монтажний цех	2	4000	408,41	0,6	980184
Адміністративний корпус	2	4000	97,61	0,8	312352
Ремонтно-механічний цех	2	4000	162,9	0,6	390960
Очистні споруди	2	4000	10,64	0,85	36176
Енергоблок	3	7000	415,09	0,76	2208278,8
Цех друкованих плат	2	4000	187,91	0,65	488566
Відділ випробувань	2	4000	101,52	0,8	324864
Котельня	3	7000	290,44	0,6	1219848
Будівельно-монтажний цех	2	4000	79,68	0,85	270912
Цех нест-ного обладнання	3	7000	136,63	0,75	717307,5
Автотранспортний цех	2	4000	85,09	0,85	289306
Тарно-пакувальний цех	2	4000	42,89	0,85	5519082,3
Склади	2	4000	43,38	0,85	8829885,8
Столова	2	4000	61,94	0,85	17171205,6

продовження таблиці 6.3

Цех термопластів	2	4000	386,71	0,75	34017547,2
КСК "Маяк"	2	4000	58,46	0,8	66815246,4
Типографія	2	4000	72,55	0,75	133359580,8
Корпус пор-ків і металургії	2	4000	99,02	0,6	266001854,1
Разом				0,77857	531714402,2

Кількість електроенергії, розрахована раніше, не враховує втрат у внутрішньозаводській розподільній мережі. Тому для визначення повної потреби підприємства в електроенергії необхідно до отриманого результату додати її втрати в лініях і трансформаторах.

Розрахунок втрат електроенергії в лініях, тис.кВт·год./рік:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot J_{\text{м}}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (6.4)$$

де $J_{\text{м}}$ - максимальний струм у лінії, А; R - активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом.

$$R = r_0 \cdot L; \quad (6.5)$$

де r_0 - питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км; τ - час максимальних втрат, год./рік.

Його величина визначається по заданій кількості годин використання максимуму $T_{\text{м}}$:

$$\tau_1 = \left(0,124 + \frac{\dot{Q}_1}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (6.6)$$

Для лінії ГПП –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ГПП до ТП1, (Ом):

$$R = 0,549 \cdot 0,07968 = 0,044.$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot 52^2 \cdot 0,044 \cdot 2405,286 \cdot 10^{-3} = 853.53 \text{ (кВт}\cdot\text{год/рік)}.$$

Аналогічно проводимо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Втрати електроенергії в лініях

Найменування лінії		Кількість	Довжина, м	I _{max} , А	го, Ом/м	τ, год/рік	dE _л , кВт*год
ЦРП-ТП-1	ААБ 3x50	2	79,68	52	0,549	2405,28576	853,5250899
ЦРП-ТП-2	ААБ 3x120	2	185,53	37	0,549	2405,28576	1006,185077
ЦРП-ТП-3	ААБ 3x50	2	79,21	43	0,549	2405,28576	580,1993043
ЦРП-ТП-4	ААБ 3x50	2	79,21	43	0,549	2405,28576	580,1993043
Разом:							1586,384382

Втрати енергії групи однакових паралельно включених трансформаторів можуть бути визначені по формулі, тис. кВт·год./рік:

$$\Delta E_{\text{Т}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{р}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ф}}}{S_{\text{н}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (6.7)$$

де n - число трансформаторів у групі; $\Delta P_{\text{кз}}$ і ΔP_{xx} – номінальні (табличні) втрати відповідно короткого замикання і холостого ходу, кВт; $T_{\text{р}}$ - час роботи трансформаторів, год/рік (звичайно приймається рівним 8760 год/рік); $S_{\text{ф}}$ -

фактична потужність, що протікає по всіх трансформаторах групи, кВА; S_n - номінальна потужність одного трансформатора даної групи, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах КТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 2.1 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 10.5 \cdot \left(\frac{1749.11}{1000} \right)^2 \cdot 2405,286 = 46450.3 \text{ (кВт}\cdot\text{год/рік)}.$$

Для інших КТП проводимо аналогічні розрахунки і їх результати зводимо у таблицю 6.5.

Таблиця 6.5 – Втрати енергії в трансформаторах

Тип трансформатора	Кількість	dP _x , кВт	dP _к , кВт	S _ф , кВА	S _n , кВА	dE _T , кВт*год/рік
ТМ-1600	2	2,1	10,5	1749,11	1000	46450,28992
ТМ-2500	2	2,1	10,5	1957,98	1000	48894,70632
ТМ-1600	2	2,1	10,5	1840,01	1000	47480,24398
ТМ-1600	2	2,1	10,5	1840,01	1000	47480,24398
Всього						96374,9503

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

$$E = E_a + \Delta E_n + \Delta E_T;$$

$$E = 531714402.2 + 1586.4 + 96374.9503 = 531812363.5 \text{ (кВт}\cdot\text{год/рік)}. \quad (6.8)$$

Промислові підприємства, що споживають електроенергію від зовнішнього джерела, з одного боку, оплачують кількість отриманої енергії по тарифу, а з іншого боку - несуть додаткові витрати при передачі і розподілі електроенергії від мереж енергосистеми до цехових споживачів. Отже, загальні (сумарні) витрати підприємства на електроенергію за рік будуть складати, тис. грн./рік:

$$C_{\text{сум}} = C + C_{\text{п}}, \quad (6.9)$$

де C - плата за електроенергію енергосистемі; $C_{\text{п}}$ - річні витрати підприємства по передачі і розподілу електроенергії.

$$C_{\text{сум}} = 574357352,2 + 939810 = 575297162 \text{ (грн./рік)}.$$

Плата за електроенергію, витрачену промисловим абонентом за визначений період, грн./рік:

$$C = aE/100, \text{ [Грн]}. \quad (6.10)$$

де a - основна ставка тарифу за 1 кВт максимального навантаження, грн.;

$P_{\text{м}}$ - заявлена споживачем потужність, кВт;

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

$$C = 200 \cdot 531812363,5 / 100 = 574357352,2 \text{ (грн/рік)}.$$

6.3 Складання кошторису річних поточних витрат

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

$$C_{\text{п}} = C_{\text{обс}} + C_{\text{тр}} + C_{\text{а}} + C_{\text{пр}}, \quad (6.11)$$

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

$C_{тр}$ - річні витрати на поточний ремонт устаткування і мереж, грн/рік;

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

$C_{пр}$ - інші витрати, грн/рік.

$$C_{п} = 575297162 + 68774,654 + 86370 + 187956 = 939810 \text{ (грн/рік)}.$$

Одна з задач дипломного проекту саме і полягає в розрахунку названих елементів. У першу чергу це стосується витрат, необхідних для обслуговування електроустановок і мереж $C_{обс}$, а також витрат по їхньому поточному ремонту $C_{тр}$, що включають:

- а) основну і додаткову зарплату відповідних робітників з нарахуваннями;
- б) вартість матеріалів, що витрачаються.

6.3.1 Планування потреби в робочій силі

Витрати підприємства на зарплату визначаються на основі розрахунку чисельності експлуатаційних і ремонтних робочих. Основним критерієм при цьому є кількість і вигляд електрообладнання загальнозаводської частини енергогосподарства. Персонал, що обслуговує електроприймачів виробничих цехів, можна віднести до робітників цих підрозділів і в курсовій роботі не враховувати.

Кількість робітників, необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоустаткування і мереж, визначається виходячи з трудомісткості робіт, що виконуються. При цьому рекомендується скористатися нормативами системи ППР обладнання і мереж промислової енергетики .

Персонал для ремонтних робіт, чел.:

$$N_{\text{ТР}} = \frac{T_{\text{Т.Р}}}{\Phi_{\text{д}} \cdot K_{\text{В.Н}}}, \quad (6.12)$$

Експлуатаційні робітники, чол.:

$$N_{\text{ОБС}} = \frac{T_{\text{ОБС}}}{\Phi_{\text{ОБС}} \cdot K_{\text{В.Н}}}, \quad (6.13)$$

де $T_{\text{ТР}}$ - річна планова трудомісткість поточного ремонту, люд·год; $\Phi_{\text{д}}$ - дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робочого в рік; звичайно приймається рівним 1850-1900 год; $K_{\text{В.Н}}$ - плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників. При розрахунках можна брати для ремонтного персоналу його значення 1,10, а для експлуатаційного - 1,05; $T_{\text{обс}}$ - річна планова трудомісткість технічного обслуговування з обліком трудозатрат на огляди(перевірки, іспити), створювані як самостійні операції, люд·год.

Планова трудомісткість відповідного виду робіт T ($T_{\text{ТР}}$, $T_{\text{обс}}$) залежить від кількості однотипного устаткування, трудомісткості одиниці цих робіт і числа їх повторень протягом року.

Планова трудомісткість, чол.-год/рік:

$$T = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot h, \quad (6.14)$$

де Π - число ремонтів даного виду в рік, на одиницю обладнання; $t_{\text{норм}}$ - норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд·год; h - кількість обладнання певного діапазону потужності, що належить цьому виду ремонтних робіт.

Для вимикачів, чол.-год/рік:

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

Слід зазначити, що норми тривалості міжремонтних періодів і зв'язані з ними розрахункова кількість ремонтів у рік розроблені стосовно до енергоустаткування, що працює в двох змінах, тобто при $K_{зм}=2$. При іншій змінності вводиться поправочний коефіцієнт β_p :

$$\beta_p = \frac{2}{K_{см}}, \quad (6.15)$$

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

$$T_{т.о} = 12 \cdot t_{тр} \cdot K_{с.р} \cdot K_{зм} \cdot h, \quad (6.16)$$

де 12 - число місяців у році; $t_{тр}$ - планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год; $K_{с.р}$ - коефіцієнт складності ремонту, що показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування і мереж на кожен місяць планованого року, 1/міс.; h - кількість обладнання в групі.

Для вимикачів, чол.-год/рік:

$$T_{т.о} = 12 \cdot 20 \cdot 0,1 \cdot 2 \cdot 2 = 96 ;$$

Так як в роботі є розрахунки, що повторюються, то заносимо їх до таблиці

6.6

Таблиця 6.6 – Трудомісткість технічного обслуговування

Обладнання	Кількість	Поточний ремонт			Огляд			Технічне обслуговування				Загал. Трудомісткість обслуговування, люд-год
		К-сть на одиницю обладнання ремонтів	Норма трудомісткості люд-год	Загал. трудомісткість люд-год	К-сть на одиницю обладнання оглядів	Норма трудомісткості люд-год	Загал. трудомісткість люд-год	Змінність роботи	Коеф. склад. ремонтів Кср	К-сть місяців в році	Загал. трудомісткість люд-год	
Траноф. Струм, шт	10	1	4	40	12	0,5	60	2	0,1	12	96	156
Траноф. Напруг, шт	2	1	10	20	12	1	24	2	0,1	12	48	72
Вимикач 10 кВ, шт	10	1	16	160	12	1	120	2	0,1	12	384	504
ТМ-1000	6	0,33	300	594	12	20	1440	2	0,1	12	4320	5760
Кабельна лінія 70 мм ² , км	0,344	1	46	15,824	1	11,5	3,956	2	0,1	12	37,9776	41,9336
Разом:				829,824			1647,956				4885,9776	6533,9336

Тоді

- експлуатаційні робітники, чол.:

$$N_{\text{тр}} = \frac{1647.956}{1900 \cdot 1,1} = 0,8 \approx 2$$

- персонал для ремонтних робіт, чол.:

$$N_{\text{обс}} = \frac{6533.934}{1900 \cdot 1,05} = 3,3 \approx 4$$

Згідно ПУЕ приймаємо $N_{\text{тр}} = 2$ чол., $N_{\text{обс}} = 4$ чол.

6.3.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Системи, що застосовуються при оплаті праці, чисельність експлуатаційного і ремонтного персоналу, діюча тарифна система. Плановим фондом заробітної плати називається сума коштів, що повинна бути нарахована працівниками енергогосподарства за роботу в час планового періоду є основою для розрахунку фондів заробітної плати. З метою планування фонд заробітної плати робітників підрозділяється на годинний, денний і місячний (річний).

Основну заробітну плату утворює виплата, зв'язана з фактично обробленим часом або виконаною роботою. В її склад входять: фонд прямої заробітної плати, премії відрядникам і святкові дні, оплата бригадирам за керівництво бригадою, доплата за навчання учнів.

Доплати підліткам за скорочений робочий день, оплата перерв у роботі матерів, що годують дітей, оплата відпусток і часу виконання державних обов'язків, виплата вихідних допомога, доплата за вислугу років і ін. утворюють додаткову заробітну плату.

Щоб розрахувати оплату праці експлуатаційних робітників у роботі використовується почасово-преміальна система, а для ремонтного персоналу - відрядно-преміальна. Преміювання експлуатаційних робітників здійснюється за безаварійну і надійну роботу енергообладнання і мереж, економію енергоресурсів, компенсацію реактивної потужності. Ремонтний персонал преміюється за високоякісне і своєчасне виконання ремонтних робіт.

Величина премії (відповідно категоріям енергоперсоналу) може бути прийнята в розмірі 20 і 25%. У цих умовах фонд прямої заробітної плати:

а) Для робітників, зайнятих на роботах по експлуатації й обслуговуванню енергообладнання і мереж, грн./рік

$$\Phi_T = N_{\text{обс}} \cdot \beta_n \cdot t_{\text{чз}} \cdot \Phi_d, \quad (6.17)$$

де Φ_T - заробітна плата робітників-погодинників по тарифу; $N_{\text{обс}}$ - число експлуатаційного персоналу по списку, люд.; β_n - коефіцієнт використання річного номінального фонду робочого часу (можна приймати рівним 0.9); $t_{\text{чз}}$ - годинна тарифна ставка, що відповідає середньому тарифному розряду експлуатаційних робітників, рівному III, IV розряду;

$$t_{\text{чз}} = ((K3+K4)/2) \cdot C_1;$$

де C_1 – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду (5грн/год); $K3, K4$ – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно

$$t_{\text{чз}} = ((1,18+1,32)/2) \cdot 5 = 6,25 \text{ (грн/год)};$$

Φ_d - ефективний фонд часу одного робітника в рік, год.

Тоді

$$\Phi_T = 4 \cdot 0,9 \cdot 6,25 \cdot 1900 = 42750 \text{ (грн/рік)}.$$

б) Для робітників, що виконують поточний ремонт енергоустаткування, фонд прямої заробітної плати розраховується по нормативній трудомісткості робіт, грн./рік:

$$\Phi_c = T_{\text{тр}} \cdot t_{\text{чр}}, \quad (6.18)$$

де Φ_c - відрядна заробітна плата ремонтників, грн/рік;

$$t_{\text{чр}} = (K_3 + K_4) / 2 \cdot C_1;$$

де C_1 – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду відрядників; K_3, K_4 – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно (табл.4.6).

$$t_{\text{чр}} = ((1,32 + 1,47) / 2) \cdot 5 = 6,98 \text{ (грн/год);}$$

де $T_{\text{тр}}$ - сумарна річна планова трудомісткість поточного ремонту всіх груп енергообладнання і мереж, люд. - год.

Тоді

$$\Phi_c = 1647,956 \cdot 6,98 = 11502,73 \text{ (грн./рік).}$$

Фонд основної заробітної плати, грн/рік:

$$\Phi_o = \Phi(1 + 0,05 + 0,01 + \alpha), \text{ (грн/рік);}$$

де Φ - тарифний фонд Φ_T експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати Φ_c 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.

$$\Phi_{\text{от}} = 42750 \cdot (1 + 0,05 + 0,01 + 0,2) = 53865 \text{ (грн/рік);}$$

$$\Phi_{\text{ос}} = 11502,73 \cdot (1 + 0,05 + 0,01 + 0,25) = 15068,6 \text{ (грн/рік).}$$

Величина додаткової заробітної плати визначається в розмірі 15% по відношенню до фонду основної заробітної плати. Тому сумарна величина фонду з обліком додаткової заробітної плати складе, грн/рік:

$$\Phi_{об} = \Phi_o \cdot 1,15;$$

де Φ_o - фонд основної заробітної плати відповідно експлуатаційних або ремонтних робітників грн/рік.

$$\Phi_{обт} = 53865 \cdot 1,15 = 46458,6 \text{ (грн/рік);}$$

$$\Phi_{обс} = 15068,6 \cdot 1,15 = 17328,89 \text{ (грн/рік).}$$

З метою утворення фонду соціального страхування виділяються нарахування за рахунок засобів підприємства на заробітну плату. З цього фонду кошти витрачаються на виплату по тимчасовій утраті працездатності, оплату відпусток по вагітності, санаторно-курортні лікування й організацію відпочинку трудящих, оздоровчі заходи для дітей працівників і інше.

Щоб визначити витрати по заробітній платі $C_{зп}$, необхідно у величині сумарного фонду по кожній категорії енергоперсоналу врахувати відрахування на соціальні заходи, грн/рік:

$$C_{зп} = \Phi_{об} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{соц.ст} + \beta_{п} + \beta_{з}}{100}\right), \quad (6.19)$$

де $\beta_{оаі}$ - відрахування на тимчасову втрату працездатності, $\beta_{оаі} = 4\%$; $\beta_{і}$ - відрахування в пенсійний фонд, $\beta_{і} = 32\%$; $\beta_{с}$ - відрахування у фонд зайнятості, $\beta_{с} = 1,5\%$;

$$C_{зпт} = 61944.75 \cdot \left(1 + \frac{1,5 + 32 + 4}{100}\right) = 85174.03 \text{ (грн/рік);}$$

$$C_{зпс} = 17328.89 \cdot \left(1 + \frac{1,5 + 32 + 4}{100}\right) = 23837.224 \text{ (грн/рік).}$$

6.3.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Розрахунок потреби необхідної на рік кількості основних матеріалів для усіх видів ремонтів і технічного енергетичного обслуговування устаткування і мереж виробляється на підставі трудомісткості річного плану ППРОСПЕ і приведених норм витрати матеріалів. Якщо на окремі види матеріалів норми відсутні, підприємство саме їх розробляє і затверджує.

З метою спрощення планування в системі витрата матеріалів віднесена до 100 люд.-год. трудомісткості усіх видів ремонтів, включаючи технічне обслуговування. Таким чином, знаючи трудомісткість плану, легко розрахувати потреби матеріалів.

Річна вартість матеріалів для поточного ремонту кожного виду устаткування мереж, грн/рік:

$$C_{\text{мтр}} = 0,01 \sum_{i=1}^f T_{\text{трі}} \sum_{j=1}^q m_{\text{трі}} \cdot C_{\text{mj}}, \quad (6.20)$$

де - 0,01 - коефіцієнт приведення; f - кількість груп устаткування і мереж у схемі електропостачання; $T_{\text{трі}}$ - трудомісткість поточного ремонту i -ої групи енергоустаткування, люд.-год; q - число різновидів матеріалів; $m_{\text{трі}}$ - норма витрати j -го виду матеріалу на 100 люд.-год трудомісткості поточного ремонту i -ої групи устаткування і мереж; C_{mj} - ціна одиниці матеріалу, грн.

Аналогічно проводиться розрахунок планової вартості матеріалів для здійснення технологічного обслуговування устаткування і мереж, грн/рік:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \sum_{i=1}^f T_{\text{трі}} \sum_{j=1}^q m_{\text{трі}} \cdot C_{\text{mj}} \cdot \quad (6.21)$$

Розрахунок трудомісткості спрощується при виконанні його в табличній формі. Тому що вартість конкретного виду матеріалу являє собою добуток норми його витрати на ціну, то доцільно по кожному виду устаткування і мереж

визначити підсумкову вартість усіх матеріалів, а потім її помножити на трудомісткість поточного ремонту чи технологічного обслуговування.

Таблиця 6.7 – Розрахунок вартості матеріалів включених у норму витрати

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрати 100 чол*год працемісткості ремонту і тех. обслуговування	Вартість матеріалу
Силові трансформатори		1000	1000
Сталь сортова, кг	2,497	6	14,98
Провід установочний, м	1,036	0,5	1,25
Мідь-Алюміній (гола), кг	23,252	62	1441,62
Картон електроізоляційний, кг	11,208	1,4	15,69
Лакотканина (ширина 700мм), м	31,088	0,2	6,22
Кабельний папір, кг	9,167	0,6	5,5
Стрічка кіперна, кг	112,11	40	4484,4
Стрічка тафтяна, кг	83,28	18	1499,04
Стрічка азбестова, м	2,454	0,05	0,12
Лаки ізоляційні, кг	13,408	1,5	20,11
Емалі ґрунтові, кг	14,71	2,5	36,78
Масло трансформаторне, кг	4,545	0,58	2,64
Бензин, кг	2,306	0,7	1,61
Розчиники, кг	6,499	0,8	5,2
Маслостійка гума, кг	16,665	0,4	6,67

продовження таблиці 6.7

Гума профільна, кг	16,665	0,13	2,17
Припой олов'яно-свинцевий, кг	158,757	0,02	3,18
Припой мідно-фосфорний, кг	29,543	0,03	0,89
Електроди, кг	5,484	0,15	0,82
Засоби кріплення, кг	6,984	2	13,97
Дріт кручений, м	0,912	0,3	0,27
Матеріали обжиму, кг	9,09	0,4	3,64
Разом:			7566,76
Кабельні лінії			
Сталь сортова, кг	2,497	2	4,99
Електроди, кг	5,484	0,1	0,55
Разом:			5,54

Отже,

$$C_{\text{МТР}} = 0,01 \cdot (594 \cdot 7566,76 + 15,824 \cdot 5,54) = 44947,43 \text{ (грн/рік)};$$

$$C_{\text{МТО}} = 0,01 \cdot (5760 \cdot 7566,76 + 41,9336 \cdot 5,54) = 511515,3 \text{ (грн/рік)}.$$

Таким чином, можна розрахувати:

витрати по обслуговуванню електроустановок і мереж, тис. грн/рік:

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

$$C_{\text{обс}} = 85174,03 + 511515,3 = 596679,33 \text{ (грн/рік)}; \quad (6.22)$$

та витрати по їхньому поточному ремонті, грн/рік:

$$C_{\text{пр}} = C_{\text{зп.с}} + C_{\text{м.тр}},$$

$$C_{\text{пр}} = 23827,224 + 44947,43 = 68774,654 \text{ (грн/рік);} \quad (6.23)$$

6.3.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Основні фонди в процесі експлуатації піддаються фізичному і моральному зносу. Це вимагає безупинного їхнього відтворення, а також виконання капітальних ремонтів і модернізації. Засоби, призначені для повної заміни і часткового відновлення основних фондів, називаються амортизаційними відрахуваннями. Вони включаються в собівартість виготовленої на даному підприємстві продукції і реалізуються при її продажі.

Амортизаційні відрахування визначаються від первісної вартості ОФ по нормах. Норма амортизації являє собою встановлений у плановому порядку щорічний відсоток погашення вартості відповідних ОФ за рахунок амортизаційних відрахувань.

Для визначення річного амортизаційного фонду необхідно знати вартість амортизаційних ОФ (величину капіталовкладень), розрахованих у розділі 1 (див. табл.1.1 та 1.2).

Амортизаційні відрахування, тис. грн/рік:

$$C_a = 0,06 \cdot 1439,5 = 86,37 \text{ (тис.грн/рік).}$$

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

$$C_{п.р} = \beta_{п.р} (C_{обс} + C_{пр} + C_a); \quad (6.24)$$

де $\beta_{п.р}$ - коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

$$C_{п.р} = 0,25 \cdot (596679,33 + 68774,654 + 86370) = 187956 \text{ (грн/рік)}.$$

Після визначення всіх елементів витрат підприємства, необхідних для передачі і розподілу електроенергії зведемо їх в таблицю 6.8.

Таблиця 6.8– Кошторис річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, тис.грн	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації енергоустаткування і мереж	596,68	63,48942871
Поточний ремонт	68,8	7,320628638
Амортизаційні відрахування	86,37	9,190155457
Інші витрати	187,96	19,99978719
Разом:	939,81	100

6.4 Калькуляція собівартості електроенергії

Собівартість - це всі грошові витрати підприємства на виробництво і реалізацію продукції. Для підрахунку продукції усі витрати плануються по статтях калькуляції (витрат).

Особливістю визначення собівартості електроенергії є те, що при цьому враховуються не тільки витрати на її трансформацію і передачу, але і вартість енергії, що купляється. Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВтг:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (6.25)$$

де $C_{\text{сум}}$ - величина сумарних витрат підприємства на електроенергію, тис.грн/рік; E_a - річна кількість корисної споживаної підприємством електроенергії, тобто без обліку втрат у лініях і трансформаторах, кВт.год/рік.

$$S = \frac{4981583,963 \cdot 100}{531714402,2} = 230 \text{ (коп./кВтгод)}.$$

Для наочності результати калькулювання собівартості кіловат-години споживаної підприємством електроенергії рекомендується звести в таблицю 6.9.

Таблиця 6.9 – Собівартість електричної енергії

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця виміру
Кількість корисної споживаної підприємством ел.енергії	E_a	531714402,2	кВт*год
Річне споживання ел.енергії з урахуванням втрат	E	531812363,5	кВт*год
Плата ен.системі за ел.енергію	C	4041773,963	грн.
Річні витрати по передачі і розподілу ел.енергії	$C_{\text{п}}$	939810	грн.
Сумарні витрати підприємства на ел.енергію	$C_{\text{сум}}$	4981583,963	грн.
Собівартість споживаної енергії	S	230	коп/кВт*год

7. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випускній кваліфікаційній роботі розробляється система електропостачання та розглянуті умови праці на ПАТ «Маяк». Ремонтно-механічний цех ПАТ «Маяк» має у своєму складі велику кількість обладнання з різними виробничими потужностями, умовами експлуатації, та характером виробничого середовища, в якому встановлене дане обладнання. Підприємство відноситься до I категорії електропостачання, живлення здійснюється від двох підстанцій 10/0,4 кВ, які знаходяться на відстані 0,4 км.

На електромонтерів з обслуговування технологічного обладнання ремонтно-механічного цеху впливають за ГОСТ 12.0.003-74 такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
 - рухомі машини і механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;
 - підвищена запыленість та загазованість повітря робочої зони;
 - підвищена та знижена вологість повітря робочої зони;
 - підвищена та знижена рухомість повітря робочої зони;
 - підвищена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
 - недостатність природного світла;
 - недостатня освітленість робочої зони;
 - підвищений рівень шуму на робочому місці;
 - небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
 - підвищений рівень вібрації,
- в) психофізіологічні:
- фізичні перевантаження (динамічні)

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

7.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

7.1.1 Електробезпека

Живлення здійснюється від п/ст 10/0,4 кВ кабельними лініями, що прокладені в траншеях. У приміщенні цеху використовується трифазна чотирьохпровідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною.

Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

Електропривід насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил устрою електричних установок.

В установках напругою до 1 кВ огороження роблять суцільними. Безпечні відстані між огороженнями і не ізольованими струмоведучими частинами регламентується ПУЕ і в установках до 1 кВ із суцільними огороженнями -

5см. Висота розміщення не огорожених струмоведучих частин залежить від значення напруги і рівня підготовки людей, що працюють з електроустаткуванням. Струмоведучі частини напругою до 1 кВ у місцях, де працюють люди, висота розміщення повинна бути не менше 3,5 м. Постійний контроль за ізоляцією, тому що протягом часу відбувається старіння ізоляції, що може привести до пробію і створити небезпеку при дотику людини до ізольованих проводів. Використовують наступні кольори для маркування ізоляції: чорна - для силових ланцюгів; червона - для ланцюгів керування.

Обов'язкова установка захисного заземлення та захисного відключення. При роботі з електроустаткуванням використовують основні і додаткові електрозахисні засоби. До основних відносяться: ізолюючі штанги; ізолюючі і струмовимірювальні кліщі; слюсарно-монтажні інструменти з ізолюючим руків'ям. До додаткових відносяться: діелектричні рукавички; переносне заземлення; огорожуючі пристосування; плакати та знаки безпеки.

На ключах керування і приводах роз'єднувачів віддільників і вимикачах навантаження, а також на підставках запобіжників, за допомогою яких може бути подана напруга до місця робіт, вивішують плакат: "Не включати - працюють люди". На вентилях, що закривають доступ повітря в пневматичні приводи таких апаратів, вивішується плакат: "Не відкривати - працюють люди".

Передбачена проектом апаратура повинна експлуатуватися у відповідності з паспортними значеннями номінального струму та напруги. В процесі експлуатації слід постійно контролювати стан контактних сполучень та ізоляції апаратури, відсутність слідів дуги та оплавлення ошикування, опір ізоляції силових та освітлювальних мереж, правильність підключення. На всіх підготовлених місцях роботи після накладається заземлення вивішується плакат "Працювати тут".

7.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Зону обробки універсальних верстатів, призначених для обробки заготовок діаметром до 630 мм включно, необхідно огороджувати захисним пристроєм (екраном). З боку, протилежного робочому місцю, у цій зоні також повинен бути екран. Затискні патрони універсальних токарних та токарно-револьверних верстатів повинні мати огороження, яке можна легко відводити убік під час установлювання та знімання заготовок, не обмежуючи технологічні можливості верстатів.

Забороняється згвинчувати патрон (планшайбу) раптовим гальмуванням шпинделя. Згвинчувати патрон (планшайбу) ударами кулачків об підставку допускається тільки у разі його ручного обертання; в цьому випадку повинні застосовуватись підставки з довгими ручками.

Допускається закріплювати в кулачковому патроні без підпирання центром задньої бабки тільки короткі, завдовжки не більше двох діаметрів, зрівноважені деталі; в іншому разі для підпирання необхідно використовувати задню бабку. Для обробки в центрах деталей завдовжки 12 діаметрів і більше, а також у разі швидкісного та силового різання деталей завдовжки 8 діаметрів і більше необхідно застосовувати додаткові опори (люнети). Перед обробкою деталей в центрах спочатку необхідно перевірити закріплення задньої бабки і тільки після встановлення деталі змастити центр; задній центр під час виконання робіт також повинен періодично змащуватись, а у разі обробки довгомірних деталей – повинен перевірятись також осьовий затискач.

Пруткові токарні автомати та пруткові револьверні верстати повинні мати по всій довжині прутків огороження, оснащене шумопоглинальним пристроєм. У разі застосування огороження у вигляді напрямних труб, що обертаються разом із прутками (або коли прутки із заднього боку виступають за межі огорожі), прутковий магазин повинен мати кругове огороження по всій довжині. Розміщений зовні верстата пристрій для подавання прутків по винен

мати огороження, яке не перешкоджає доступу до цього пристрою. Універсальні верстати у разі використання їх для обробки прутків повинні бути, за необхідності, оснащені пристроєм, який обгороджує пруток з боку задньої частини шпинделя. Пруток не повинен виступати за відгороджувальний пристрій. Прутковий матеріал, який подається для обробки на верстат, не повинен мати кривизни.

Різці необхідно закріплювати з мінімально можливим вильотом з різцетримача (виліт різця не повинен перевищувати більше ніж у 1,5 раза висоту державки) і не менше ніж двома болтами. Різальна кромка різця повинна виставлятися по осі оброблюваної деталі. Для правильного установа рiзців вiдносно осi центрiв та пiдвищення надiйностi закрiплення їх у супортi необхідно застосовувати шліфовані прокладки. Прокладки повинні відповідати лінійним опорам частини державки рiзців.

Для обробки в'язких металів (сталей), що дають зливну стрічкову стружку, необхідно застосовувати рiзцi з викружками, накладним i стружколамачами або стружкозавивачами. Для обробки крихких металів (чавуну, бронзи тощо) з утворенням мiлко-подрiбноi сталевоi стружки необхідно застосовувати захисні пристрої: спеціальні стружковiдвiдники, прозорі екрани або iндивiдуальні щитки для захисту обличчя.

У разі замінювання супорта, під час установа вання або зняття деталей та iнструмента, ручної обробки деталі (зачищення, шліфування), усунення биття револьверну головку та супорт з iнструментом необхідно вiдводити на безпечну вiдстань. Для зачищення виробів на верстатi шкуркою або порошком необхідно застосовувати притискні колодки.

Забороняється під час виконання робіт на металообробних верстатах токарної групи:

- користуватись затискними патронами, – якщо спрацьовані робочі площини кулачків;

- працювати з необертним центром задньої бабки – у разі швидкісного

різання;

- працювати без закріплення патрона сухарями – для запобігання самовідвертання у разі реверсування;

- гальмувати обертання шпинделя натискуванням руки на обертові частини верстата або деталі;

- залишати в револьверній головці інструмент, який не використовується для обробки даної деталі;

- перебувати між деталлю та верстатом – під час установлення деталі на верстат;

- притримувати руками кінець важкої деталі або заготовки, що відрізається;

- класти деталі, інструмент та інші предмети на станину верстата та кришку передньої бабки;

- закладати та подавати рукою у шпиндель оброблюваний пруток – у разі ввімкненого верстата;

- вимірювати оброблювану деталь скобою, калібром, масштабною лінійкою, штангенциркулем, мікрометром тощо – до повного зупинення верстата, відведення супорта та револьверної головки на безпечну відстань;

- заточувати короткі різці без застосування відповідної оправки.

7.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

7.2.1 Мікроклімат

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99 [16].

Мікроклімат цеху характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання.

Роботи по обслуговуванню технологічного обладнання відносяться до категорії Іа по важкості праці.

Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1- Допустимі норми параметрів повітря на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С		Відносна вологість	Швидкість руху, X
Холодний	Па	20-24	15-24	75	не більше 0,3
Теплий		21-28	17-29	65 при 26 °С	0,2-0,4

7.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

При металообробці виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах в цеху і знаходяться повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно до [18] наведено в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2 - Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери, в робочій зоні верстатника

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТу 12.1.004-91. ССБТ проектом передбачені наступні рішення [15]:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами , які встановленні безпосередньо на ділянках біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;
- необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;
- застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

7.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення

Підприємство знаходиться у Вінницькій області, система природного освітлення цеху - бокова.

КЕО при природному та суміщеному освітленню.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 характеристика зорової роботи при виконанні - роботи високої точності;

Розряд зорової роботи - III;

Підрозряд зорової роботи - г;

Контраст об'єкту розпізнавання - середній;

Характеристика фону - світлий;

Бокове КЕО, %:

- природне 2,0;

- суміщене 1,2.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО). 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:

$$e_n = e_n \cdot m_n,$$

де e_n - значення КЕО для будинків;

m_n - коефіцієнт сонячності клімату - 0,85, вікна зорієнтовані на захід.

Природне: $e_n = 2,0 \cdot 0,85 = 1,7 \% ,$

суміщене: $e_n = 1,2 \cdot 0,85 = 1,0 \% .$

Штучне освітлення

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення відіграє важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення.

Норми освітленості при штучному освітленні занесені до таблиці 7.3

Таблиця 7.3 - Норми освітленості при штучному освітленні

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристика фона	Освітленість, лк	
						Штучне освітлення	
						К омбіно ванс	З агальн е
Середньої точності	Вище 0,5 до 1	II	I	Середній, малий	Середній, темний	00	400

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

7.2.4 Виробничий шум

На підприємстві джерелом шуму є обладнання, машини, механізми та верстати - механічний шум.

Шум - це хаотична сукупність різних за силою і частотою звуків, що заважають сприйняттю корисних сигналів і негативно впливають на людину.

Постійна дія сильного шуму може не лише негативно вплинути на слух, але й викликати інші шкідливі наслідки - дзвін у вухах, запаморочення, головний біль, підвищення втоми, зниження працездатності.

Шум має кумулятивний ефект, тобто акустичні подразнення, накопичуючись в організмі людини, все сильніше пригнічують нервову систему. Тому перед втратою слуху від впливу шумів виникає функціональний розлад центральної нервової системи. Особливо шкідливий вплив шуму позначається на нервово-психічній діяльності людини. Процес нервово-психічних захворювань вищий серед осіб, що працюють у гомінких умовах, ніж у людей, що працюють у нормальних звукових умовах.

Відповідно до [11] рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 10 \lg(I/I_0) = 10 \lg(p/p_0) = 10 \lg(U/U_0) \quad (7.1)$$

де L - рівень шуму, дБ;

p - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, 5-10 м/с;

P_0 - нульове значення звукового тиску, умовно прийняте рівним $2 \cdot 10^5$ Па.

При санітарно-гігієнічному нормуванні шуму використовують два методи:

-нормування за гранично допустимим спектром шуму;

-нормування рівня звуку за шкалою А шумоміра.

За характером спектру шум - широкосмуговий з безперервний спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням - гідродинамічний.

Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23-85 і наведені в таблиці 7.4 .

Таблиця 7.4 - Допустимі рівні звукового тиску

Робоче місце	Рівні звукового тиску в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц									Рівні звукового тиску, ДБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для зменшення рівня шуму до допустимого в цеху двигуни виконуються в металевому кожусі, а також виконують змащення, застосовують пластмасові деталі, використовують протишумні навушники, які закривають вушну раковину.

7.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сідниці).

Таблиця 7.5 - Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	50	00	000
Загальна вібрація: На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-			

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

7.3 Пожежна безпека

Пожежна безпека - стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь, іскри, підвищена температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки на підприємстві відповідають її керівники, начальники цехів, майстри та інші керівники.

Приміщення механічного цеху згідно відноситься до категорії Г. До цієї категорії відносяться негорючі речовини і матеріали в гарячому, розжареному або розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням променевої теплоти, іскор та полум'я, а також горючі гази, рідини і тверді речовини, які спалюються або утилізуються у вигляді палива. Механічний цех розташований у будівлі II ступеня вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відноситься будівля із несучими та огорожуючими конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів.

Таблиця 7.6. - Дані по приміщенню

Категорія приміщення	Допустима поверхів Кількість	Ступінь вогнестійкості будівлі
Г	2	II

Приміщення категорії Г захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 - 3шт., ящик з піском - 1шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м - 1шт., гаки – 3 шт, лопати - 2шт., ломи - 2шт., сокири - 2шт.

Ящик для піску має місткість 3м³ та укомплектовані совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

7.7 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи СЕП ПрАТ «Маяк» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Всі системи електропостачання мають свої слабкі ланки 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 факторів надзвичайних ситуацій. Електропостачання багатьох об'єктів є стратегічним елементом, тому і важливим є питання забезпечення високої стійкості роботи систем електропостачання, особливо заводів воєнного призначення.

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 в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробою 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. 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 в розробці превентивних заходів по запобіганню дії цього фактору на електричне та електронне обладнання СЕП.

7.7.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ПрАТ «Маяк» в умовах дії іонізуючих випромінювань

Для визначення граничного значення дози опромінення $D_{\text{грі}}$, для елементів системи, при яких виникають незворотні зміни [15]. Отримані дані заносимо в таблицю 7.6.

Таблиця 7.6 – Граничні значення експозиційних доз елементів СЕП

Блоки (елементи) СЕП	$D_{\text{грі}}, \text{P}$	$D_{\text{гр}}, \text{P}$
Блок живлення	10^5	10^4
Блок керування	5×10^5	
Мікросхеми	10^4	
Діоди	10^4	
Конденсатори	10^7	
Резистори	10^7	

Проаналізувавши дані таблиці 5.1, визначили, що самим уразливими елементами системи електропостачання з мінімальною дозою $D_{\text{грі}} = 10^4 \text{P}$ є такі мікросхеми та діоди. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_{\text{к}}} - \sqrt{t_{\text{п}}})}{K_{\text{осл}}}, \quad (7.2)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 6,27 \text{ P/год}$);

$t_{\text{к}}$ – час кінця опромінення ($t_{\text{к}} = 131400 \text{ год}$ (5 років));

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

$K_{\text{осл}}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{\text{осл}} = 2$).

$$D_m = \frac{2 \cdot 6,27 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{2} = 2266,5 \text{ (Р)}.$$

Оскільки $D_{\text{гр}} > D_m$, то дана система електропостачання може вважатися стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА СЕП в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (7.3)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 2 + 2 \cdot 6,27 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 6,27} = 3541 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $D_m = 2266,5 \text{ Р}$, а допустима - 10^4 Р . Отже, система електропостачання заводу є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи СЕП в заданих умовах становить 3541 год., при рівні радіації 6,27 Р/год, це більше ніж час її морального старіння.

7.7.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ПрАТ «Маяк» в умовах дії електромагнітного імпульсу

Початкові дані: $E_B = 9,24 \text{ кВ/м}$. $U_{\text{ж}} = 220\text{В}$; 5В.

Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ведеться в такій послідовності:

1. Визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_B = 10^{-3} \cdot 9,24 \cdot 10^3 = 9,24 \text{ (В/м)};$$

2. Система електропостачання ПрАТ «Маяк» розподіляється на окремі функціональні вузли, зокрема: система живлення, мікропроцесорний блок.

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

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

3. Для кожної ділянці визначаються наведені напруги у струмопровідних частинах.

На ділянці системи живлення:

$$U_{в.ж}=E_{г} \cdot l_{в.ж}=9,24 \cdot 0,13=1,08 \text{ (В)};$$

$$U_{г.ж}= E_{в} \cdot l_{г.ж}=92,4 \cdot 10^3 \cdot 0,11=1760 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{в.м}=E_{г} \cdot l_{в.м}=9,24 \cdot 0,017=0,272 \text{ (В)};$$

$$U_{г.м}= E_{в} \cdot l_{г.м}=9,24 \cdot 10^3 \cdot 0,021=336 \text{ (В)}.$$

На ділянці системи живлення:

$$U_{в.ж}=E_{г} \cdot l_{в.ж}=9,24 \cdot 0,13=1,08 \text{ (В)};$$

$$U_{г.ж}= E_{в} \cdot l_{г.ж}=92,4 \cdot 10^3 \cdot 0,11=1760 \text{ (В)}.$$

На ділянці мікропроцесорного блоку:

$$U_{в.м}=E_{г} \cdot l_{в.м}=9,24 \cdot 0,017=0,272 \text{ (В)};$$

$$U_{г.м}= E_{в} \cdot l_{г.м}=9,24 \cdot 10^3 \cdot 0,021=336 \text{ (В)}.$$

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

$$K_{БВ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{д}}{U_{в}}, K_{БГ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{д}}{U_{г}}.$$

Для ділянці 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

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

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

Результати розрахунків заносимо в таблицю 7.8

Табл. 7.8 Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки.

Ділянка	U	E	E	U	U	K	K
	д, В	в, В/м	г, В/м	в, В	г, В	БВ, дБ	БГ, дБ
Живлення	2	1	1	1	1	4	-
	31	1400	1,4	,08	760	6,63	17,63
Мікропроцесорного блоку	5	1	1	0	3	3	-
	,2	1400	1,4	,272	36	3,31	28,6

Дані таблиці аналізуємо і робимо висновки.

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

7.7.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи системи електропостачання ПрАТ «Маяк» в умовах дії електромагнітного імпульсу

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

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

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 СЕП був більший за 40 дБ, в цьому випадку система 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 керування з використанням екрану товщиною 0,14 см зі сталі, система керування буде стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 1 мм, силові елементи будуть стійкими в умовах впливу електромагнітного імпульсу.

Після проведених розрахунків визначено, що робота системи електропостачання при заданому рівні радіації 6,27 Р/год 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 9,24 кВ/м. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосувати прилади, які б вимикали радіотехнічні схеми на період впливу ЕМІ.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі розроблено систему електропостачання ПРАТ «Маяк» та проаналізовані основні режими її функціонування. В рамках цього вирішенні питання розрахунку електричних навантажень підприємства та інструментального цеху, обрано високовольтне та низьковольтне електрообладнання, визначений центр електричних навантажень та інше.

Деякі питання по розрахунках вирішенні за допомогою електронного процесора Excel з використанням елементів математичного моделювання, що дозволило приймати оптимальні рішення.

На основі виконаних розрахунків до встановлення прийнято чотири двотрансформаторні підстанції потужність 1600 і 2500 кВА, кабельні лінії з кабелем марки ААБ перерізом 50 і 120мм² відповідно. В якості високовольтного обладнання обрані вакуумні вимикачі типу ВВЭ, низьковольтного – автоматичні вимикачі серії ВА українського виробництва.

Все обладнання забезпечує надійний робочий режим роботи системи електропостачання та безперебійне живлення електроприймачів.

Проаналізований режим роботи системи електропостачання в умовах можливих відхилень напруги, наведенні необхідні рекомендації по регулюванню напруги на цехових підстанціях з вибором відповідних відпайок трансформаторів.

Для раціонального використання та зменшення втрат електроенергії в роботі виконаний розрахунок оптимальної компенсації реактивної потужності, який був представлений у вигляді синтезу адекватної математичної моделі.

Окрім того, розробленні та розраховані розподільчі мережі 10 та 0,4 кВ. Електропостачання споживачів інструментального цеху виконано по магістральній схемі з використанням відповідних шинопроводів, що забезпечує гнучкість схеми та можливість використання індустріальних методів виконання

монтажних робіт.

Економічна частина роботи відображає фінансові витрати підприємства з безперебійного його живлення електроенергією, де визначенні величини капітальних вкладень, плату за електричну енергію, кількість робітників а також собівартості електроенергії, що складає 197 копійки за кВт·год.

Розробленні питання охорони праці та безпеки життєдіяльності ПРАТ «Маяк».

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. М.Й Бурбело Розрахунки в системах електропостачання – Вінниця ВДТУ, 2002. – 76 с.
2. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию /Под ред. А.А. Федорова. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - Т.1 - 580 с., т.2 - 591 с.
3. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования /Под ред. Ю.Г. Барыбина/ и др. - М.: Энергоатомиздат, 1991.
4. А.Д.Смирнов, К.М.Антипов Справочная книжка энергетика . - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 440 с.
5. Н.А. Казак., Б.А. Князевский, С.С. Лазарев, Д.С. Лившиц. Электроснабжения промышленных предприятий /Под ред. Н.А. Казак., Б.А. Князевский / и др. - М.-Л.: Энергия, 1966. - 535 с
6. Неклепаев Б.И., Крючков Й.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
7. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет /А.С. Овчаренко и др. - Киев: Техніка, 1985. - 185 с.
8. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления. – 2е изд.,перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.
9. Головкин П.П. Энергосистема и потребители электрической энергии. – М.: Энергоатомиздат, 1984, - 360с.
10. Методичні вказівки до виконання розділу “Охорона праці” в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей /Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 45 с.
10. Перелік небезпечних шкідливих факторів. Режим доступу:
http://pidruchniki.ws/15290527/bzhd/perelik_nebezpechnih_shkidlivih_virobnichih_faktoriv.

11. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - [Электронный ресурс] - Режим доступа: http://www.znaytovar.ru/gost/2/GOST_12000374_SSBT_Opasnye_i_v.html

12. НПАОП 0.00-1.28-10 Правила охраны труда при эксплуатации электронно -вычислительных машин. - [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://document.ua/pravila-ohoroni-praci-pid-chas-ekspluataciyi-elektronno-obch-nor17970.html>

13. ДНАОП 0.00-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів - [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/z0093-98>

14. Гігієнічна класифікація праці (за показниками шкідливості і небезпеки факторів виробничого середовища від 12.08.1986 № 4137-86. - [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/v4137400-86>

15. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. - [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>

16. ДБН В.2.5-28-2006 Природне і штучне освітлення - [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://document.ua/prirodne-i-shtuchne-osvitlennja-nor8425.html>

17. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвук та інфразвук. - [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>

ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ” _____ 2020р.ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМд.т.н., проф. Бурбело М.Й. _____
“ ” _____ 2020 р.**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

Дослідження режимів електропостачання підприємства Приватного
акціонерного товариства «Маяк», місто Вінниця

Науковий керівник:

к.т.н., доц. ВойтюкЮ.П.

(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ - 19м

Войтко С.К. _____

(підпис)

Вінниця 2020 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № _____ від ____ . ____ .20.

Дата початку роботи ____ . ____ .20р.

Дата закінчення роботи ____ . ____ .020.

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

а) мета – мета – розробка системи електропостачання.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

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

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

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

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

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

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

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

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

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

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

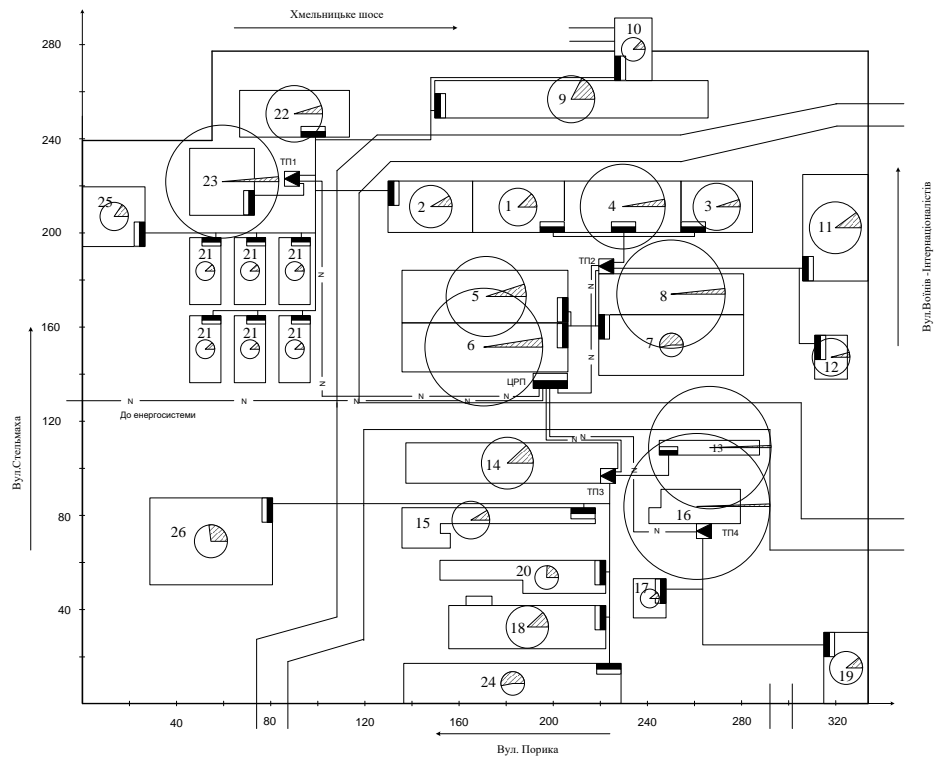
Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Додаток Б

План підприємства із силовими розподільчими та живильними мережами



Додаток 3

Аналіз режимів електропостачання

Таблиця 1-1 Пошкодження обладнання підстанції і тривалість його аварійних і планових режимів

Найменування обладнання	Осередковане число пошкоджень на рік на рік	Тривалість аварійного режиму	Тривалість запланованого режиму
Трансформатори з двома обмотками:			
110 кВ і вище.....	0,01	90	25
20-35 кВ.....	0,02	90	20
6-10 кВ.....	0,007	60	10
Трансформатори з трьома обмотками:			
110 кВ і вище.....			
Комплекс розподільчих пристроїв з високовольтною лінійною.....	0,015	90	25
110 кВ і вище.....			
20-35 кВ.....			
3-10 кВ.....	0,03	25	25
генераторів, трансформаторів, швидкозв'язувальних і секційних.....	0,005	15	15
110 кВ і вище.....			
20-35 кВ.....			
3-10 кВ.....	0,01	25	25
Комплекс розподільчих пристроїв з відокремлювачами.....	0,007	20	20
110 кВ і вище.....	0,002	15	15
35 кВ.....			
	0,006	15	-
	0,004	10	-

Ймовірність аварійного простоя:

для однолінійної лінії

$$q = \frac{m_{\text{авр}} \cdot l}{8760 \cdot 100}$$

для дволінійної лінії

$$\begin{cases} q' = \frac{(1 - (0,15 + 0,25))m_{\text{авр}}}{8760} \\ q'' = \frac{(0,15 + 0,25)m_{\text{авр}} \cdot l}{8760 \cdot 100} \end{cases}$$

Пошкодження в рік на 100 км повітряних ліній напругою, кВ:

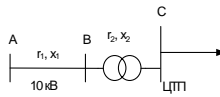
220.....	0,15-0,25
110.....	0,5-0,7
35 з підвісними ізоляторами.....	0,8-1,0
35 з шпильовими ізоляторами.....	1,0-1,5
6-10.....	3,5
для кабельних ліній 6-10.....	2,4

Час, необхідний для усунення пошкоджень на лініях

220.....	10 год
35-110 з підвісними ізоляторами.....	8-10 год
6-35 з шпильовими ізоляторами.....	4-6 год
для кабельних ліній 6-10.....	10-15 год

Діапазон відхилення напруги в відсотках:

	$\delta U_{\text{в}}$	$\delta U_{\text{н}}$
освітлення зовнішнє і для інших приміщень	5	-5
внутрішнє освітлення підприємства	5	-2,5
двигуни	від 5 до 10	-5



Рисунк 1.1 – Схема розрахункової мережі.

Таблиця 1.2 – Значення аварійної напруги при роботі трансформатора на різних відстанях.

Режим вузлів	$U_{\text{н}}^{\text{н}}$, кВ	Відхилення, ПП%	$K_{\text{нр}}^{\text{н}}$, $U_{\text{ном}}=10$ кВ	$U_{\text{нр}}^{\text{н}}$, $U_{\text{н}}-U_{\text{ном}}$	Висновок
MAX	10,09	5	26,25	0,384	Дієєвньо
		2,5	25,625	0,394	Дієєвньо
		0	25	0,404	Не дієєвньо
		-2,5	24,375	0,414	Не дієєвньо
		-5	23,75	0,425	Не дієєвньо
MIN	9,983	5	26,25	0,365	Дієєвньо
		2,5	25,625	0,374	Дієєвньо
		0	25	0,383	Дієєвньо
		-2,5	24,375	0,393	Дієєвньо
		-5	23,75	0,403	Не дієєвньо

Додаток 3

Техніко-економічні характеристики СЕП

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниці виміру
Кількість корисної споживаної підприємством ел. енергії	E_a	531714402,2	кВт*год
Річне споживання ел. енергії з урахуванням витрат	E	531812363,5	кВт*год
Плата ен. системі за ел. енергію	C	4041773,963	грн.
Річні витрати по передачі і розподілу ел. енергії	$C_{п}$	939810	грн.
Сумарні витрати підприємства на ел. енергію	$C_{сум}$	4981583,963	грн.
Собівартість споживаної ел. енергії	S	230	коп/кВт*год