МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. ПОТЕБНІ Ю.М.

Електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

перший (бакалаврський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення точності обліку споживання електричної енергії

Виконав: студент 4 курсу, групи 6.1419
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)
спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Ухань Є.В.

Керівник проф. Саблін О.І,

Консультант

Запоріжжя

2024 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерний навчально-науковий інститут ім. Потебні Ю.М.

Кафедра____Електричної інженерії та кіберфізичних систем_____
Рівень вищої освіти____перший (бакалаврський)_рівень_____
Спеціальність _141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка_
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
д.т.н., доц. В.Л. Коваленко
"_20_" ___травня__2024 року

З А В Д А Н Н Я
на кваліфікаційну роботу студенту

Уханю Євгенію Вячеславовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)
1. Підвищення точності обліку споживання електричної енергії__

Керівник роботи _____проф. Саблін О.І,___
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ЗНУ від «_26_» _грудня__2023__року №_2215 - с_
2. Строк подання студентом роботи: 20 травня 2024 року___
3. Вихідні дані бакалаврської роботи Потужність основного обладнання та режими роботи; поточний тариф за 1 кВт·тод. електроенергії

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ; загальні відомості про конструкцію автоматичної системи обліку;____
загальні відомості про конструкцію автоматичної системи обліку;_____
автоматизована система обліку територіально-розосереджених об'єктів._____

5. Перелік графічного матеріалу (лише у якості рекомендації): Характеристика елетрообладнання ремонтно-механічного цеха, План ремонтно-механічного цеху Характеристики ЕП ремонтно-механічного цеху; Навантаження розподільних трансформаторів Вибір перерізів КЛ для післяаварійного режиму; Зведені результати розрахунків опорів та втрат

напруги для трансформаторів ТП Схема трьох рівнів системи АСКОЕ, Схема децентралізованої АСКОЕ.

6 Консультанти розділів дипломної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання прийняв	Завдання прийняв
Розділ 1	проф. Саблін О.І.		
Розділ 2	проф. Саблін О.І.		
Розділ 3	проф. Саблін О.І.		
Нормоконтроль	Бандуренко І.І., асистент		

7 Дата видачі завдання 30.12.2023

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальна відомості про об’єкт дослідження	01.03.24	
2	Розробка загальної схеми електропостачання	01.04.24	
3	Автоматизована система обліку електроенергії	01.05.24	

Студент _____ Ухань Є.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник/консультант роботи _____ Саблін О.І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтролер _____ Бандуренко І.І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Ухань Є.В. Підвищення точності обліку споживання електричної енергії

Дипломна робота для здобуття ступеня вищої освіти бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник проф. Саблін О.І. Запорізький національний університет, Навчально-науковий інженерний інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2024 рік.

У ході дослідження системи автоматизованого обліку електроенергії та розрахунку електропостачання ремонтно-механічного цеху було виявлено важливі аспекти, що впливають на ефективність та надійність роботи цеху. Встановлення системи обліку, яка дозволяє автоматизувати облік та контроль електроенергії, є важливим кроком у напрямку оптимізації споживання та забезпечення енергоефективності.

Ключові слова: СИСТЕМА АВТОМАТИЧНОГО КОНТРОЛЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПІДПРИЄМСТВА.

ЗМІСТ

Вступ.....6
1 Загальні відомості про об’єкт дослідження 8
1.1 Загальні відомості про автоматичну систему обліку електроенергії.....8
1.2 Вибір системи контролю електроспоживання і обліку електроенергії 9
2 Розробка загальної схеми електропостачання промислового цеху 11
2.1 Проектування ремонтно-механічного цеха 11
2.2 Розрахунок електричних навантажень цеху.....17
2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності 29
2.4 Визначення центра навантаження об’єкту проектування 30
2.5. Розрахунок живлячих і розподільних мереж 32
2.6. Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі 41
2.7. Розрахунок струмів короткого замикання.....43
3 Автоматизована система обліку електроенергії територіально-розосереджених об’єктів 51
3.1 Загальні положення.....51
3.2 Схематичне зображення об’єкту дослідження.....58
3.3 Безпека системи.....60
3.4 Вибір програмно-технічного комплексу.....62

Висновки.....65
Перелік посилань 66
Додаток А. 68

ВСТУП

Однією з основних переваг автоматичної системи обліку електроенергії є забезпечення точного та надійного обліку споживаної електроенергії. Це дозволяє здійснювати моніторинг та аналіз енергоспоживання з різних рівнів: загального обсягу споживання, розподілу споживання між окремими підрозділами та точне визначення витрат електроенергії на конкретні процеси та обладнання.

Структура автоматичної системи обліку електроенергії передбачає використання датчиків, лічильників, передавачів даних та спеціалізованого програмного забезпечення. Це дозволяє отримувати реальний часовий потік даних про споживання електроенергії, збирати і зберігати інформацію про енергетичні параметри та аналізувати її для подальшого впровадження енергоефективних заходів та оптимізації енергоспоживання.

Особливості використання автоматичної системи обліку електроенергії на територіально-розосереджених об'єктах полягають у забезпеченні централізованого моніторингу та управління споживанням електроенергії з віддалених місць. Це дозволяє оперативно реагувати на зміни у режимі споживання, виявляти та усувати витоки енергії, а також встановлювати енергетичні параметри та обмеження для різних підрозділів та об'єктів. дипломний проект був спрямований на розробку та впровадження автоматизованої системи обліку і контролю електроенергії у територіально розосереджених об'єктах. Обрання цієї теми пояснюється важливістю оперативного контролю та дотримання лімітів під час пікових навантажень енергосистеми для забезпечення стабільної роботи мережі електропостачання. Тому дослідження і реалізація необхідних заходів у цьому напрямку є дійсно важливими.

Об'єктом дослідження є цех з обробки корпусних деталей, а предметом дослідження є впровадження автоматизованої системи обліку і контролю електроенергії. Основні завдання проекту включають:

- Аналіз загальних відомостей про приміщення цеху та його характеристики.
- Розробку загальної схеми електропостачання підприємства та вибір необхідних комутаційних апаратів.
- Вирішення практичних задач, пов'язаних із релейним захистом, струмами короткого замикання та охороною праці.
- Розгляд можливих методів автоматизованого обліку та контролю електроенергії в цеху.

1 УЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ’ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Загальні відомості про автоматичну систему обліку електроенергії.

Для багатьох організацій споживання енергії становить значні витрати, а для деяких енергоємних виробництв ці витрати є найбільшими. Втрата енергії не лише призводить до фінансових втрат, але й збільшує викиди вуглецю. Зі зростанням цін на енергоносії, підвищенням вимог споживачів та суворішим екологічним законодавством, підприємства зазнають постійного тиску щодо зменшення споживання енергії та викидів для збереження конкурентоспроможності. На щастя, зниження споживання енергії є вигідним для бізнесу: воно заощаджує гроші, покращує репутацію організації та сприяє боротьбі зі зміною клімату.

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) використовується для технічного обліку виробленої або спожитої електроенергії. Згідно з постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 312, "Автоматизована система комерційного обліку електричної енергії - це сукупність об'єднаних в єдину функціональну метрологічно-атестовану систему локального устаткування збору і обробки даних засобів обліку, каналів передачі інформації та пристроїв приймання, обробки, відображення та реєстрації інформації".

Програмне забезпечення для енергомоніторингу використовується для візуалізації енергетичних даних. Енергетичні дані оновлюються автоматично, а програмне забезпечення дозволяє відстежувати тенденції споживання та визначати області з низькою ефективністю. З точки зору забезпечення енергозбереження, програмне забезпечення є найважливішим елементом. Технології моніторингу можуть бути впроваджені в організаціях будь-якого розміру, незалежно від того, чи належать вони до комерційного, промислового або державного сектору. Проте вибір обладнання може змінюватись залежно від потреб конкретної організації.

Потенційні переваги обладнання:

- час збору даних - дані про енергію збиратимуться щодня в один і той же час.
- мінімальне втручання людини - система працюватиме автоматично з мінімальною участю персоналу.
- надійність - системи можуть функціонувати безперебійно протягом багатьох років.
- автоматичний аналіз - зібрані дані будуть проаналізовані автоматично.
- автоматичне звітування - система автоматично створюватиме звіти у встановлені періоди.
- повідомлення про винятки - система автоматично виявляє будь-які відхилення від норми та створює звіт або надсилає повідомлення відповідному персоналу, що дозволяє швидко вжити заходів для виправлення ситуації.
- ефективне виставлення рахунків і використання часу персоналу - інтеграція систем з електронним обміном даними (EDI) та з системами виставлення рахунків і фінансового обліку усуває потребу у введенні даних вручну, скорочуючи витрати часу персоналу та забезпечуючи своєчасну оплату рахунків.

1.2 Вибір системи контролю електроспоживання і обліку електроенергії

На сьогодні існує значна різноманітність готових систем обліку електроенергії як вітчизняних виробників, так і відомих закордонних брендів. Серед вітчизняних систем можна відзначити такі, як: СІНЕТ-1, ІТЕК-210 для лічильників із імпульсним виходом, ATdata для лічильників LZQM, а також системи на базі мікросервера ІТЕК-WEB та інші.

Українські системи мають ряд переваг порівняно із закордонними аналогами, зокрема: невисока ціна при співставній якості, а також швидке та просте обслуговування. У свою чергу, закордонні системи відзначаються більшими функціональними можливостями та високим рівнем візуалізації

результатів.

Враховуючи всі переваги, було прийнято рішення на користь українського приладу ІТЕК-210.

Для використання системи на підприємстві або об'єкті встановлюється вузол обліку. Стандартний вузол обліку складається з наступного обладнання:

- Лічильник електроенергії.
- Трансформатори струму та напруги.
- Пристрої захисту.
- Вторинний ланцюг струму та напруги.
- Інше допоміжне обладнання (блок живлення, імпульсний перетворювач тощо).

Вимоги до розташування та встановлення вузла обліку відповідають правилам улаштування електроустановок (ПУЕ) та комерційним стандартам обліку електричної енергії.

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ЦЕХУ

2.1 Проектування ремонтно-механічного цеха

Характеристика та особливості об'єкту. Об'єктом проектування є ремонтно-механічний цех. Характеристики та особливості цього об'єкта проектування розглядаються в розділі "ВИРОБНИЧІ ТЕРИТОРІЇ" ДБН Б.2.2-12:2019.

До виробничих територій належать промислові, науково-виробничі, транспортні, складські та комунальні забудови. Виробничі території можуть бути поділені на такі структурні елементи: технополіси, технопарки, індустріальні парки, промислові зони, промислові райони, групи підприємств, окремі підприємства та окремі об'єкти.

Також використовується ДСТУ-Н Б В.2.5-80-2015 розділ: «ЦЕХ МЕРЕЖ І ПІДСТАНЦІЙ».

Цех розташований у Вінницькому районі. Ґрунти в межах території ЕП – сірі. Каркас будівлі цеху змонтований з бетонних блоків. Розміри цеху А×В×Н = 32×40×10 м.

Всі електроприлади працюють на трьохфазному змінному струмі промислової частоти 50 Гц і напрузі 380 В.

Класифікація і загальна характеристику. Категорії надійності електропостачання визначають залежно від технології основного виробництва споживача електроенергії згідно з вимогами ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об’єктів цивільного призначення».[7] Основне електрообладнання ремонтно-механічного цеху наведено у таблиці 2.1

Таблиця 2.1 - Електрообладнання ремонтно-механічного цеху

Найменування	Кількість, шт.	Потужність одного, кВт	Потужність всіх, кВт	Категорія надійності
Зварювальні агрегати	4	14	56	II
Призначення: для зварювання корпусних деталей				
Мостові крани	2	25	50	II
Призначення: для переміщення деталей				
Зубофрезерувальні верстати	4	15	60	III
Токарні верстати	4	10	40	III
Токарні верстати	7	4	28	III
Токарні верстати	4	6	24	III
Стригальні верстати	3	10	30	III
Фрезерувальні верстати	6	8	48	III
Заточувальні верстати	3	2	6	III
Призначення: для переробки валів, втулок, дисків, фланців та інших деталей				
Вентилятори	3	60	180	I
Призначення: для провітрювання приміщень, підтримання атмосфери, очищення повітря в приміщеннях.				

В ремонтно-механічному цеху електроприймачі III категорії надійності складають 40%. Результати більш детального аналізу електрообладнання представлено на діаграмі розподілу потужностей за категорією (рис. 2.1)

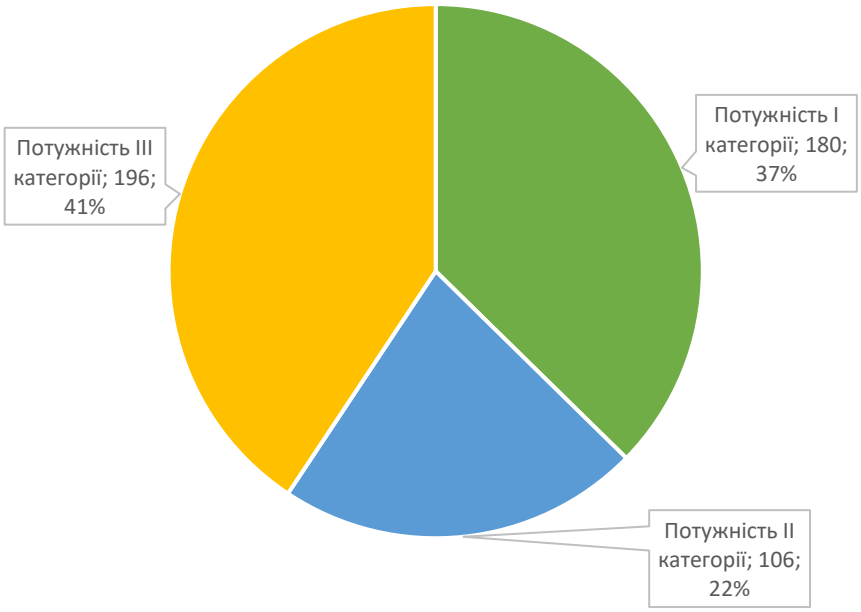


Рисунок 2.1 – Розподіл потужностей електрообладнання за категоріями надійності в ремонтно механічному цеху.

Класифікація приміщень об'єкта

Перелік приміщень ремонтно-механічного цеху включає:

- основний ремонтний цех;
- вентиляційну камеру;
- зварювальний відділ.

Згідно з [8], приміщення та будівлі за вибухопожежною та пожежною небезпекою класифікуються на категорії А, Б, В, Г і Д. Ремонтно-механічний цех відноситься до категорії пожежної небезпеки Г: це приміщення з негорючими речовинами і матеріалами в гарячому, розжареному або розплавленому стані, де є процеси променистого тепла, іскор і полум'я; горючі гази, рідини і тверді горючі речовини, які спалюються або утилізуються у

вигляді палива.

Класифікація пожежонебезпечних та вибухонебезпечних зон визначається згідно з [8] «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок». Даний цех належить до пожежонебезпечної зони класу П-IIа – це простір у приміщенні, де знаходяться тверді горючі речовини та матеріали. За вибухонебезпечною зоною цех відноситься до класу 20 – це простір, у якому під час нормальної експлуатації вибухонебезпечний пил у вигляді хмари присутній постійно або часто в кількості, достатній для утворення небезпечної концентрації суміші з повітрям, а також простір, де можуть утворюватися пилові шари непередбаченої або надмірної товщини.

Ступінь захисту обладнання цеху визначається відповідно до [8]. Кожне обладнання має бути позначене ступенем захисту, що забезпечується оболонкою, який вказується кодом IP.

Характеристики джерела живлення.

У цьому розділі розглядається, з якої підстанції планується живлення об'єкту, які існують зв'язки з іншими елементами, наявність або відсутність генеруючих об'єктів або двигунів, а також відстань від об'єкту до розподільної підстанції (РП).

Схеми живлення з одним приймальним пунктом електроенергії зазвичай застосовуються у випадках, коли немає спеціальних вимог до надійності живлення та компактного розподілу навантажень. Ці характеристики визначаються відповідно до [8]. Незалежно від потужності та положення в системі електропостачання, забезпечується надійність живлення ЕП I та, зазвичай, II категорій. У необхідних випадках на нижчих ступенях електропостачання може бути забезпечена підвищена надійність живлення навіть у порівнянні з вищими ступенями, без великих витрат, за допомогою простої автоматики на цехових розподільних пунктах для ЕП I категорії.

Для електропостачання підприємств зазвичай використовуються

підстанції з простими схемами і переважно відкритою установкою трансформаторів. Кількість трансформаторів, які встановлюються на підстанції, що живить споживачів I та II категорій, не повинна перевищувати двох.

Вибір підстанцій і трансформаторів:

- Внутрішньоцехові підстанції застосовують у прохідних і ливарних цехах великої ширини з розміщенням їх переважно біля колон або постійних внутрішніх приміщень, щоб не займати площі, які обслуговуються кранами. Якщо крок колон недостатній для розміщення підстанцій, допускається розміщення їх на площі цеху, при цьому одна з колон основного приміщення знаходиться в межах периметра приміщень підстанції. Колона розраховується на вогнестійкість не менше ніж R90 згідно з ДБН В.1.1-7. У разі рівномірного розподілу і великої густини навантажень, та у разі завантаження цеху технологічним устаткуванням, доцільно виділяти спеціальний прогін для розміщення підстанцій згідно з НПАОП 40.1-1.32 та ПУЕ [10].

- Вбудовані або прибудовані до цеху закриті ТП або підстанції з відкритою установкою трансформаторів біля зовнішньої сторони цеху передбачаються, як правило, у разі неможливості або складнощів розташування внутрішніх цехових підстанцій згідно з ДБН В.1.1-7, НПАОП 40.1-1.32 та ПУЕ.

- Застосування окремо розміщених (зовнішніх) цехових підстанцій повинно обмежуватися наступними випадками:

- Живлення від однієї підстанції декількох цехів, якщо центр їх навантажень знаходиться за межами цих цехів, а прибудова підстанцій до одного з цехів або спорудження самостійних підстанцій в кожному цеху економічно не виправдано.

- Відсутність можливості розміщення підстанцій в цехах або біля їх зовнішніх стін з виробничих причин.

- Однотрансформаторні підстанції рекомендується застосовувати для живлення ЕП III категорії, якщо перерва електропостачання, необхідна для заміни пошкодженого трансформатора, не перевищує 1 доби. Для ЕП III

категорії замість двох однотрансформаторних підстанцій може бути встановлена одна двотрансформаторна підстанція без облаштування АВР, з повним навантаженням трансформаторів в нормальному режимі.

- Для трансформаторів цехової підстанції слід, як правило, застосовувати коефіцієнт завантаження, керуючись наступними рекомендаціями:

- Для цехів з переважним навантаженням II категорії з можливістю використання централізованого резерву трансформаторів і для цехів з навантаженням III категорії – 0,9 - 0,95. [8]

Вибір напруги розподільчої мережі.

Вимоги до рівня напруги цеху обробки корпусних деталей базуються на ДСТУ-Н Б В.2.5-80-2015, розділ «ВИБІР НАПРУГИ». Вибір напруги живлячої мережі здійснюється на основі техніко-економічного порівняння варіантів у таких випадках:

- Можливість отримання електроенергії від джерел живлення на дві або більше напруги.

- Підприємство з великим навантаженням потребує будівництва нової або значного розширення існуючих районних підстанцій, або спорудження власної електростанції.

- Наявність зв’язку електростанції підприємства з районними мережами.

Під час проктування електростанції підприємства напругу генераторів визначають за оптимальним варіантом напруги розподільної мережі 6 (10) кВ без допоміжної трансформації.

Вимоги до електроустановок щодо напруги:

Оператор системи розподілу (ОСР) та власники об’єктів енергоспоживання повинні забезпечити, щоб їхні приєднання не призводили до спотворення або коливання напруги живлення в мережі в точці приєднання. Рівень спотворення не повинен перевищувати встановлених ОСП (оператор системи передачі) норм.

Формування пропозиції щодо лінійної складової приєднання до

електричних мереж ОСР.

Приєднання здійснюється згідно з Кодексом системи розподілу. Якщо проектування електроустановок передбачає приєднання на напрузі 0,4 (10) (35) кВ, можуть виникнути вимоги щодо будівництва лінії електропередачі та трансформаторної підстанції на вищих рівнях напруги (10, 35 або 110 кВ). Вартість трансформаторної підстанції визначається окремо і не включається в оплату замовником за лінійну частину приєднання.

Якщо замовник не погоджується з запропонованою точкою приєднання в існуючих електричних мережах, яка відповідає нормам проектування і може забезпечити потребу в заявленій потужності, він має право розробити техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) для вибору іншої схеми приєднання. Замовник самостійно забезпечує розробку ТЕО за свій рахунок, а початкові дані для цього надаються оператором системи розподілу (ОСР) безкоштовно протягом 10 робочих днів після отримання звернення.

2.2 Розрахунок електричних навантажень цеху

Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку.

Правильне визначення та розподіл електричного навантаження в будівлі ЦПП є критично важливим аспектом при розрахунках силових навантажень ЕМЦ. Неточні розрахунки можуть призвести до перевитрати провідникових матеріалів і підвищення вартості будівництва, або ж до недостатньої пропускної здатності енергомережі та порушень у функціонуванні ЕП. Отже, точність розрахунку електричних навантажень є ключовим фактором у проектуванні та експлуатації електричної мережі.

Основні методи розрахунку електричних навантажень

Метод застосування коефіцієнта попиту:

Використовується для визначення максимального навантаження на основі середнього споживання електроенергії та коефіцієнта одночасності споживання.

Метод упорядкованих діаграм:

Базується на аналізі діаграми споживання електроенергії протягом певного періоду, де навантаження впорядковані за спаданням. Цей метод дозволяє визначити максимальне навантаження та розподілити його між силовими пунктами.

Метод питомого споживання електроенергії на одиницю виготовленої продукції:

Застосовується у виробничих підприємствах і дозволяє визначити навантаження на основі обсягу виробництва та питомого споживання електроенергії на одиницю продукції.

Ці методи забезпечують точний розрахунок електричних навантажень і є основою для проектування та використання електричної мережі.

Вихідні дані для проведення розрахунку наведені в таблицях 2.2-2.11

Таблиця 2.2 – Характеристики ЕП ремонтно-механічного цеху

Номери на плані цеху	Назва ЕП	$K_в$	cosφ	Номінальна потужність $P_н$, кВт
1,2,3,4	Зварювальні апарати, ТВ = 40 %	0,25	0,4	14
5,6	Мостові крани	0,12	0,5	25
7-10	Зубофрезувальні верстати	0,15	0,5	15
11–13	Шліфувальні верстати	0,17	0,6	6
14-17	Токарні верстати	0,14	0,6	10
18-20	Вентилятори	0,6	0,8	60
21-23	Строгальні верстати	0,2	0,5	10
24-29	Фрезерувальні верстати	0,21	0,6	8
30-32, 37-40	Токарні верстати	0,14	0,6	4
33-36	Токарні верстати	0,16	0,7	6
41-43	Заточувальні верстати	0,18	0,6	2

Таблиця 2.3 – Навантаження розподільних трансформаторів

ТП4	P, кВт	910
	Q, квар	230
Зосереджене навантаження на РП		
P_1, МВт		1,5
Q_1, Мвар		0,35
P_2, МВт		1,2
Q_2, Мвар		0,3

Таблиця 2.4 – Довжина ділянок живлячих Л3 Л4 і розподільних Л1 Л2 ліній

п/ст–РП	РП–ТП1	ТП1–ТП2	ТП2–ТП3	ТП3–ТП4
1,2	0,8	0,6	0,3	0,5

Таблиця 2.5 – Навантаження у вузлах повітряної ліній

Позначення активної потужності у вузлах	Значення потужності у вузлах, кВт
P_{12}	120
P_{13}	70
P_{15}	170
P_{16}	20
P_{17}	140
P_{19}	200
P_{110}	10
P_{112}	30
P_{113}	40
P_{114}	20

Таблиця 2.6 – Показники надійності та параметри повітряної лінії

Параметри	
ω_0, пошк./ км·рік	0,2
$\tau_р$, год	4
$\tau_п$, год	1
$\tau_{вр}$, год	2
l_{0-12}, км	2,4
l_{12-13}, км	0,2
l_{13-14}, км	1,6
l_{14-15}, км	1,9
l_{15-16}, км	1,9
l_{14-17}, км	0,3
l_{17-18}, км	0,5
l_{18-19}, км	1,9
l_{19-110}, км	0,4
l_{18-111}, км	0,9
$l_{111-112}$, км	0,2
$l_{112-113}$, км	0,7
$l_{113-114}$, км	1,3

Таблиця 2.7 – Місця розміщення роз'єднувачів та резервного джерела живлення

Роз'єднувачі	
QS1	14-17
QS2	18-19
Резервне джерело живлення	113

Таблиця 2.8 – Зосереджені навантаження підстанції

Навантаження та одиниці їх виміру	Значення навантажень
P_3, МВт	29
Q_3, Мвар	6
P_4, МВт	26
Q_4, Мвар	7

Таблиця 2.9 – Параметри ліній 35 кВ та трансформаторів 35/10 кВ

Лінії на напругу 35 кВ		Трансформатори на напруги 35/10 кВ				
F, мм^2	L, км	$S_н$, МВА	$P_{н.х}$, кВт	$P_к$, %	$U_к$, кВт	$I_{н.х}$, %
120	30	16	23	90	8	0.75

Таблиця 2.10 – Графіки навантаження споживачів S5 та споживана ними електроенергія

Параметри	Значення параметрів
n_i, діб	200
$P'_{5.1}$, $Q'_{5.1}$, в.о	0,5
$P'_{5.2}$, $Q'_{5.2}$, в.о	1
$P'_{5.3}$, $Q'_{5.3}$, в.о	0.8
$P'_{5.4}$, $Q'_{5.4}$, в.о	0.6
n_2, діб	140
$P''_{5.1}$, $Q''_{5.1}$, в.о	0,4
$P''_{5.2}$, $Q''_{5.2}$, в.о	0,7
$P''_{5.3}$, $Q''_{5.3}$, в.о	0,8
$P''_{5.4}$, $Q''_{5.4}$, в.о	0,6
P_{5max}, МВт	12
Q_{5max}, Мвар	5
A_{P5}, Мвт·год	66960
A_{Q5}, Мвар·год	27900

Таблиця 2.11 – Максимальні значення навантажень ліній Л6 іЛ7 та електроенергія, що передається ними

Параметри	Значення параметрів
$A_{Pл6}$, МВт·год	70833
$P_{лбmax}$, МВт	13,87
$A_{Qл6}$, Мвар·год	37956
$Q_{лбmax}$, МВар	7,94
$A_{Pл7}$, МВт·год	70833
$P_{л7max}$, МВт	13,87
$A_{Qл7}$, Мвар·год	37956
$Q_{л7max}$, МВар	7,94

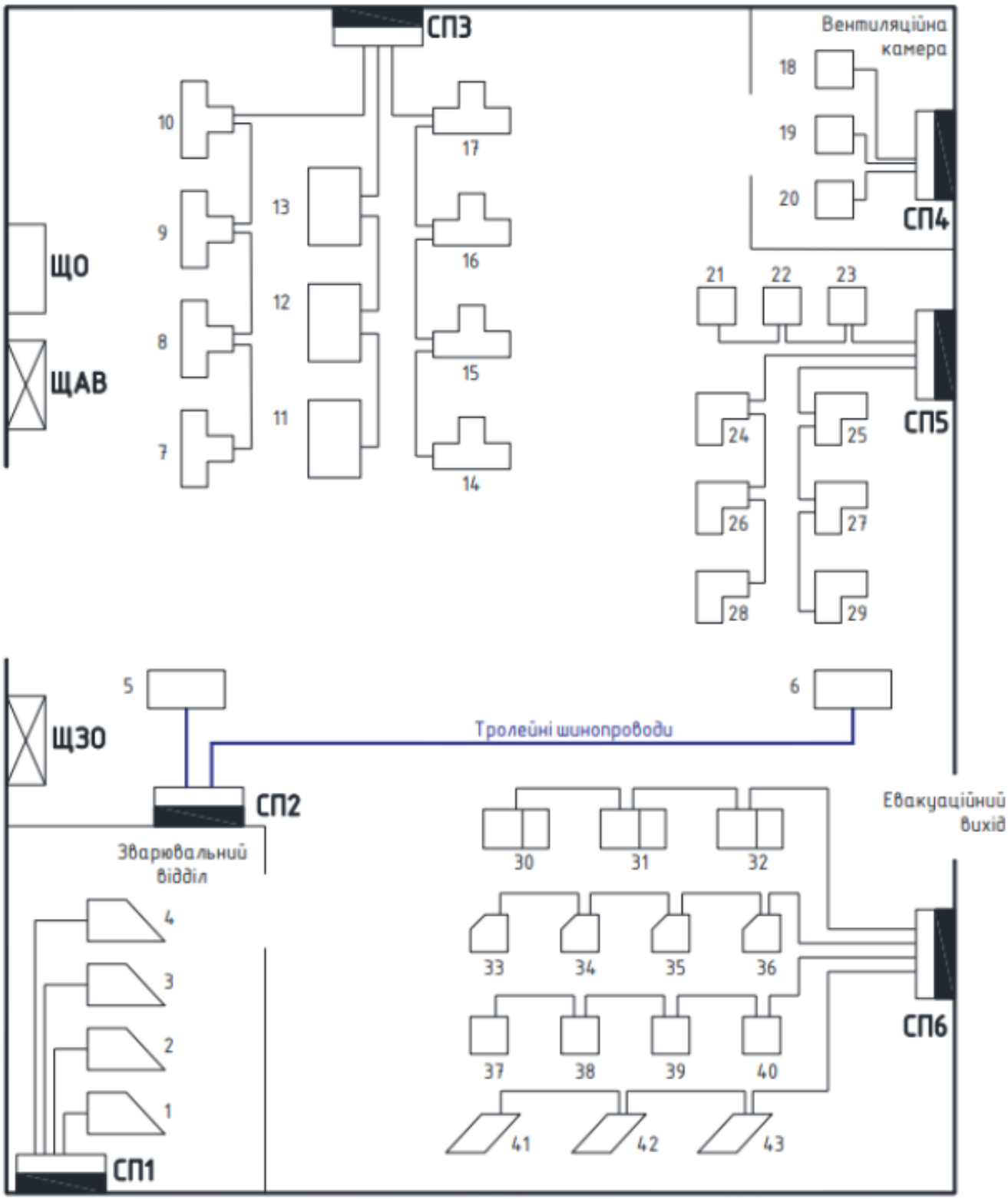


Рисунок 2.2 – План ремонтно-механічного цеху

Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів на напрузі 0,4 кВ, у тому числі внутрішнього освітлення.

Для електроприймачів із повторно-короткочасним режимом роботи і номінальна потужність розраховується

$$P_{\text{n.j}} = p_{\text{вст.i.}} n\sqrt{TB},$$

де P_{nj} - встановлена потужність ЕП з повторно-короткочасним режимом роботи, кВт;

TB - тривалість ввімкнення, %;

n - кількість ЕП.

Зварювальні агрегати і мостові крани мають повторно-короткочасний режим роботи:

$$P_{\text{н.звар.агр.}} = 4 \cdot 14 \cdot \sqrt{0{,}4} = 35{,}4 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{н.мост.кр}} = 2 \cdot 25 \cdot \sqrt{0{,}4} = 38{,}7 \text{ кВт}.$$

Для групи однакових ЕП з тривалим режимом роботи сумарна номінальна потужність:

$$P_{v,j} = p_{\text{ui}} n_i,$$

де $P_{\text{v,j}}$ - номінальна потужність електроприймача

$$\text{P}_{\text{н.зуб.верст}} = 15 \cdot 4 = 60 \text{ кВт}.$$

Розрахуємо коефіцієнт реактивного навантаження для кожного електроприймача:[5]

$$\text{tg}\,\varphi_i = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_i} - 1},$$

$$\text{tg}\ \varphi_{\text{mapp.axp}} = \sqrt{\frac{1}{0,4^2} - 1} = 2{,}29.$$

Проміжна потужність:

$$P_{n.j} = k_{a.j} P_{\text{N.j}},$$
$$Q_{n.j} = P_{nj} \operatorname{tg} \varphi_i,$$

де $k_{a.j}$.– коефіцієнт використання електроприймача, в.о.

$$P_{\text{П.лар.ахр}} = 0{,}25 \cdot 35{,}4 = 8{,}9 \text{ кВт},$$
$$Q_{n.\text{аар.ахр}} = 8{,}9 \cdot 2{,}29 = 20{,}3 \text{ квар}.$$

Для решти ЕП розрахунок аналогічний тому результати представимо в таблицю (Додаток А)

Розрахунок освітлення.

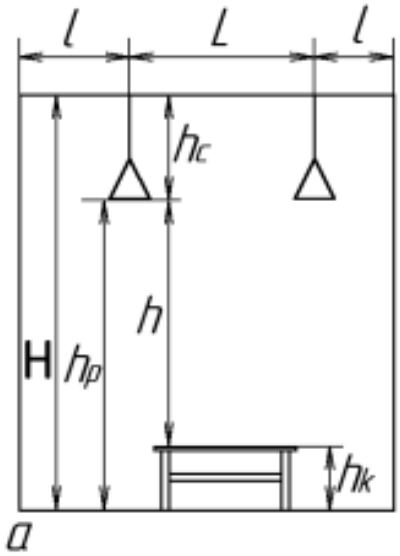


Рисунок 2.3 - Типова схема розміщення світильників в розрізі

h_c - відстань від стелі до світильника;

$h_к$– відстань від підлоги до робочої поверхні (приймається 0,8 м);

h-відстань від світильника до робочої поверхні.

Висота підвісу над розрахунковою поверхнею:

$$h=H-h_k-h_c=10-0{,}8-2=7{,}2 \text{ м}.$$

Індекс приміщення:

$$i = \frac{AB}{h(A+B)},$$

де A і B - довжина і ширина приміщення, м;

h - розрахункова висота, м.

$$i = \frac{40 \cdot 32}{7{,}2 \cdot (40 + 32)} = 2{,}5.$$

Необхідний потік кожного світильника:

$$\Phi = \frac{E_{\min} F K_3 z}{N \eta},$$

де $E_{\min}$ – мінімальна освітленість;

K_3 - коефіцієнт запасу (приймаємо 1,5);

z - коефіцієнт нерівномірності z≈1,1;

F - площа приміщення;

η - коефіцієнт використання світлового потоку.

Коефіцієнт використання світлового потоку можна визначити за світлотехнічною таблицею, враховуючи індекс приміщення та коефіцієнти відбиття стелі та стін для світильників з трьома люмінесцентними лампами. Для заміни люмінесцентних світильників на світлодіодні слід знайти еквівалентний світлодіодний світильник, у якого коефіцієнт ефективності (η) становить 53%.

Оскільки світильники будуть розташовані рядами, обчислимо відстань між ними:

$$L=\lambda h,$$

де λ – оптимальна відстань між освітлювальними приладами визначається для забезпечення найменшої нерівномірності розподілу освітленості на горизонтальній поверхні. Вона залежить від типу кривої сили світла (КСС) світильника. Для виробничих підприємств рекомендується використовувати криві К, Г, Д, оскільки вони забезпечують вузьку зону максимальної сили світла при більшій висоті підвісу. У даному випадку ми оберемо криву Г-2.

Тоді L=0,77·7,2=5,54≈6 м.

При проектуванні системи освітлення виробничих приміщень важливо враховувати тип кривої сили світла та висоту підвісу світильників, щоб забезпечити рівномірний розподіл освітленості. Використання світильників з кривою сили світла Г-2 та розташування їх на оптимальній відстані λ допоможе досягти цього.

Приблизна кількість рядів, шт:

$$n_{ряд} = \frac{A}{L},$$

$$n_{ряд} = \frac{40}{6} = 6{,}67 \approx 7 \text{ шт.}$$

Визначимо умовну загальну кількість світильників, шт:

$$N = \frac{AB}{L^2}.$$

Обираємо кількість світильників, кратну кількості рядів:

$$N = \frac{AB}{L^2} = \frac{40 \cdot 32}{5{,}54^2} = 41{,}7 \rightarrow 42 \text{ шт.}$$

Тоді світловий потік одного світильника:

$$\Phi_0 = \frac{200 \cdot 32 \cdot 40 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}1}{42 \cdot 0{,}53} = 18976 \text{ лм.}$$

Згідно з [6] світловий потік світильника повинен знаходитись в межах:

$$0{,}9\Phi_0 \leq \Phi_{ce} \leq 1{,}2\Phi_0.$$

Враховуючи всі вимоги [6] до освітлення і розрахункові характеристики обираємо наступний світильник: LGT-Prom-Orion-ML-150, його характеристики:

Потужність:150 Вт;

Світловий потік: 18000 лм;

Колірна температура 5000 К;

Клас захисту: IP65;

Коефіцієнт потужності: 0,98→tgφ≈0,2.

Визначаємо активну та реактивну потужність освітлювального навантаження при коефіцієнті попиту K_I=0,85:

$$P_{\text{ace}} = NP_{c\sigma}K_I,$$
$$Q_{oca} = P_{oca}\,\text{tg}\,\varphi\,,$$
$$P_{ocal} = 50 \cdot 150 \cdot 0{,}85 = 6375 \text{ Вт},$$
$$Q_{oca} = 6375 \cdot 0{,}2 = 1294 \text{ вар}.$$

Потужність аварійного освітлювального навантаження буде складати 5% від норми робочого освітлення.

$$P_{\text{ав.осв}}=0{,}05P_{\text{осв}},$$

$$P_{\text{ав.осв}}=0{,}05\cdot 6375=318{,}8 \text{ Вт}.$$

З урахуванням вимог до освітлення оберемо аварійний світильник 04-30/1:

$$\cos\varphi=0{,}8\rightarrow \text{tg}\varphi\approx 0{,}75$$

$$Q_{\text{ав.осв}}=318{,}8\cdot 0{,}75=239{,}1 \text{ вар}.$$

Повне освітлювальне навантаження:

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\text{освΣ}}^2 + Q_{\text{освΣ}}^2},$$

де $P_{\text{освΣ}} = P_{\text{осв}} + P_{\text{ав.осв}}$; $Q_{\text{освΣ}} = Q_{\text{осв}} + Q_{\text{ав.осв}}$.

$$P_{\text{освΣ}} = 6375 + 318{,}8 = 6693{,}8 \text{ Вт},$$
$$P_{\text{освΣ}} = 1294 + 239{,}1 = 1533{,}1 \text{ вар},$$
$$S_{\text{осв}} = \sqrt{6693{,}8^2 + 1533{,}1^2} = 6{,}87 \text{ кВА}.$$

Розрахунок загального навантаження об’єкту проектування наведений в таблиці (Додаток А).

Вибір правильної відстані між світильниками та типу кривої сили світла є важливими аспектами у проектуванні освітлення для виробничих приміщень. Застосування кривої Г-2 забезпечує ефективне освітлення на великих висотах підвісу, що є важливим для забезпечення безпеки та комфорту на робочих місцях.

2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності.

Вибір схеми трансформаторної підстанції.

Після визначення загального навантаження центральної підстанції постійного струму і номіналу комутаційного блоку, ми проводимо розрахунок для визначення необхідного номіналу трансформаторної підстанції.[7]

$$S_{ТР} = \sqrt{P^2 + (Q_{цех}^2 - Q_{КБ}^2)},$$

$$S_{\text{ТР}} = \sqrt{146{,}2^2 + (146{,}8 - 75{,}7)^2} = 162{,}6 \text{ кВА}.$$

Згідно проведеного розрахунку обираємо трансформатор, характеристика якого представлено в таблиці 2.12:

Таблиця 2.12 - Характеристики трансформатора цеху.

Тип трансформатора	Схема и група з'єднання	Втрати КЗ, кВт	Напруга КЗ, %	Втрати холостого ходу, кВт
ТМ-1250-10(6)/0,4	У/Ун-0	5,4	4,5	0,77

Визначення конденсаторної батареї.

Активне та реактивне розрахункове навантаження приєднане до шин 0,4 кВ ТП складає:

$$P_p = 146,\ 2 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 146{,}8 \text{ квар}.$$

Знайдемо існуюче/фактичне значення коефіцієнта активної потужності (до компенсації реактивної потужності):

$$Q_{\text{Р}} = P_p tg\varphi \Rightarrow tg\varphi = \frac{Q_p}{P_p} = \frac{146.8}{146.2} = 1,$$

$$cos\varphi = \cos(arctg\varphi) = \cos\big(arctg(1)\big) = \frac{\sqrt{2}}{2} = 0.707.$$

Існуюче значення коефіцієнта активної потужності менше за потрібне

0,707 < 0,9, отже розраховуємо значення реактивної потужності, яке має бути після компенсації реактивної потужності з метою забезпечення значення cosφ не нижче 0,9:

$$Q_{\text{Р}} = \text{Р}\ tg\varphi = \text{Р}_{\text{Р}}\ tg\ (arccos\ \varphi) = 146{,}8 \cdot tg\ (arccos\ 0{,}9)$$
$$= 146{,}8 \cdot 0{,}484 \cdot 71{,}1 \text{ квар.}$$

Знайдемо значення реактивної потужності, яке необхідно компенсувати з метою забезпечення значення cosφ не нижче 0,9:

$$Q_{\text{кб}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{Р}}' = 146{,}8 - 71{,}1 = 75{,}7 \text{ квар.}$$

Згідно з табл. 18 дов. даних оберемо конденсаторну батарею, з наступними характеристиками:

Потужність: 80 квар;

Номінальний струм: 116 А;

Номінал водного запобіжника: 200;

Мінімальна ступінь регулювання: 10 квар;

Габаритні розміри: 1200×600×250 мм.

Відповідно споживання реактивної потужності після компенсації стане:

$$Q_{\text{НН}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{кб}} = 146{,}2 - 80 = 66{,}2 \text{ квар;}$$

2.4 Визначення центра навантаження об’єкту проектування

Розрахунок навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції будемо проводити прийнявши до уваги навантаження ліній Л3, Л4, Л5, а також зосереджене навантаження S3 (P3, Q3) та S4 (P4, Q4) значення яких наведено в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 - Зосереджене навантаження S3 (P3, Q3) та S4 (P4, Q4)

Навантаження та одиниці їх виміру	Навантаження
P_3, МВт	29
Q_3, Мвар	6
P_4, МВт	26
Q_4, Мвар	7

Навантаження Л5:

$$P_{Л5} = 820 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л5} = P_{Л5}\text{tg}(\arccos(0{,}9)) = 820 \cdot 0{,}4843 = 397 \text{ квар},$$

$$S_{Л5} = \sqrt{P_{Л5}{}^2 + Q_{Л5}{}^2} = \sqrt{820^2 + 397^2} = 911 \text{ кВА}.$$

Зосереджене навантаження S_3 (P_3, Q_3) та S_4 (P_4, Q_4):

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = \sqrt{29^2 + 6^2} = 29 \text{ МВА},$$

$$S_4 = \sqrt{P_4^2 + Q_4^2} = \sqrt{26^2 + 7^2} = 27 \text{ МВА}.$$

Навантаження першої секції шин:

$$P_{I_СШ} = (P_{Л5} + P_{Л4} + P_З)K_{СМ},$$

$$P_{I_СШ} = (820 + 1395 + 29 \cdot 10^3) \cdot 0.8 = 25 \text{ МВт},$$

$$Q_{I_СШ} = (Q_{Л5} + Q_{Л4} + Q_З)K_{СУМ},$$

$$Q_{I_СШ} = (397 + 473 + 6 \cdot 10^3) \cdot 0{,}8 = 5.5 \text{ Мвар},$$

$$S_{I_СШ} = \sqrt{P_{I_СШ}^2 + Q_{I_СШ}^2} = \sqrt{25^2 + 5.5^2} = 25.6 \text{ МВА},$$

де $К_{СУМ}$=0,8 для першої секції шин.

Навантаження другої секції шин:

$К_{СУМ}$ = 0,85 для другої секції шин.

$$P_{II_СШ}=(P_{Л3}+P_4)К_{СУМ},$$

$$P_{II_СШ}=(1155+26)\cdot 0{,}85=1 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{II_СШ}} = (\text{Q}_{\text{Лз}} + Q_4)\text{K}_{\text{СУМ}},$$

$$Q_{\text{II_СШ}} = (432.5 + 7) \cdot 0{,}85 = 373{,}6 \text{ квар},$$

$$S_{II_\text{СШ}} = \sqrt{P_{II_\text{СШ}}^2 + Q_{II_\text{СШ}}^2} = \sqrt{1000^2 + 373{,}6^2} = 1 \text{ МВА}.$$

2.5. Розрахунок живлячих і розподільних мереж

Вибір схеми розподільної мережі.

Одним з найважливіших елементів електропостачання цеху є розподільна мережа (РМ) з напругою 6 або 10 кВ. З огляду на значну кількість споживачів з високими потужностями в нашому випадку, для уникнення втрат електроенергії під час передачі було вирішено встановити РМ з номінальною потужністю 10 кВ.

Розподільна підстанція (РП) на 10 кВ складається з двох трансформаторів моделі ТМН-80000/110 та двох повітряних ліній напругою 110 кВ. Ці лінії з'єднуються з джерелом живлення, яке забезпечує всіх споживачів.

Обґрунтування встановлення розподільних пунктів високої напруги.

При виборі розподільних пунктів та їх розташування я керувався попитом споживачів електричної енергії та старався забезпечити баланс економії матеріалів для лінії живлення.

Розрахунок перерізу розподільних мереж 10 кВ.

Визначення розрахункового навантаження Л1 та Л2 [5].

Вихідні дані згідно варіанту представлені в таблиці 2.14 та 2.15.

Розрахункове навантаження нормального режиму ТП №1-3 (Додаток А).

Таблиця 2.14 - Зосереджене навантаження на РП

P_1, МВт	29
Q_1, Мвар	6
P_2, МВт	26
Q_2, Мвар	7

Таблиця 2.15 - Навантаження ТП №1-4

ТП	*Нормальний режим*			*Післяаварійний режим*		
	$P_{\text{рп}}$, кВт	$Q_{\text{рп}}$, квар	$S_{\text{рп}}$, кВА	$P_{\text{рп}}$, кВт	$Q_{\text{рп}}$, квар	$S_{\text{рп}}$, кВА
ТП1	15,7	22,3	27,3	33,9	48,15	59
ТП2	32,2	8,9	33,4	61	16,86	63,3
ТП3	28,3	27,1	39,2	56,4	54	78,1
ТП4	138,2	89,1	164,5	276,4	178,2	328,8
Сума	186,1	147,4	263,9	427,7	297	529,2

Розраховуємо активну та реактивну потужності в лініях Л1 та Л2, враховуючи всі приєднані елементи цієї лінії.

Нормальний режим:

Обираємо коефіцієнти суміщення максимумів навантажень трансформаторів. Для 4 трансформаторів коефіцієнт $K_{\text{СМ}}$=0,85 (Додаток В).

де $K_{\text{СМ}}$ - це коефіцієнт суміщення максимумів навантажень трансформаторів в залежності від їх кількості

$$\text{P}_{л1} = K_{\text{СМ}} \sum_{\text{i}=1}^{4} \text{P}_{\text{i}},$$

$$Q_{л1} = K_{\text{СМ}} \sum_{\text{i}=1}^{4} \text{Q}_{\text{i}}.$$

Тоді:

$$\text{P}_{л1,2} = 0{,}85 \cdot 186{,}1 = 158{,}2 \text{ кВт},$$

$$Q_{л1,2} = 0{,}85 \cdot 147{,}1 = 125 \text{ квар}.$$

Задана схема електропостачання двопроменева, тому навантаження для обох ліній однакові. Знайдемо повне навантаження ліній:

$$S_Л = \sqrt{P_Л^2 + Q_Л^2},$$

$$I_р = \frac{S_л}{\sqrt{3} \cdot U_н}.$$

Тоді:

$$S_Л = \sqrt{158{,}2^{\,2} + 125^2} = 201{,}6 \text{ кВА},$$

$$I_р = \frac{201{,}6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11{,}64 \text{ А}.$$

З умови $I_{доп}K_1K_2 \geq I_{п/а}$ вибираємо кабель марки АПвП 3х35 (Додаток Б).

$$I_{доп} = 119\text{А}, r_0 = 0{,}868 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, x_0 = 0{,}075 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Перевірка:

$$I_{доп}K_1\ K_2 > I_Р,$$

$$I_{доп}K_1K_2 = 119 \cdot 1 \cdot 1{,}3 = 154{,}7 \text{ А},$$

$$154{,}7 \text{ А} > 11{,}64 \text{ А}.$$

Післяаварійний режим Л1 та Л2:

При післяаварійному режимі кожна лінія знов живить по 4 трансформатори. При цьому значення $K_{СМ}$=0,85 не зміниться.

Розраховуємо активну та реактивну потужності в лініях, враховуючи всі приєднані елементи цієї лінії:

$$P_{Л1,2} = 0{,}85 \cdot 427 = 363 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л1,2} = 0{,}85 \cdot 297 = 252{,}5 \text{ квар},$$

$$S_Л = \sqrt{363^2 + 252{,}5^{\,2}} = 442{,}2 \text{ кВА}.$$

Розраховуємо струм:

$$I_р^{\frac{п}{а}} = \frac{442{,}2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 25{,}5 \text{ А}.$$

З умови Ідоп$K1K2K3 \geq$ Іп/а вибираємо кабель марки АПвП 3х35 (Додаток Б)

$$I_{доп} = 119А, r_0 = 0{,}868\frac{Ом}{км}, x_0 = 0{,}075\frac{Ом}{км}.$$

Перевірка:

$$I_{доп}K_1K_2K_3 > I_р^{п/а},$$

$$I_{доп}K_1K_2K_3 = 119 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1{,}3 = 154{,}7 \text{ А},$$

$$154 \text{ А} > 25{,}5 \text{ А}.$$

Визначення розрахункового навантаження Л3 та Л4: [5]

Нормальний режим роботи:

$$Р_{Л3} = (Р_{Л2} + P_{Р_ІНШ_ЦЕХ} + P_{S2})K_{СМ},$$

$$Q_{Л3} = (Q_{Л2} + Q_{Р_ІНШ_ЦЕХ} + Q_{S2})K_{СМ}.$$

Припустимо, що $P_{Р_ІНШ_ЦЕХ} = P_{P_ВН} = 151$ кВт .

Приймаємо, що $K_{СМ} = 0{,}8$ (Додаток В):

$$Q_{Р_ІНШ_ЦЕХ} = Q_{P_ВН} = 167 \text{ квар}.$$

Тоді

$$P_{Л3} = (158{,}2 + 151 + 1200) \cdot 0{,}8 = 1207 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л3} = (125 + 167 + 300) \cdot 0{,}8 = 474 \text{ квар},$$

$$S_{Л3} = \sqrt{(1207^2 + 474^2)} = 1297 \text{ кВА},$$

$$I_{Л3} = \frac{S_{Л3}}{U_Н \cdot \sqrt{3}} = \frac{1297}{10 \cdot \sqrt{3}} = 75 \text{ А}.$$

Визначення розрахункового навантаження Л4:

$$Р_{Л4} = (Р_{Л2} + P_{Р_ВН} + P_{S1})K_{СМ},$$

$$Q_{Л4} = (Q_{Л2} + Q_{Р_ВН} + Q_{S1})K_{СМ}.$$

Приймаємо KСМ= 0,8 (Додаток Г):

$$Р_{Л4} = (158{,}2 + 151 + 1500) \cdot 0{,}8 = 1447 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л4} = (125 + 167 + 350) \cdot 0{,}8 = 514 \text{ квар},$$

$$S_{Л4} = \sqrt{(1447^2 + 514^2)} = 1536 \text{ кВА},$$

$$I_{Л4} = \frac{S_{Л4}}{U_н \cdot \sqrt{3}} = \frac{1536}{10 \cdot \sqrt{3}} = 88{,}7 \text{ А}.$$

Визначення розрахункового навантаження в післяаварійному режимі роботи Л3-4:

При виконані розрахунків приймаємо, що Л3=Л4.

$$P_{Л3}^{п/а} = \left(P_{Л2} + P_{Рвн} + P_{Р_{інш_{цех}}} + P_{S1} + P_{S2}\right) K_{СМ},$$

$$Q_{Л3}^{п/а} = \left(Q_{Л2} + Q_{Рвн} + Q_{Р_{інш_{цех}}} + Q_{S1} + Q_{S2}\right) K_{СМ}.$$

Приймаємо KСМ = 0,75 для 12-ти трансформаторів :

$$P_{Л3}^{п/а} = (158{,}2 + 151 + 151 + 1500 + 1200) \cdot 0{,}75 = 2370 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л3}^{п/а} = (125 + 167 + 167 + 350 + 300) \cdot 0{,}75 = 832 \text{ квар},$$

$$S_{Л3}^{п/а} = \sqrt{(2370^2 + 832^2)} = 2512 \text{ кВА},$$

$$I_{Л3}^{п/а} = I_{Л4}^{п/а} = \frac{S_{Л3}^{п/а}}{U_н \cdot \sqrt{3}} = \frac{2512}{10 \cdot \sqrt{3}} = 145 \text{ А}.$$

Обираємо кабель АПвП 3х70 $I_{ДОП}$ = 171 А (Додаток Г).

Перевіримо за умовою допустимого струму П/А режиму:

$$I_{Л3}^{п/а} < I_{доп} К_1 К_2 К_3,$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо K_1=1,03, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації +10° С;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Оскільки кабель один, приймаємо коефіцієнт рівним 1.

$$145 < 171 \cdot 1{,}03 \cdot 1 \cdot 1{,}35.$$

Розрахунок перерізу розподільних мереж 0,4 кВ

Визначимо переріз лінії ТП1-А1: Fp=27,85·164·0,1

$$F_p = \frac{27{,}85 \cdot 164 \cdot 0{,}1}{380^2 \cdot 5} \cdot 10^5 = 63{,}2 \text{ мм}^2.$$

Визначимо розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{\sqrt{164^2 + 52,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 261,8\ A.$$

Обираємо кабель АВВГ 5×150,Iдоп=254 А.

Виконуємо перевірку за струмовим навантаженням:

$$254 \cdot 1,07 \cdot 1 \rightarrow 261,8A < 271,8\ А$$

- умова виконується, отже КЛ вибрано правильно.

Аналогічний розрахунок кабелів марки АВВГ проводимо для решти об'єктів, і записуємо параметри до табл. 2.16.

Таблиця 2.16 - Вибір перерізів КЛ для нормального режиму.

Лінія	Кількість і номінальний переріз жил, мм^2	Допустиме струмове навантаження, $I_{доп}$ A	I_P, A	I_P*K_1*K_2, A	R_0, $Ом$	F_P, $мм^2$	P_i, $кВт$	Q_i, $квар$
ТП1-А1	4×150	254	261,8	271,8	0,206	63,3	164	52,9
ТП1-А2	4×150	254	261,8	271,8	0,206	63,3	164	52,9
ТП1-Б1	4×50	126	114,9	134,8	0,641	28,0	72,5	21,5
ТП1-Б2	4×50	126	114,9	134,8	0,641	28,0	72,5	21,5
ТП2-В1	4×150	254	228,9	271,8	0,206	55,9	144,8	41,6
ТП2-В2	4×150	254	228,9	271,8	0,206	55,9	144,8	41,6
ТП2-В3	4×150	254	228,9	271,8	0,206	55,9	144,8	41,6
ТП2-Е	4×25	82	60,4	87,7	1,2	14,4	37,4	13,5
ТП3-Л1	4×16	62	9,8	66,3	1,91	1,9	6	2,4
ТП3-Л2	4×16	62	9,8	66,3	1,91	1,9	6	2,4
ТП3-М	4×16	62	22,7	66,3	1,91	3,4	14,5	3,6
ТП3-Н-С	4×50	126	124,4	134,8	0,641	29,5	76,5	29,1

Визначення перерізу ліній в післяаварійному режимі

Визначимо розрахунковий струм у післяаварійному режимі:

$$I_n^{n/a} = \frac{\sqrt{262^2 + 85,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 418,9\ А.$$

Перевірка за струмовим навантаженням:

$$254 \cdot 1{,}07 \cdot 1 \cdot 1{,}35 \rightarrow 418{,}9A > 366{,}9\ A.$$

Умова не виконується, отже потрібно збільшити переріз КЛ.

Оберемо кабель АВВГ 5 × 185 , $I_{доп}$ = 291 А

$$291 \cdot 1{,}07 \cdot 1 \cdot 1{,}35 \rightarrow 418{,}9A < 420{,}3\ A.$$

Після збільшення перерізу кабелю, умова виконується.

Визначимо втрату напруги на ділянці ТП1-А1:

$$\Delta U = \frac{262 \cdot 0{,}164 \cdot 0{,}1}{10 \cdot 0,38^2} = 2{,}98\%.$$

Перевірка за втратою напруги:

$$2{,}98\% < 10\%.$$

умова виконується, отже КЛ обрано правильно.

Аналогічний розрахунок, перевірку умов та вибір кабелів проводимо для решти ділянок ліній, і записуємо їх параметри до табл. 2.17:

Таблиця 2.17 - Вибір перерізів КЛ для післяаварійного режиму.

Лінія	Кількість і номінальний переріз жил, мм^2	Допустиме струмове навантаження, $I_{доп}$ *А*	I_P, *А*	R_0, *Ом*	F_P, *мм*^{2}	ΔU, *%*	P_i, *кВт*	Q_i, *квар*
ТП1-А1	4×185	291	418,9	0,164	101,1	2,98	262	85,8
ТП1-А2	4×185	291	418,9	0,164	101,1	2,98	262	85,8
ТП1-Б1	4×70	155	192,2	0,443	46,7	3,71	121	36,8
ТП1-Б2	4×70	155	192,2	0,443	46,7	3,71	121	36,8
ТП2-В1	4×185	291	367,0	0,164	89,3	2,63	231,6	68,7
ТП2-В2	4×185	291	367,0	0,164	89,3	2,63	231,6	68,7
ТП2-В3	4×185	291	367,0	0,164	89,3	2,63	231,6	68,7
ТП2-Е	4×25	82	91,5	1,2	21,7	4,68	56,3	21,4
ТП3-Л1	4×16	62	19,6	1,91	3,7	1,59	12	4,8
ТП3-Л2	4×16	62	19,6	1,91	3,7	1,59	12	4,8
ТП3-М	4×16	62	45,4	1,91	6,7	3,84	29	7,3
ТП3-Н-С	4×95	190	248,7	0,32	59,0	3,39	153	58,1

Перевірка електричних мереж на відповідність вимогам до показників якості електричної енергії.

При проектуванні цехової електромережі необхідно враховувати основну умову - перевірку на відхилення напруги. Згідно з ГОСТ 13109-97, відхилення напруги від нормальних значень не повинно перевищувати ±5%.

Розрахуємо втрати напруги в лініях:

$$\Delta U_{\text{л.ТП3-ТП4}} = \frac{(\text{P}_{\text{ТП4}} \cdot r0 + Q_{\text{ТП4}} \cdot x0)L_{\text{ТП3-ТП4}}}{10\text{U}_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{л.ТП3-ТП4}} = \frac{(415{,}23 \cdot 0{,}868 + 116{,}81 \cdot 0{,}095) \cdot 0{,}5}{10 \cdot 10^2} = 0{,}19\%,$$

Результати розрахунків втрат напруги на інших ланках наведено в таблиці 2.18:

Таблиця 2.18 - Втрати напруги на ланках ліній Л1 та Л2

Ділянка мережі	ΔU, %
ЦЖ-РП(Л4)	1,26
РП-ТП8(Л1)	0,76
ТП8-ТП7	0,47
ТП7-ТП6	0,19
ТП6-ТП5	0,13
ЦЖ-РП(Л3)	1,38
РП-ТП1(Л2)	0,83
ТП1-ТП2	0,44
ТП2-ТП3	0,15
ТП3-ТП4	0,19

Розрахуємо втрати напруги в трансформаторах:

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{r_{\text{т}} \cdot P_{\text{ТП1}} + x_{\text{т}} \cdot Q_{\text{ТП1}}}{10\text{U}_{\text{н}}^2},$$

де $r_{\text{т}}$– активний опір трансформатора, Ом

$$r_{тр} = \frac{P_к \cdot U^2{}_{нн}}{S_н^2} \cdot 10^3,$$

$$r_{тр} = \frac{7{,}6 \cdot 10^2}{630^2} \cdot 10^3 = 1.91 \quad Ом,$$

$x_т$– реактивний опір трансформатора, Ом;

$$z_{тр} = \frac{U_к \cdot U_{НН}^2}{100 S_н} \cdot 10^3,$$

$$z_{тр} = \frac{5{,}5 \cdot 10^2}{100 \cdot 630} \cdot 10^3 = 8{,}73 \quad Ом,$$

$$x_{тр} = \sqrt{z_{тр}^2 - r_{тр}^2} \quad Ом,$$

$$x_{тр} = \sqrt{8{,}73^2 - 1{,}91^2} = 8{,}51 \text{ Ом},$$

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{382{,}42 \cdot 1{,}91 + 168{,}25 \cdot 8{,}51}{10 \cdot 10^2} = 2{,}16\%.$$

Результати розрахунків опорів та втрат напруги для інших трансформаторів ТП зведемо в таблицю 2.19:

Таблиця 2.19 – Зведені результати розрахунків опорів та втрат напруги для трансформаторів ТП

Трансформатор	$r_т$, Ом	$x_т$, Ом	$\Delta U_т$, %
ТП1	1,91	8,51	2,16
ТП2	1,91	8,51	1,95
ТП3	3,43	10,71	1,5
ТП4	1,91	8,51	1,55
ТП5	3,43	10,71	1,98
ТП6	1,91	8,51	1,5
ТП7	1,91	8,51	1,63
ТП8	1,91	8,51	1,36

2.6. Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі

Вибір апаратури живлячої мережі.

Електроенергія, що поступає від джерела живлення (ДЖ) до розподільної підстанції, забезпечується за допомогою двох повітряних ліній АСО 240, при чому відстань між ДЖ та розподільною підстанцією становить 15 км. Розподільна підстанція підключена до двох трансформаторів моделі ТМН - 80000/110, які живляться від повітряних ліній.

На стороні високої напруги (ВН) цих трансформаторів розташовані два силових вимикачі GL 312 F1.

На стороні низької напруги (НН) цих трансформаторів розташований один силовий вимикач УкрЕЛКОМ ВВ/EL.

Вибір апаратури розподільчої мережі.

Параметри вимикачів потужності представлено в таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Параметри вимикачів потужності

U, кВ	Параметри елементу	Розрахункові дані (максимальні)	Каталожні дані	Умови вибору
110	Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{р}} = 110$	$U_{\text{ном}} = 110$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{ном}}$
	Номінальний струм, А	$I_{\text{р}} = 879$	$I_{\text{ном}} = 1250$	$I_{\text{р}} < I_{\text{ном}}$
10	Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{р}} = 10$	$U_{\text{ном}} = 10$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{ном}}$
	Номінальний струм, А	$I_{\text{р.норм}} \approx 200$	$I_{\text{ном}} = 630$	$I_{\text{р.норм}} < I_{\text{ном}}$

Вибір автоматичних вимикачів та роз’єднувачів виконано згідно рекомендацій виробника та [9] і зведено в таблицю 2.21 та таблицю 2.22:

Таблиця 2.21 – Параметри автоматичних вимикачів цеху

ЕП	Розрахунковий струм, А	Номінальний струм, $I_{ном}$, А	Умова вибору	Тип вимикача
СП1	41,4	63	$I_р < I_{ном}$	ВА63
СП2	50,7	63	$I_р < I_{ном}$	ВА63
СП3	59,5	80	$I_р < I_{ном}$	EZC100N
СП4	249,9	320	$I_р < I_{ном}$	EZC400N
СП5	53,3	63	$I_р < I_{ном}$	ВА63
СП6	25,7	32	$I_р < I_{ном}$	EZ9F34332
ЩО	10,4	16	$I_р < I_{ном}$	EZ9F34316
Шини НН	316,4	400	$I_р < I_{ном}$	EZC400N

Таблиця 2.22 – Параметри роз'єднувачів

U,кВ	Параметри елементу	Розрахункові дані (максимальні)	Каталожні дані	Умови вибору	Тип роз'єднувача
10	Номінальна напруга, кВ	$U_р = 10$	$U_{ном} = 10$	$U_р \leq U_{ном}$	РЛНДз-10/400 УХЛ1
	Номінальний струм, А	$I_{р.норм} = 200$	$I_{ном} = 400$	$I_{р.норм} < I_{ном}$	

Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибирають у відповідності до таких параметрів:

1.За напругою установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}.$$

2. За струмом

$$I_{MAX} \leq I_{НОМ}.$$

Розрахунок трансформатора струму для ТП:

Первинний номінальний струм на високої сторони (ВН) трансформатору струму:

$$I_{1вн} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}},$$

де $I_{1ВН}$ - первинний номінальний струм трансформатора струму, А;

$S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора, яка захищається, кВА;

$U_{1ВН}$ - номінальна напруга обмотки ВН, кВ.

$$I_{1вн} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23{,}09 \text{ А}.$$

Первинний номінальний струм на боці НН:

$$I_{1нн} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}},$$

Обрахувавши параметри необхідні для вибору трансформаторів струму, оберемо їх:

- на стороні ВН: ТА1, ТА2; ТПЛ-10-30/5 , клас точності 0,5;
- на стороні НН: ТА3; Т-0,66-600/5 УЗ.

Дані щодо вибору ТС занесені в таблицю 2.23.

Таблиця. 2.23 – Папаметри трансформаторів струму

ТП		Розрахункові дані	Каталожні дані	Умови вибору	Тип ТС
ТП	ВН	$U_{вн} = 10$ $I_{вн} = 23{,}09$	$U_{ном} = 10$ $I_{ном} = 30$	$U_{1вн} < U_{ном}$ $I_{1вн} < I_{ном}$	ТПЛ-10-30/5
	НН	$U_{нн} = 0{,}4$ $I_{нн} = 577{,}34$	$U_{ном} = 0{,}4$ $I_{ном} = 600$	$U_{1нн} < U_{ном}$ $I_{1нн} < I_{ном}$	Т-0,66-600/5 УЗ

2.7. Розрахунок струмів короткого замикання.

Вихідні дані для розрахунку.

Вихідні дані розрахункової схеми (рис.2.4):

Т1: ТДТН-80000/110; $S_{нт}$=80 МВА; $U_{вн}$=115 кВ; $U_{сн}$=38,5 кВ; $U_{нн}$=10,5 кВ; $P_{нх}$=53 кВт; $P_{кз}$=290 кВт; $u_{кв-с}$=10,5 %;$u_{кв-н}$=18%;$u_{кс-н}$=7%; $I_{нх}$=0,5%;

З'єднання обмоток: $У_н$/Д/Д.

Повітряна лінія ПЛ1: АС-240, l=15 км, X_{01}=0,42 Ом/км, R_{01}=0,198 Ом/км, $X_{0пл1}$=3,5X01 Ом/км, $R_{0пл1}$=3,5R_{01} Ом/км;

Кабельна лінія КЛ1: АПвП 3х70, l=2,4 км, X_{01}=0,443 Ом/км, R_{01}=0,086 Ом/км;

Кабельна лінія КЛ2: АПвП 3х35, l=4,2 км, X_{02}=0,868 Ом/км, R_{02}=0,095 Ом/км;

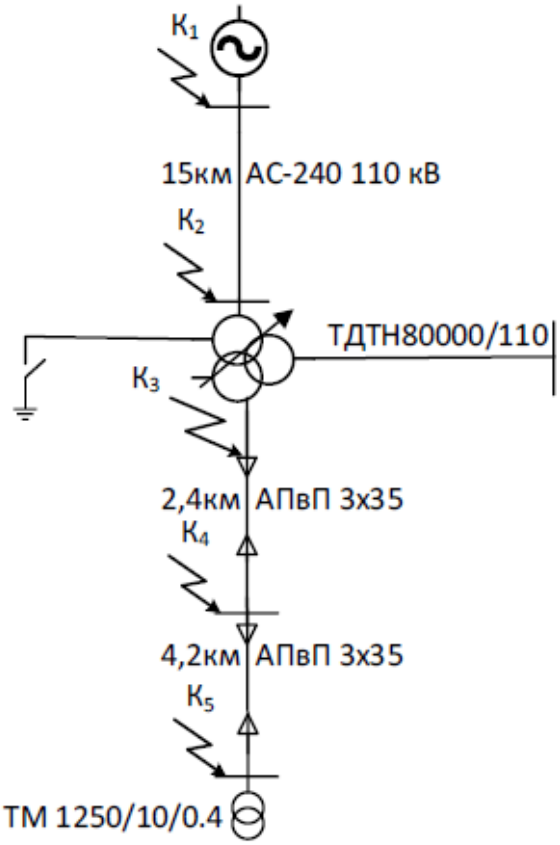


Рисунок 2.4 - Розрахункова схема

Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ.

Ми проводимо розрахунок опору елементів схеми заміщення, використовуючи іменовані одиниці. За основну напругу приймаємо значення

U_c=115 кВ. Згідно з розрахунковою схемою, ми складаємо схему заміщення, яка зображена на рисунку 2.5.

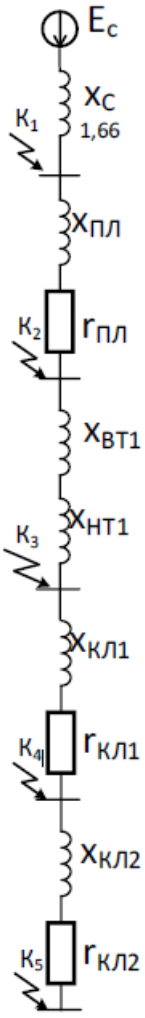


Рисунок 2.5 – Схема заміщення

Розрахуємо ЕРС та опір системи за формулами:

$$E_c = \frac{U_н}{\sqrt{3}},$$

$$E_c = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66{,}47 \text{ кВ},$$

$$X_c = \frac{U_н}{\sqrt{3} \cdot I_{відкл}},$$

$$X_c = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 40} = 1{,}66 \text{ Ом}.$$

Активний та реактивний опори лінії розраховуються наступним чином:

$$R_л = r_0 l_л,$$

$$X_л = \mathrm{x}_0 l.$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори ПЛ1:

$$R_{пл1}=0{,}198 \cdot 15 = 2{,}97 \text{ Ом},$$

$$X_{пл1}=0{,}42 \cdot 15 = 4{,}62 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори КЛ1:

$$R_{кл1} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2}\right)^2,$$

$$R_{кл1} = 0{,}443 \cdot 2{,}4 \cdot \left(\frac{115}{10{,}5}\right)^2 = 128 \text{ Ом},$$

$$X_{кл1} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_{с2}}\right)^2,$$

$$X_{кл1} = 0{,}086 \cdot 2{,}4 \cdot \left(\frac{115}{10{,}5}\right)^2 = 25 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори КЛ2:

$$R_{кл2} = 0{,}095 \cdot 4{,}2 \cdot \left(\frac{115}{10{,}5}\right)^2 = 48 \text{ Ом},$$

$$X_{кл2} = 0{,}868 \cdot 4{,}2 \cdot \left(\frac{115}{10{,}5}\right)^2 = 437 \text{ Ом}.$$

Опори трансформатора Т1:

$$X_{вт} = \frac{u_{вн-сн\%}+u_{вн-нн\%}-u_{сн-нн\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_н{}^2}{S_н},$$

$$X_{нт} = \frac{u_{вн-нн\%}+u_{сн-нн\%}-u_{вн-нн\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_н{}^2}{S_н},$$

$$X_{ст} = \frac{u_{вн-сн\%}+u_{сн-нн\%}-u_{вн-нн\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_н{}^2}{S_н}.$$

Отримуємо:

$$X_{\text{вт}} = \frac{10{,}5 + 18 - 7}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{80} = 17{,}77 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{нт}} = \frac{18 + 7 - 10{,}5}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{80} = 11{,}98 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{ст}} = \frac{10{,}5 + 7 - 18}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{80} = -0{,}41 \approx 0 \text{ Ом}.$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ. Зобразимо еквівалентну схему заміщення відносно точок КЗ на рисунку 2.6

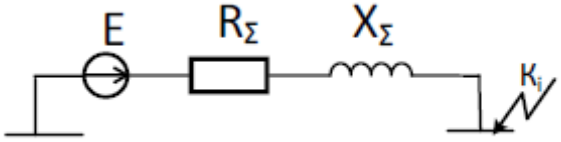


Рисунок 2.6- Еквівалента схема заміщення для точки КЗ

При врахуванні значної відстані між точками короткого замикання (КЗ) та електричною системою, періодична складова струму КЗ приймається постійною і обчислюється за допомогою формули:

$$\mathrm{I}_i'' = \mathrm{I}_{i_t} = \mathrm{I}_{i_\infty} = \frac{E_c}{\sqrt{R_{\sum i}^2 + X_{\sum i}^2}},$$

де I_i'', I_{it}, $\mathrm{I}_{i\infty}$ – діючі значення відповідно надперехідного струму, періодичного складника струму КЗ для довільного моменту часу t та усталеного струму трифазного КЗ.

Постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання визначається за формулою:

$$T_{aki} = \frac{x_{\Sigma i}}{\omega \cdot r_{\Sigma i}}.$$

Ударний коефіцієнт визначається за формулою:

$$k_{\text{уді}} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_{aki}}}.$$

Ударний струм КЗ визначається за формулою:

$$i_{удi} = \sqrt{2} \cdot k_{удi} \cdot I_i''.$$

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання визначаються за формулою:

$$I_{дi} = I_i'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{удi} - 1)^2}.$$

Значення теплового імпульсу розраховується за формулою:

$$B_{кi} = I_i^{``2} \cdot (T_{акi} + t_{відмк}),$$

де, $t_{відмк}=t_з+t_{вим}=0,1+0,08=0,18$с – час від початку КЗ до його вимикання.

Еквівалентні активний і індуктивний опори до точки К5 розрахуємо за формулами:

$$X\sum 5 = Xс + Xпл1 + Xвт + Xнт + Xкл1 + Xкл2,$$

$$X\sum 5 = -0,41 + 4,62 + 17,77 + 12 + 437 + 25 = 495 \text{ Ом},$$

$$R\sum 5 = Rпл1 + Rкл1 + Rкл2$$

$$R\sum 5 = 2,97 + 48 + 128 = 179 \text{ Ом}.$$

Періодична складова струму КЗ для точки К5:

$$I_5^{"115} = \frac{66,47}{\sqrt{495^2 + 179^2}} = 0,126 \text{ кА},$$

$$I_5^{"10,5} = 0,126 \cdot \frac{115}{10,5} = 1,38 \text{ кА}.$$

Розрахуємо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання для К5:

$$T_{ак5} = \frac{495}{314 \cdot 179} = 0,0088 \text{ с}.$$

Ударний коефіцієнт для точки К5:

$$k_{уд5} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0088}} = 1,32 \text{ с}.$$

Ударний струм КЗ для точки К5:

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot 1{,}32 \cdot 1{,}38 = 2{,}6 \text{ кА}.$$

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання для точки К5:

$$I_{д5} = 1{,}38 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1{,}32 - 1)^2} = 1{,}5 \text{ кА}.$$

Значення теплового імпульсу для точки К5:

$$B_{к5} = 1{,}38^2 \cdot (0{,}18 + 0{,}0088) = 0{,}36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Аналогічно здійснимо розрахунки для всіх точок та зведемо в таблицю 2.24.

Таблиця 2.24 - Результати розрахунків струмів КЗ

Точка	$R_{\sum i}$	$X_{\sum i}$	I''_i, кА	T_{aki}, с	$k_{удi}$	$i_{удi}$, кА	$I_{уi}$, кА	$B_{кi}$, кА^2·с
К2	3	4,21	13	0,0045	1,1	20	13	31
К3	3	34	2	0,036	1,75	5	2,9	0,864
К4	130	59	0,46	0,0015	1	0,65	0,46	0,038
К5	179	495	1,38	0,0088	1,32	2,6	1,5	0,36

Під час розрахунку загальної схеми електропостачання ремонтно-механічного цеху було враховано низку важливих аспектів, таких як навантаження, параметри обладнання та характеристики цеху. Для забезпечення стабільної та безперебійної роботи цеху було проведено детальний аналіз та розрахунок необхідних елементів електропостачання. У результаті було розроблено загальну схему електропостачання, яка включає вибір живлячої мережі, силових трансформаторів, комутаційних апаратів та системи захисту. Оптимальні рішення були підібрані з урахуванням навантаження та потреб цеху для забезпечення надійності та ефективності електропостачання.

При розрахунках струмів короткого замикання на різних рівнях напруги були враховані всі активні та індуктивні опори короткого замикання. Розрахунки включали опори збірних шин, з'єднань, трансформаторів струму, розмикаючих котушок автоматичних вимикачів та іншого обладнання, а також опори контактних з'єднань. Всі розрахунки проводились в іменованих одиницях, відповідно до параметрів елементів розрахункової схеми, залежно від напруги в мережі. Це дозволило забезпечити безпеку електричних систем, враховуючи величину струму короткого замикання при виборі захисних пристроїв та обладнання.

Розрахунок струмів короткого замикання є важливим етапом проектування електричних систем промислових цехів, оскільки він допомагає забезпечити надійну та безпечну роботу електроустановок, а також визначити необхідні заходи для забезпечення стійкості системи у разі виникнення короткого замикання.

Отже, розрахунок загальної схеми електропостачання ремонтно-механічного цеху дозволив визначити оптимальні рішення для забезпечення ефективного та безперебійного електропостачання. Розроблена схема враховує навантаження цеху, вимоги безпеки та енергоефективності. Застосування такої схеми дозволить забезпечити надійну роботу цеху, знизити ризики аварій та підвищити продуктивність ремонтно-механічного цеху.

3 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТЕРИТОРІАЛЬНО-РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ОБ’ЄКТІВ

3.1 Загальні положення

Розподільні електричні мережі складаються з різних об'єктів, розташованих на різних територіях, які об'єднані спільним технологічним процесом, утворюючи складну виробничу систему. Дослідження розподільної мережі передбачає аналіз функціональних завдань управління, систематизацію цих завдань, оцінку організаційної структури на різних рівнях керування та відповідність майбутньому розвитку управління електроенергетикою в Україні. Одним із основних завдань є точний облік споживаної електроенергії, який дозволяє оцінювати параметри споживання, ідентифікувати та контролювати режими, формувати інформацію для корекції режиму, передавати керуючі команди та планувати й прогнозувати режими роботи мережі.

Сукупність функцій систем середнього рівня й ПК верхнього рівня АСКОЕ можна класифікувати за такими групами функцій :

- Формування нормативно-довідкової бази енергообліку підприємства за кожною точкою в структурі обліку, тарифах, зонах, змінах, апаратних і програмних засобах АСКОЕ.

- Збір параметрів в автоматичному (за заданими періодами часу) і ручному (за запитом оператора) режимах конкретних штатних параметрів кожної системи децентралізованої АСКОЕ за кожною точкою й/або структурі обліку.

- Сигнали про нештатні випадки.

- Діагностика системи в автоматичному режимі та обробка інформації із перетворювачів нижнього рівня для виявлення збоїв і поломок системи.

- Прогноз навантаження, виходячи із статистики.

- Відображення виміряної і розрахункової інформації енергообліку у вигляді графіків, таблиць тощо.

- Обробка зібраних даних і розрахунок економічних показників відносно

тарифів.

АСКОЕ у загальному містить 3 рівні [12]:

Верхній рівень. Це комп’ютер або мережа комп’ютерів зі спеціальним програмним забезпеченням, яке обробляє інформацію з контролерів середнього рівня. Цей рівень відображає інформацію у зручному для аналізу та прийняття рішень вигляді для служби електропостачання та керівництва підприємства.

Середній рівень. Контролери, що здійснюють збір інформації за певний період часу або за заданим циклом з територіально-розосереджених вимірювальних перетворювачів та передають її на верхній рівень. Для обліку на середньому рівні можуть використовуватись прилади телемеханіки, до яких зазвичай підключаються імпульсні виходи лічильників.

Нижній рівень. Вимірювальні перетворювачі (лічильники) з цифровими інтерфейсами або телеметричними виходами, які здійснюють точний вимір параметрів енергообліку.

Вимірювальні канали. Усі засоби вимірювання, обчислювання та зв'язку, які впливають на точність обліку в заданій точці обліку, є складовими вимірювального каналу. Зазвичай до каналу входять:

Вимірювальні перетворювачі;

Зв'язкові канали, де інформація передається в аналоговому вигляді;

Обчислювальні засоби, які впливають на точність передачі облікових даних;

Комерційний облік електроенергії. У випадку комерційного обліку електроенергії кожна точка обліку має два канали, які відповідають основному та дублюючому лічильнику. Похибка вимірювального каналу має дві складові: апаратну та обчислювальну. При правильно вибраних обчислювальних засобах, програмному забезпеченні, алгоритмах обчислень та протоколах передачі даних програмна складова похибки обліку значно менша за апаратну.

При визначенні похибки обліку враховується:

Точність вимірювань облікових величин

Точність синхронізації з часом, яку забезпечують не тільки цифровий перетворювач (лічильник), але й окремий контролер (пристрій обліку) [12].

Приклад використання приладу обліку "ІТЕК-210"

Склад вимірювального каналу:

- Трансформатори струму і напруги
- Вторинні ланцюги трансформаторів
- Електролічильник з телеметричним (імпульсним) виходом
- Двопровідна лінія зв'язку до приладу обліку

Підключення рівнів системи:

- Нижній рівень з'єднується з верхнім рівнем через імпульсні виходи або послідовні канали зв'язку (RS-232, RS-485, токова петля).
- Середній рівень АСКОЕ пов'язаний з верхнім рівнем за допомогою фізичних провідних ліній зв'язку, виділених або комутованих телефонних каналів, радіоканалів, включаючи супутникові та стільникові зв'язки.
- Канали зв'язку не тільки включають лінії зв'язку, але й устаткування, що їх обслуговує. Сукупність каналів зв'язку іноді називається "середовищем зв'язку".

Передача даних:

- Використовуються стандартні інтерфейси (RS-232, RS-485, ІРПС) та протоколи обміну даними (Modbus, IEC1107) або власні протоколи (ІВСЕ4, СЕМ-1).
- Контроль параметрів на нижньому рівні
- На нижньому рівні здійснюється контроль різних параметрів:
- Електроспоживання
- Водоспоживання
- Виробництво або споживання тепла та газу

Цей контроль здійснюється окремими структурними підрозділами та передається на верхній рівень системи. Робота на нижньому рівні відбувається

в автоматичному режимі, зменшуючи необхідність втручання технічного персоналу.

Обладнання нижнього рівня:

- ІТЕК-210, ЦТ-5000, інтелектуальні електронні лічильники електроенергії, підключені до локальної мережі RS-485
- Пристрої "Енергія" для контролю параметрів подачі газу, розроблені з використанням процесорних модулів Win Systems
- Універсальний контрольований пункт телемеханіки "Корунд-М" для автоматизованих систем диспетчерського керування
- Підсистеми верхнього рівня
- Підсистеми верхнього рівня базуються на локальних обчислювальних мережах підприємств. Для зв'язку між системами різних рівнів використовуються виділені дво- або чотирижильні лінії зв'язку та протоколи стеку TCP/IP. Це забезпечує надійний та швидкий обмін інформацією між всіма рівнями системи.

Автоматизована система обліку електроенергії (АСКОЕ) для територіально-розосереджених об’єктів демонструє гнучкість та ефективність у контролі та обліку різних параметрів в енергетичному секторі. Використання таких систем дозволяє забезпечити ефективне використання ресурсів та захист інформації від несанкціонованого доступу.

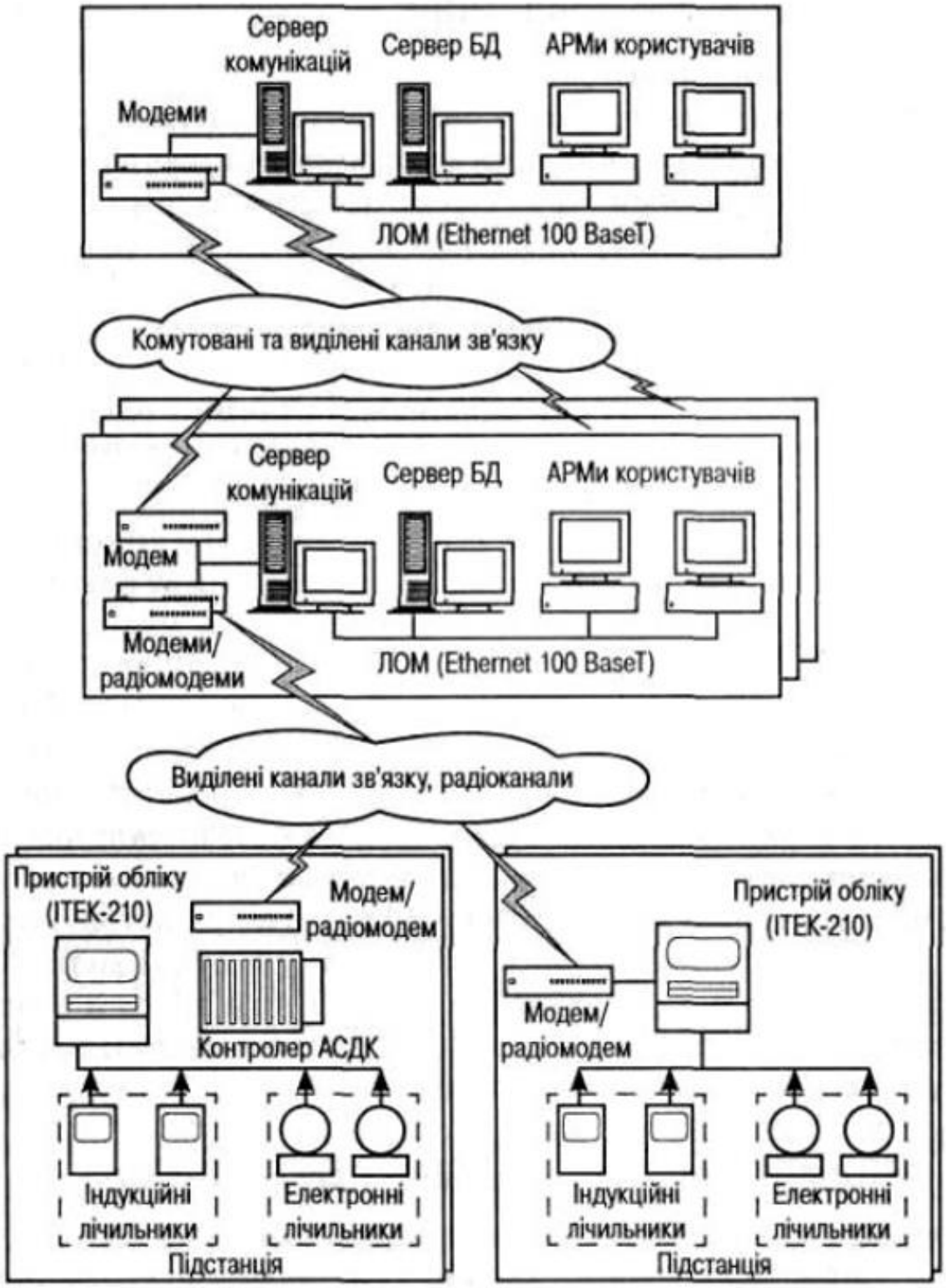


Рисунок 3.1 – Схема трьох рівнів системи АСКОЕ [12]

Інтерфейси вимірювальних каналів АСКОЕ

Для вимірювання електроенергії у системах автоматизованого обліку використовуються спеціальні перетворювачі, такі як вимірювальні трансформатори струму та напруги.

Трансформатори струму (ТТ):

- Струм у вторинних ланцюгах трансформаторів струму пропорційний до первинного струму фідера.
- Номінальні значення струму у вторинних ланцюгах складають 1, 2 або 5 А.

Трансформатори напруги (ТН):

- Напруга у вторинних ланцюгах трансформаторів напруги пропорційна до первинної напруги.
- Номінальна фазна напруга у вторинних ланцюгах становить 100/√3 В
- Номінальна міжфазна (лінійна) напруга вторинних ланцюгів становить 100 В.

Для забезпечення точності вимірювань використовуються тільки вимірювальні вторинні обмотки трансформаторів, які мають точні характеристики, вказані у паспорті трансформатора.

Схеми підключення лічильників до вимірювальних трансформаторів

Існує кілька схем підключення лічильників до вимірювальних трансформаторів, які залежать від наявності трансформатора у фазі "В" та схеми з'єднання обмоток трансформаторів напруги (рис. 3.2-3.3).

Основні схеми підключення:

Схема з'єднання з трансформаторами напруги в фазі "В": використовується, коли необхідно підключити лічильник до трансформаторів струму і напруги, встановлених у фазі "В".

Схеми з'єднання обмоток трансформаторів напруги: різняться в залежності від конфігурації обмоток (зірка, трикутник тощо).

Сучасні лічильники, як правило, підтримують усі ці схеми підключення.

Для коректної роботи необхідно лише налаштувати параметри лічильника відповідно до обраної схеми.

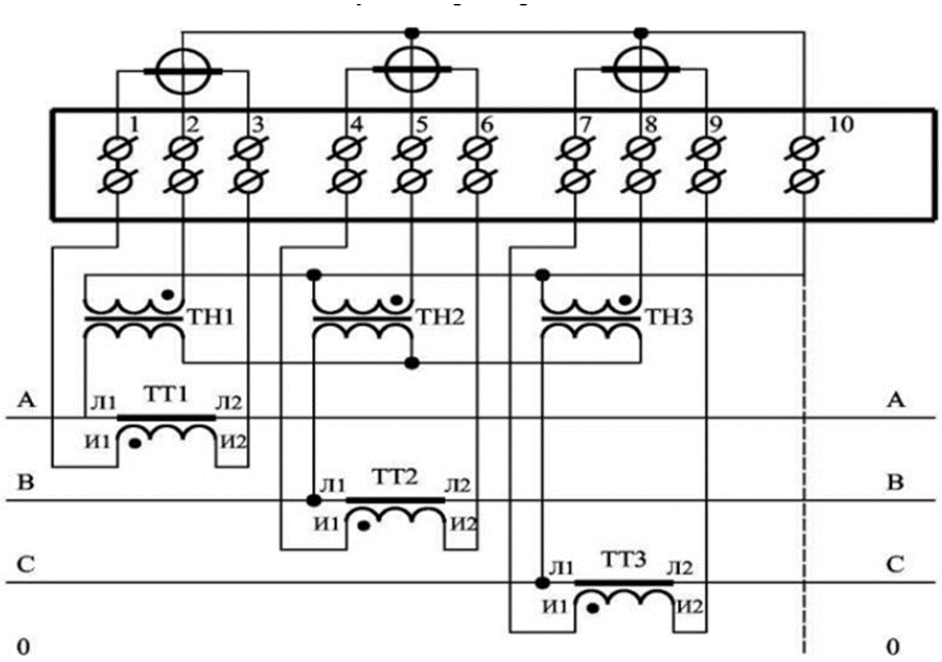


Рисунок 3.2 – Схема підключення лічильника до трифазної 3-дротяної або 4- дротяної мережі 6-750 кВ за допомогою 3 трансформаторів напруги й 3 трансформаторів струму;[12]

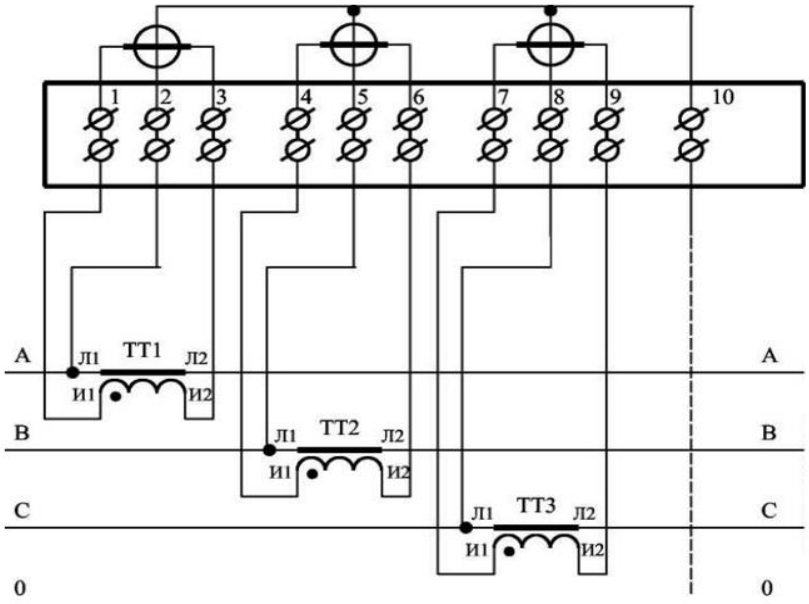


Рисунок 3.3 - Схема підключення лічильника до трифазної 3- дротяної або 4-дротяної мережі 0,4 кВ за допомогою 3 трансформаторів струму.[12]

3.2 Схематичне зображення об’єкту дослідження

Системи АСКОЕ (Автоматизована Система Комерційного Обліку Електроенергії) можуть бути двох видів: централізовані та децентралізовані.

Централізовані системи передбачають створення складної глобальної комп'ютерної мережі в межах підприємства для забезпечення ефективного зворотного зв'язку з різними об'єктами енергообліку. В таких системах дані з усіх точок обліку передаються в єдиний центр, де вони обробляються і зберігаються. Основні елементи централізованої системи включають:

- Центральний сервер або комп'ютерна мережа зі спеціалізованим програмним забезпеченням.

- Дистанційно керовані табло, підключені до комп'ютера головного енергетика.

- Вимірювальні прилади та контролери, підключені до центрального сервера через мережеві інтерфейси.

Централізовані системи, хоча і забезпечують високу ефективність і зручність у керуванні, є досить дорогими в реалізації і обслуговуванні.

Децентралізовані системи. Альтернативою централізованій системі є децентралізована (територіально-розосереджена) АСКОЕ (рис. 3.4) [12]. В децентралізованій системі кожен об'єкт енергообліку має свою локальну систему обліку, яка здійснює збір, обробку та зберігання даних на місці. Основні елементи децентралізованої системи включають:

- Локальні вимірювальні прилади та контролери на кожному об'єкті.

- Локальні сервери або комп'ютери для зберігання і обробки даних на місці.

- Комунікаційні канали для передачі даних між локальними системами і центральним офісом.

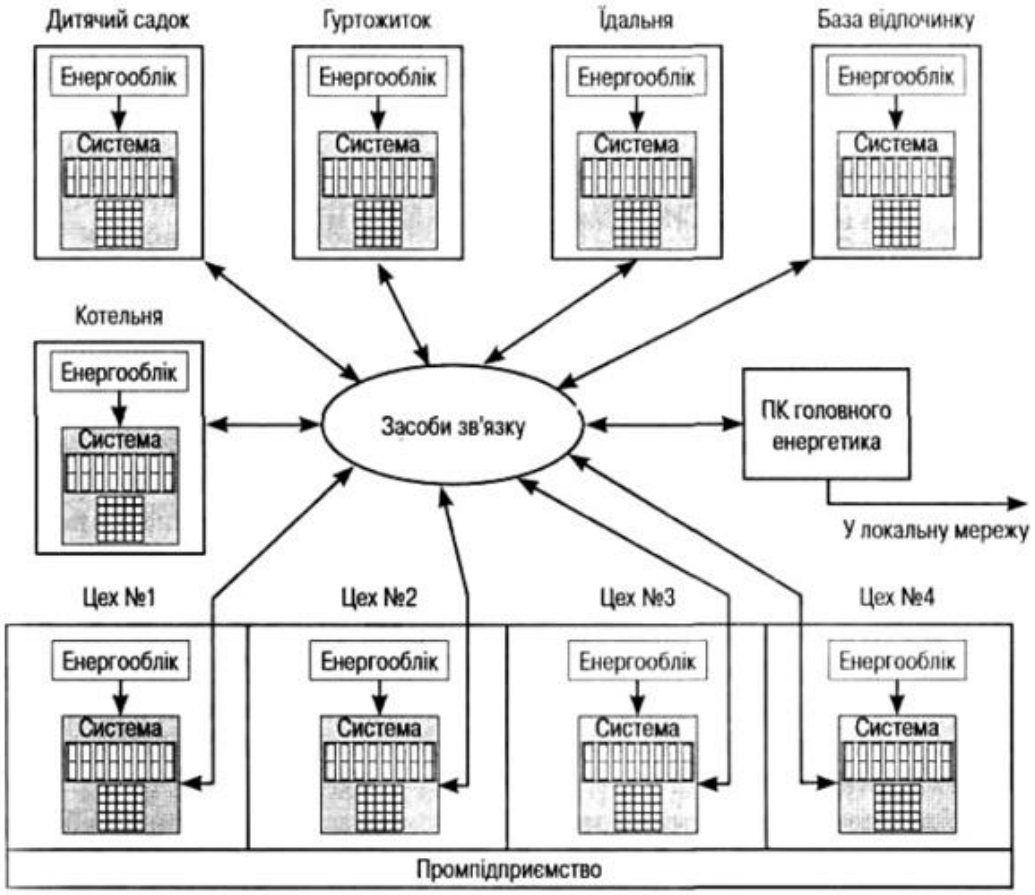


Рисунок 3.4 – Схема децентралізованої АСКОЕ

Таку систему можна побудувати, використовуючи доступні та економічні малоканальні контролери обліку зі вбудованим табло та клавіатурою. Ці контролери встановлюються безпосередньо на керованих об'єктах і підключаються до комп'ютера головного енергетика підприємства за допомогою комунікаційного середовища. Така система автоматизованого обліку енергії (АСКОЕ) забезпечує миттєвий доступ до інформації про енергетичний облік у реальному часі для всіх зацікавлених осіб. Децентралізована структура АСКОЕ дозволяє поєднати комерційний та технічний облік в рамках однієї системи без конфліктів. Для розв'язання комерційних завдань одна або кілька малоканальних систем виділяються (і пломбуються енергоконтролюючими організаціями), тоді як інші

системи займаються технічним обліком. Крім того, децентралізована

АСКОЕ, яка використовує системи обліку з функціями керування, дозволяє автоматично керувати навантаженням (регулювання споживачами) безпосередньо на місцях встановлення системи, особливо для виробництв з високою технологічною дисципліною.

В приведеній вище схемі (рис.3.4) є промпідприємство, яке задіяне в децентралізованій системі АСКОЕ, тому проведемо дослідження встановлення даної системи на прикладі промпідприємства, а саме його цеху.

Для організації обліку та введення системи АСКОЕ на території цеху підприємства, необхідно спроектувати схему обліку, вона представлена на рисунку 3.5.

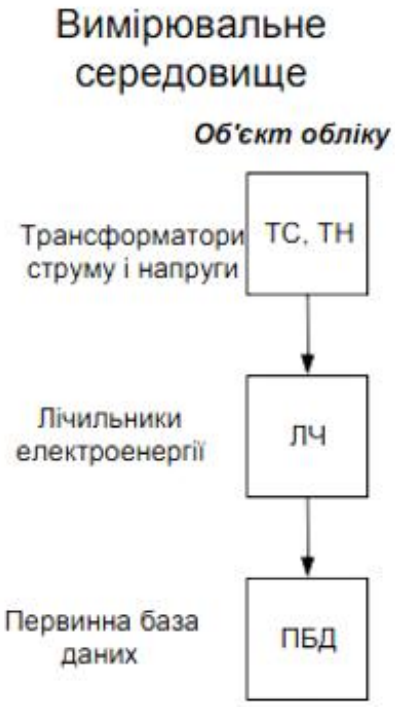


Рисунок 3.5 – Первинна схема обліку

3.3 Безпека системи

В АСКОЕ існує гнучка система, яка визначає повноваження користувача, забезпечує ідентифікацію користувача, авторизацію внесених змін і захист інформації від несанкціонованого доступу. При вході в систему кожен

користувач ідентифікується і вводить особистий пароль, після чого йому надається доступ лише до тих функцій системи, які були призначені його роллю - списком повноважень, що були надані адміністратором системи.

Монітор АСКОЕ виконує функцію доступу до бази даних. Це головний інструмент для отримання, вибірки, обробки та візуалізації інформації з бази даних. За допомогою монітора здійснюється виконання основних функцій АСКОЕ. Користувач може вибрати тип монітора зі списку доступних моніторів залежно від своїх повноважень. При відкритті монітора користувач визначає групу спостереження (наприклад, групу споживачів, сектор економіки або район області), період і формат відображення (графічний або табличний). За потреби користувач може самостійно створювати монітори на основі доступних шаблонів.

Основні аспекти безпеки системи АСКОЕ:

1. Ідентифікація та автентифікація користувачів:

- Ідентифікація користувача - кожен користувач системи має унікальний ідентифікатор (логін).

- Автентифікація - здійснюється за допомогою особистого пароля, який вводиться при вході в систему.

2. Авторизація та контроль доступу:

- Ролі та повноваження - кожен користувач має певну роль, яка визначає його доступ до функцій системи та обсягу доступної інформації.

- Адміністратор системи - визначає та надає повноваження користувачам, керує ролями та доступами.

3. Захист інформації:

- Захист від несанкціонованого доступу - використання сучасних методів шифрування даних та захисту від спроб несанкціонованого проникнення.

- Резервне копіювання - регулярне створення резервних копій баз даних для забезпечення збереження інформації у випадку аварійних ситуацій.

4. Монітори АСКОЕ:

- Типи моніторів - користувач може вибрати тип монітора зі списку доступних, залежно від своїх повноважень.

- Налаштування моніторів - при відкритті монітора користувач визначає групу спостереження, період і формат відображення інформації.

- Створення моніторів - користувач може створювати власні монітори на основі доступних шаблонів, що дозволяє налаштовувати відображення інформації під свої потреби.

5. Журнали подій та аудит:

- Логування дій - всі дії користувачів фіксуються в журналах подій, що дозволяє відслідковувати та аналізувати активність в системі.

- Аудит безпеки - регулярний аудит системи на предмет виявлення вразливостей та забезпечення відповідності стандартам безпеки.

Завдяки вказаним аспектам безпеки, система АСКОЕ забезпечує надійний захист даних та контроль доступу, що є критично важливим для ефективного та безпечного управління енергоспоживанням.

3.5 Вибір програмно-технічного комплексу

3.6

Для реалізації системи автоматизованого обліку електроенергії (АСКОЕ) було обрано програмно-технічний комплекс ТЕК-210. Система АСКОЕ буде реалізована на архітектурі клієнт-сервер у середовищі Windows, що забезпечить гнучкість і масштабованість рішення. Ось кілька ключових аспектів вибору та характеристик цього комплексу:

Переваги системи ІТЕК-210

1. Гнучкість і масштабованість:

- ІТЕК-210 демонструє високу гнучкість у зміні схем підключення та правилах проведення розрахунків. Це дозволяє легко адаптувати систему до різних умов і потреб підприємства.

- Система дозволяє формувати групи обліку (тарифні складові) та

налаштовувати вихідні форми і підготовку звітів, що надає широкі можливості для кастомізації та управління.

2. Сумісність з різними пристроями обліку:

- Система може взаємодіяти з різними пристроями обліку електроенергії, такими як ІТЕК-210, ЦТ-5000, а також з численними лічильниками електроенергії вітчизняних та закордонних виробників, що мають імпульсний або цифровий вихід.

3. Масштабованість:

- Завдяки принципам побудови та засобам розробки система ІТЕК-210 дозволяє масштабувати рішення без значних витрат, що робить її придатною для використання як на невеликих підприємствах, так і на великих промислових об'єктах або в складних територіально розподілених системах.

Характеристики комплексу ІТЕК-210 [13]

- Кількість каналів обліку (КО) - 64, 32, 16
- Кількість груп обліку (ГО) - 32, 16, 8
- Частота імпульсів на вході - до 12 Гц
- Абсолютна похибка підрахунку імпульсів (не більше ніж)±1 імпульс
- Максимальна довжина лінії передачі з датчиками - 3 км
- Інтерфейси - RS-232/Hayes – модем
- RS-232/485/модем V-23
- Цифрові управляючі виходи - 4 канали.

Параметри ліній зв'язку. Лінії прямого зв’язку не повинні перевищувати значення, яке виводиться за виразом:

$$R_{П} = \frac{160}{n},$$

де R_n — опір прямих ліній зв'язку, Ом/км;

$n=1,2,3...,8$ — кількість ПВП, підключених безпосередньо в пряму лінію зв'язку.

Зворотні лінії зв'язку - не більше 160 Ом/км.

$$R_Л = \frac{160}{8} = 20\ Ом/км.$$

Максимальна довжина ліній зв'язку не повинна перевищувати 3 км.

Комплекс ІТЕК-210 вибрано через його гнучкість, масштабованість, сумісність з різними пристроями обліку та можливість адаптації до специфічних потреб підприємства. Завдяки його характеристикам, система АСКОЕ зможе ефективно обліковувати електроенергію, управляти ресурсами і забезпечувати високий рівень точності та надійності в контролі енергоспоживання.

ВИСНОВКИ

У ході дослідження автоматизованої системи обліку та розрахунку електропостачання ремонтно-механічного цеху було виявлено важливі аспекти, що впливають на ефективність та надійність роботи цеху. Встановлення системи АСКОЕ, яка дозволяє автоматизувати облік та контроль електроенергії, є важливим кроком у напрямку оптимізації споживання та забезпечення енергоефективності.

Після проведення розрахунку електропостачання ремонтно-механічного цеху було визначено оптимальні рішення для забезпечення стабільного та безперебійного постачання електроенергії. Розроблена схема електропостачання враховує навантаження цеху, вибір необхідних комутаційних апаратів, струми короткого замикання та систему захисту. Це дозволяє забезпечити ефективну роботу обладнання та запобігти можливим аварійним ситуаціям.

Отже, автоматична система обліку електроенергії є необхідним інструментом для ефективного управління та контролю енергоспоживання на територіально-розосереджених об'єктах. Вона забезпечує точний облік, моніторинг та аналіз енергоспоживання, а також дозволяє впроваджувати енергоефективні заходи та оптимізувати споживання електроенергії. Її структура передбачає використання спеціалізованого обладнання та програмного забезпечення, що забезпечує збір, зберігання та аналіз даних.

Застосування автоматичної системи обліку електроенергії на територіально-розосереджених об'єктах дає змогу здійснювати централізований моніторинг та управління енергоспоживанням з віддалених місць, що сприяє ефективному контролю та оптимізації енергоефективності

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Постанова НКРЕКП Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії від 14 березня 2018 року N309.
2. Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії URL https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text
3. ECA756 Automatic monitoring and targeting (aM&T) equipment енергії URL https://www.gov.uk/government/publications/energy-technology
4. Правила улаштування електроустановок: вид. 3-є, перероб. і доп. – Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с.
5. ДБН Б.2.2-12:2019 Планування і забудова територій. ДБНУ 2008-2023. URL https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/b_2_2_12/1-1-0-1802
6. Про прийняття національного стандарту України ДСТУ-Н Б В.2.5- 80:2015 “Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств.” (n.d.). Офіційний Вебпортал Парламенту України. URL https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0279858-15#Text
7. ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об`єктів цивільного призначення URL http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=25887
8. ДСТУ Б В.1.1-36:2016. «Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою».
9. Про затвердження Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів. (n.d.). Офіційний Вебпортал Парламенту України. URL https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06#top
10. Правила улаштування електроустановок: вид. 3-є, перероб. і доп. – Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с..
11. Розробка автоматизованої системи моніторингу споживання електроенергії URL https://events.pstu.edu/konkurs-energy/wp-content/uploads/sites/2/2019/03/%D0%90%D0%A1%D0%9A%D0%9E%D

0%95.pdf

12. Плєшков, П. Г., Серебренніков, С. В., & Петрова, К. Г. (2015). ТЕЛЕМЕХАНІКА ТА АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ: Навчальний посібник (О.М. Сінчук).

13. Закупівля - Роботи зі створення та впровадження інформаіційно-технічного комплексу – встановлення АСКОЕ (транзитне містечко для ВПО) - UA-2020-09-08-001452-c - Zakupki.prom.ua. (2020, September 8). Zakupki.prom.ua. URL https://zakupki.prom.ua/gov/tenders/UA-2020-09-08-001452-c

14. ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу: наказ від 08.04.2014.м. N248. Вид. офіц. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2014. 85 с

15. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.

16. Розрахунок заземлюючих пристроїв і вибір засобів грозозахисту. (n.d.). StudFiles. https://studfile.net/preview/5247187/page:9/

17. ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу: наказ від 08.04.2014.м. N248. Вид. офіц. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2014. 85