

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМ. С.З.ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«АВТОМАТИЗОВАНЕ РЕГУЛЮВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА
ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ПІДПРИЄМСТВА»**

Виконав: студент VII курсу

групи Ен – 62 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Лях Р. І.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник: Чабан А. В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент: _____.

(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Ляху Роману Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Автоматизоване регулювання коефіцієнта потужності в системі електропостачання підприємства»

керівник роботи д.т.н., професор Чабан А. В.

(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 140 / к - с від 28.02.2025 р.

2. Строк подання студентом роботи 12.12.2025 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

1. Автоматизоване регулювання коефіцієнта потужності

2. Електропостачання птахофабрики

3. Аналіз роботи пристрою компенсації реактивної потужності в системі електропостачання

4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5. Техніко-економічна оцінка

Висновки

Перелік джерел посилання

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

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
1,2,3,5	<i>Дробот І. М., старший викладач</i>			
4	<i>Городецький І. М., к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання 28.02.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Аналіз питання автоматизованого регулювання коефіцієнта потужності</i>	<i>28.02.2025 – 1.05.2025</i>	
2	<i>Розрахунок електропостачання птахофабрики</i>	<i>2.05.2025 – 1.08.2025</i>	
3	<i>Аналіз роботи пристрою компенсації реактивної потужності в системі електропостачання</i>	<i>2.08.2025 – 1.10.2025</i>	
4	<i>Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях</i>	<i>2.10.2025 – 1.11.2025</i>	
5	<i>Ефективність прийнятих рішень</i>	<i>2.11.2025 – 1.12.2025</i>	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	<i>2.12.2025 – 6.12.2025</i>	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	<i>7.12.2025 – 11.12.2025</i>	

Студент Лях Р. І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи Чабан А. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.313:63

Р Е Ф Е Р А Т

Лях Р. І. «Автоматизоване регулювання коефіцієнта потужності в системі електропостачання підприємства». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького, 2025 р. 61 с. текстової частини, 13 таблиць, 23 рисунки, 23 джерела посилання.

У кваліфікаційній роботі: здійснено аналіз питання коефіцієнта потужності, причини його зниження, заходи та засоби його підвищення; здійснено розрахунок електропостачання птахофабрики та вибрано її основні елементи, проведено розрахунок потужності конденсаторної установки; побудовано в середовищі MATLAB/Simulink модель системи електропостачання із конденсаторною установкою, проведено досліди коефіцієнта потужності системи електропостачання при різному завантаженні при зміні потужності конденсаторної установки; розглянуто питання охорони праці, а також визначено термін окупності конденсаторної установки.

Ключові слова: коефіцієнт потужності, реактивна потужність, автоматизоване регулювання, конденсаторна установка, електропостачання, трансформаторна підстанція, проводи живлення, моделювання, мікропроцесорний регулятор, графічні залежності, реактивна потужність.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 АВТОМАТИЗОВАНЕ РЕГУЛЮВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОТУЖНОСТІ	8
1.1 Коефіцієнт потужності	8
1.2 Вимоги до значення коефіцієнта потужності	10
1.3 Причини зниження значення коефіцієнта потужності	12
1.4 Способи та засоби підвищення коефіцієнта потужності	15
1.5 Автоматизація регулювання коефіцієнта потужності	19
РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПТАХОФАБРИКИ	24
2.1 Визначення розрахункових навантажень	24
2.2 Вибір трансформатора підстанції 10/0,4 кВ	30
2.3 Вибір перерізів проводів і розрахунок мереж	32
2.4 Втрати електроенергії в електричній мережі	36
2.5 Вибір трансформаторної підстанції	37
2.6 Автоматизована компенсація реактивної потужності	38
РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ РОБОТИ ПРИСТРОЮ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	40
3.1 Побудова моделі системи електропостачання	40
3.2 Дослідження роботи системи електропостачання	44
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	50
4.1 Моделювання процесу виникнення травм під час роботи з електроустановками	50
4.2 Безпека у надзвичайних ситуацій	55
РОЗДІЛ 5 ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ	58
ВИСНОВКИ	59
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	60

ВСТУП

Актуальність роботи. Постачання електроенергії на виробничі потужності підприємств відіграє ключову роль у їх функціонуванні. Електроенергія є одним із найбільш універсальних ресурсів, адже вона забезпечує діяльність різних промислових, комунальних і побутових об'єктів. У промисловості її застосовують для освітлення, живлення обладнання, включаючи електродвигуни, комп'ютерну техніку, системи автоматизації, а також в агропромисловому комплексі, харчовій промисловості, хімічній галузі, машинобудуванні, переробці та медичних технологіях. Вона виступає сировиною для нагрівальних елементів, які трансформують електроенергію в тепло. Через широке використання багатьох електрифікованих приладів виробництво, передача, розподіл і перетворення електроенергії досягають значних масштабів у країні. Раціональне використання цього ресурсу має надзвичайне значення для всієї енергосистеми, споживачів, а також сприяє підвищенню енергоефективності, збереженню ресурсів, захисту довкілля та забезпеченню національної безпеки. Ефективна експлуатація електростанцій є важливим чинником для оцінювання продуктивності кожного об'єкта, підтримання оптимального режиму роботи та створення відповідних умов експлуатації в залежності від конкретних потреб. Тому підвищення енергоефективності системи електропостачання має важливе значення, зокрема значення коефіцієнта потужності.

Сучасні технології експлуатації забезпечують детальну оцінку режимів роботи обладнання та умов його використання через моделювання. Програмне забезпечення, орієнтоване на вирішення специфічних задач, наприклад математичне середовище MATLAB/Simulink, вирізняється простотою у застосуванні. MATLAB/Simulink дозволяє досліджувати функціонування окремих компонентів, таких як напівпровідникові елементи, споживачі енергії, прилади, електродвигуни, системи електроприводу або енергосистеми з різними показниками напруги, потужності та конфігурації. Крім того, його можна ефективно використовувати в навчальних цілях.

Об'єкт дослідження: робота пристрою компенсації реактивної потужності у системі електропостачання птахофабрики.

Мета роботи: підвищення ефективності системи електропостачання птахофабрики шляхом впровадження пристрою компенсації реактивної потужності.

Предмет дослідження: вплив пристрою компенсації реактивної потужності на систему електропостачання птахофабрики.

Завдання дослідження:

- проаналізувати питання коефіцієнта потужності, причини зниження, заходи та засоби його покращення;
- розрахувати систему електропостачання птахофабрики, вибрати пристрій компенсації реактивної потужності;
- побудувати модель системи електропостачання птахофабрики із пристроєм компенсації реактивної потужності, дослідити її роботу у системі електропостачання;
- розглянути питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях;
- визначити час окупності запропонованої системи компенсації.

РОЗДІЛ 1

АВТОМАТИЗОВАНЕ РЕГУЛЮВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОТУЖНОСТІ

3.1 Коефіцієнт потужності

Коефіцієнт потужності (часто позначається як PF або $\cos\varphi$) — це безрозмірна величина, яка характеризує ефективність використання електричної енергії в системах змінного струму. Він визначається як відношення активної (корисної) потужності до повної (уявної) потужності, що споживається навантаженням.

Коефіцієнт потужності показує, яка частина всієї енергії, що надходить до споживача, перетворюється на корисну роботу (наприклад, обертання двигуна, нагрівання, освітлення), а яка частина "циркулює" між джерелом живлення та навантаженням, не виконуючи корисної роботи, але створюючи додаткове навантаження на мережу.

Значення коефіцієнта потужності знаходиться в діапазоні від 0 до 1.

Якщо $\cos\varphi = 1$, тоді це ідеальний випадок. Вся повна потужність є активною ($S = P$). Це означає, що струм і напруга знаходяться в одній фазі ($\varphi = 0^\circ$). Таке навантаження є суто резистивним. Це, наприклад, електричні нагрівачі, лампи розжарювання.

Типовим випадком для реальних систем є значення $\cos\varphi < 1$. Таке значення показує, що існує зсув фаз між струмом і напругою, і в системі присутня реактивна потужність.

Коли $\cos\varphi = 0$, це суто реактивне навантаження (ідеальний конденсатор або ідеальна котушка індуктивності). Вся енергія лише коливається в мережі, корисна робота не виконується ($\varphi = 90^\circ$).

Для повного розуміння коефіцієнта потужності необхідно розрізняти три види потужності в АС-мережах. Їхній взаємозв'язок зручно ілюструвати за допомогою "трикутника потужності".

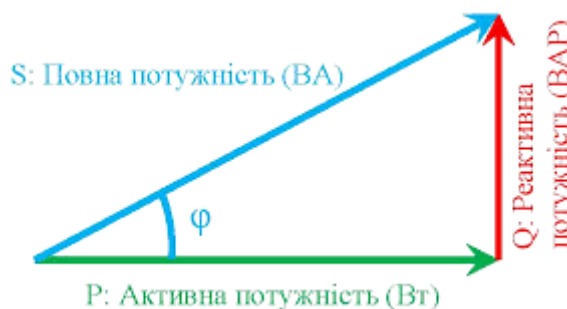


Рисунок 1.1 — Трикутник потужності

Активна потужність (P) вимірюється у Ватах. Це "корисна" потужність, яка безпосередньо виконує роботу: перетворюється на механічну, теплову або світлову енергію. Це та потужність, за яку ми фактично платимо як за виконану роботу. Вона розраховується: $P = U * I * \cos\phi$.

Реактивна потужність (Q) вимірюється у Вольт-Амперах Реактивних. Це потужність, яка не виконує корисної роботи. Вона необхідна для створення та підтримки електромагнітних полів в індуктивних навантаженнях та електричних полів у ємнісних навантаженнях. Ця енергія періодично "запасується" в полях і потім повертається назад у мережу протягом кожного циклу. Розраховується: $Q = U * I * \sin\phi$.

Повна потужність (S) вимірюється у Вольт-Амперах. Це "видима" або "уявна" потужність. Вона являє собою повне навантаження, яке джерело живлення (генератор, трансформатор) та розподільчі мережі (кабелі, проводи) повинні бути здатні витримати. Це векторна сума активної та реактивної потужностей. Розраховується за теоремою Піфагора для трикутника потужності: $S^2 = P^2 + Q^2$. Також розраховується як: $S = U * I$.

Відстаючий та випереджаючий коефіцієнт. Характер реактивного навантаження визначає, чи струм "відстає" від напруги, чи "випереджає" її.

Відстаючий $\cos\phi$ характерний для індуктивних навантажень. У котушці індуктивності струм не може змінитися миттєво, тому він "відстає" за фазою від напруги. Більшість промислових споживачів мають саме відстаючий PF через велику кількість асинхронних двигунів, трансформаторів та індукційних печей.

Випереджаючий PF характерний для ємнісних навантажень. У конденсаторі, навпаки, напруга не може змінитися миттєво (поки він заряджається), тому струм "випереджає" напругу. Таке навантаження створюють, наприклад, довгі кабельні лінії під напругою або спеціальні конденсаторні батареї.

1.2 Вимоги до значення коефіцієнта потужності

Вимоги до коефіцієнта потужності — це не теоретичне, а суто економічне та технічне питання, що регулює відносини між енергопостачальною компанією (постачальником) та споживачем (зазвичай, промисловим або комерційним). Для побутових споживачів (населення) це питання, як правило, не є актуальним, оскільки їхнє індивідуальне навантаження мале, а облік ведеться лише за спожитою активною енергією (у кВт*год).

Для промислових та прирівняних до них споживачів ситуація кардинально інша. Низький коефіцієнт потужності на підприємстві створює значні проблеми для всієї енергосистеми, і ці проблеми лягають на плечі постачальника.

Економічна суть проблеми — низький $\cos\varphi$ означає, що для передачі тієї ж самої корисної (активної) потужності P потрібен значно більший повний струм I .

$$I = \frac{P}{U * \cos\varphi}$$

Цей збільшений струм протікає через всю інфраструктуру постачальника: лінії електропередач, підстанції, розподільчі, трансформатори, кабельні мережі.

Для енергопостачальної компанії це призводить до прямих фінансових збитків.

Надмірні втрати в мережах. Втрати потужності на нагрівання ($P_{\text{втрат}} = I^2 R$) зростають квадратично зі збільшенням струму. Це означає, що постачальник генерує енергію, яка "втрачається" у вигляді тепла в його ж проводах, не доходючи до споживача і не будучи оплаченою.

Перевантаження обладнання. Всі елементи мережі розраховані на певний максимальний струм (повну потужність S). Робота з низьким $\cos\varphi$ "забиває" пропускну здатність мережі. Наприклад, трансформатор, розрахований на 1000 кВА, може безпечно віддавати 1000 кВт при $\cos\varphi = 1$, але лише 700 кВт при $\cos\varphi = 0.7$. Решта 300 кВт потужності "зарезервовані" під циркуляцію реактивної енергії.

Капітальні витрати. Щоб компенсувати ці проблеми, постачальник змушений будувати потужніші (і дорожчі) лінії електропередачі, встановлювати трансформатори більшої номінальної потужності та використовувати кабелі з більшим перерізом. Ці витрати зрештою лягають у тариф для всіх споживачів.

Проблеми зі стабільністю напруги. Високі струми спричиняють більше падіння напруги в лініях, що може погіршувати якість електроенергії для інших споживачів.

Щоб уникнути цих збитків і стимулювати споживачів використовувати енергію ефективно, енергопостачальні компанії вводять договірні вимоги до коефіцієнта потужності.

В Україні ці відносини регулюються, зокрема, Правилами роздрібного ринку електричної енергії (ПРРЕЕ).

Основний механізм — це система оплати за реактивну енергію. Вона працює за принципом "забруднювач платить": якщо підприємство генерує або споживає надмірну реактивну потужність (тобто має низький $\cos\varphi$), воно має фінансово компенсувати це постачальнику.

У договорі між постачальником та споживачем зазвичай фіксується нормативне (розрахункове) значення коефіцієнта потужності. Дуже часто ця вимога встановлюється на рівні $\cos\varphi \geq 0.92$.

Роздільний облік. На підприємстві встановлюються спеціальні лічильники, які здатні вести облік не лише активної (кВт * год), але й реактивної (спожитої індуктивної та генерованої ємнісної, у кВАр * год) енергії.

За споживання реактивної потужності (індуктивне навантаження). Якщо за підсумками звітного періоду (наприклад, місяць) середній $\cos\varphi$ споживача

виявився нижчим за нормативний (наприклад, 0.85 замість 0.92), споживач сплачує за понаднормове споживання реактивної енергії.

За генерацію реактивної потужності (ємнісне навантаження). Штрафи можуть накладатися і за випереджаючий (ємнісний) $\cos\varphi$. Це особливо актуально в години мінімального навантаження (наприклад, вночі або у вихідні), коли навантаження на підприємстві вимкнене, а компенсаційні пристрої (конденсатори) продовжують працювати. Надлишок ємнісної потужності в мережі призводить до підвищення напруги, що є небезпечним для обладнання.

Важливо розуміти, що мета постачальника — не заробити на штрафах за реактивну енергію. Мета — економічно змусити споживача самостійно вирішити проблему у себе "вдома".

Тарифи на реактивну енергію та штрафи розраховані таким чином, що споживачу стає фінансово вигідніше один раз інвестувати у засоби компенсації реактивної потужності ніж щомісяця сплачувати зростаючі рахунки за неефективне енергоспоживання. Таким чином, вимоги до коефіцієнта потужності є ключовим інструментом для підтримки енергоефективності, надійності та стабільності всієї об'єднаної енергосистеми. Вони забезпечують справедливий розподіл витрат на утримання мереж: хто створює додаткове навантаження на мережу (низьким $\cos\varphi$), той і платить за це.

1.3 Причини зниження значення коефіцієнта потужності

Зниження коефіцієнта потужності (тобто $\cos\varphi < 1$) є прямим наслідком наявності в електричній мережі реактивних елементів. Оскільки абсолютна більшість промислових та комерційних споживачів використовує обладнання, що працює на принципі електромагнетизму, домінуючим типом навантаження є індуктивне.

Індуктивні навантаження для своєї роботи потребують створення електромагнітних полів. Енергія, що витрачається на створення та підтримку цих полів, не виконує корисної роботи (не перетворюється на тепло чи механічний

рух), а "циркулює" між джерелом живлення та споживачем. Ця енергія і є реактивною потужністю.

Чим більша частка реактивної потужності (Q) у повній потужності (S), тим нижчим стає коефіцієнт потужності ($\cos\varphi = \frac{P}{S}$).

Основними споживачами, що спричиняють зниження $\cos\varphi$ є асинхронні електродвигуни, силові трансформатори, інше індуктивне обладнання.

Асинхронні електродвигуни це головний та наймасовіший споживач реактивної потужності в промисловості, сільському господарстві та комунальній сфері. На них припадає ледова частка всього електроспоживання.

Причина їхнього впливу полягає в принципі їхньої роботи: для створення обертового магнітного поля в статорі, яке приводить в рух ротор, двигун має споживати з мережі значну реактивну потужність (потужність намагнічування).

Величина $\cos\varphi$ асинхронного двигуна критично залежить від його коефіцієнта завантаження (k_3), тобто від того, наскільки фактичне навантаження на валу відповідає його номінальній (паспортній) потужності.

В режимі холостого ходу ($k_3 \approx 0$), двигун обертається, але не виконує корисної роботи. Активна потужність P мінімальна. Однак для підтримки обертового поля двигун продовжує споживати майже номінальну реактивну потужність Q .

Як наслідок, $P \rightarrow \min$, $Q \approx \text{const}$ (велика). Коефіцієнт потужності катастрофічно падає до значень $\cos\varphi \approx 0,1 - 0,25$.

Режим недовантаження ($k_3 < 1$) це найпоширеніша ситуація на практиці, коли двигун обрано "із запасом". Наприклад, двигун потужністю 30 кВт працює з навантаженням 15 кВт ($k_3 = 0,5$). В результаті, активна потужність P знижена, а реактивна Q залишається невиправдано високою. Це призводить до низького коефіцієнта потужності, наприклад, $\cos\varphi \approx 0,5 - 0,7$.

В режимі номінального завантаження ($k_3 = 1$), двигун працює найефективніше. P максимальна. Тому, $\cos\varphi$ досягає свого паспортного значення, але навіть воно рідко перевищує 0.82 – 0.88 для стандартних двигунів.

Таким чином, масова експлуатація недовантажених або працюючих на холостому ходу асинхронних двигунів є ключовою причиною низького $\cos\phi$ на підприємстві.

Трансформатори, як і двигуни, працюють на принципі електромагнітної індукції і потребують реактивної потужності для намагнічування свого осердя (магнітопроводу). Реактивна потужність, яку споживає трансформатор, також залежить від його навантаження, але не так сильно, як у двигуна. В режимі холостого ходу, трансформатор підключений до мережі, але споживачі у вторинній обмотці вимкнені. Він споживає невелику активну потужність (на втрати в осерді), але значну реактивну потужність (струм холостого ходу). Під час робочого режиму, до реактивної потужності холостого ходу додається реактивна потужність, пов'язана з розсіюванням магнітних потоків в обмотках під навантаженням. Проблема виникає, коли на підприємстві встановлено надто потужні трансформатори, які більшу частину доби працюють у режимі малого навантаження. Їхня сумарна потужність намагнічування стає значним внеском у загальне реактивне споживання.

Іншим індуктивним обладнанням є зварювальні апарати (трансформаторного типу), індукційні печі, електромагніти, газорозрядні лампи.

Ще однією причиною є нелінійні навантаження (спотворення синусоїди). Це відносно нова, але дедалі актуальніша причина, характерна для сучасних споживачів. Такі пристрої, як комп'ютери (імпульсні блоки живлення), світлодіодні (LED) лампи, частотні перетворювачі для двигунів, випрямлячі, споживають струм не плавно (синусоїдально), а короткими "імпульсами".

Ці імпульси спотворюють форму синусоїди струму, створюючи вищі гармоніки. У цьому випадку вводиться поняття "потужності спотворення" (D). Повна потужність S тепер складається з трьох компонент: $S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}$, а загальний коефіцієнт потужності $\cos\phi$ визначається як: $\cos\phi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}}$. Навіть якщо класичний $\cos\phi$ (який враховує лише зсув фаз)

близький до 1, наявність сильних гармонік (великої потужності спотворення D) все одно призведе до низького загального коефіцієнта потужності $\cos\phi$.

1.4 Способи та засоби підвищення коефіцієнта потужності

Підвищення коефіцієнта потужності — це, по суті, процес компенсації реактивної потужності. Мета полягає в тому, щоб зменшити споживання індуктивної реактивної потужності (Q_L) з мережі живлення, тим самим наблизивши повну потужність (S) до активної (P) і, як наслідок, $\cos\phi$ до 1.

Всі методи підвищення $\cos\phi$ можна розділити на дві великі групи: природну компенсацію (або організаційно-технічні заходи) та штучну компенсацію. Природна компенсація включає заходи, спрямовані на зменшення потреби в реактивній потужності без встановлення спеціальних компенсуючих пристроїв. Штучна, в свою чергу, заключається у встановленні спеціальних пристроїв (найчастіше конденсаторів), які генерують реактивну потужність ємнісного характеру, покриваючи "попит" індуктивних навантажень локально.

Організаційні заходи в природній компенсації є першочерговими, оскільки вони часто не вимагають значних капіталовкладень і підвищують загальну ефективність виробництва. Вони спрямовані на усунення причин низького $\cos\phi$.

Як було встановлено, найбільшою проблемою є недовантажені асинхронні двигуни. Рішення полягає в тому, щоб привести потужність двигуна у відповідність до реального навантаження механізму. Це включає заміну завищених за потужністю двигунів на двигуни меншої, але адекватної потужності та перерозподіл навантаження між існуючими механізмами для їх оптимального завантаження.

Обмеження роботи обладнання на холостому ходу. Необхідно впровадити суворий регламент, що забороняє тривалу роботу електродвигунів, трансформаторів, зварювальних апаратів та іншого обладнання в режимі холостого ходу. Це вимагає впровадження автоматики (таймерів, датчиків навантаження) або посилення технологічної дисципліни.

Оптимізація роботи трансформаторів. На підприємствах з кількома трансформаторними підстанціями доцільно в години низького навантаження (нічні зміни, вихідні) відключати паралельно працюючі трансформатори, перекладаючи все навантаження на один, який буде працювати в режимі, близькому до номінального.

Важливим заходом також є модернізація обладнання. Заміна старих асинхронних двигунів на сучасні енергоефективні класи (IE2, IE3, IE4), які мають вищий $\cos\varphi$ при тому ж навантаженні. Заміна асинхронних двигунів на синхронні там, де це технологічно виправдано (наприклад, для потужних компресорів, насосів). Синхронний двигун може працювати з $\cos\varphi = 1$ або навіть у режимі перезбудження, генеруючи ємнісну реактивну потужність у мережу (працюючи як компенсатор).

Якщо заходи природної компенсації виявилися недостатніми, застосовують штучну компенсацію. Її принцип ґрунтується на тому, що індуктивне навантаження (двигуни) споживає відстаючу реактивну потужність, а ємнісне навантаження (конденсатори) — генерує випереджаючу. При паралельному підключенні конденсатора до індуктивного навантаження, необхідна індуктивна реактивна потужність Q_L починає циркулювати локально між навантаженням та конденсатором (Q_C), а не "замовляється" з мережі живлення.

Це наочно ілюструє трикутник потужності. Після підключення конденсатора потужністю Q_C , реактивна потужність Q_1 , що споживається з мережі, зменшується до $Q_2 = Q_1 - Q_C$. Це призводить до зменшення повної потужності (з S_1 до S_2) і зменшення кута φ (з φ_1 до φ_2), що й означає підвищення $\cos\varphi$.

Основними технічними засобами для штучної компенсації є: конденсаторні установки (КУ), синхронні компенсатори, статичні компенсатори (СТК або SVC).

Конденсаторні установки є найпоширенішим, найпростішим і найдешевшим способом КРП. Конденсаторні батареї (або установки) — це

набори силових косинусних конденсаторів, оснащені захисною та комутаційною апаратурою. Існує три основні схеми їхнього включення: індивідуальна (нерегульована), групова, централізована.

Коли конденсатор підключається безпосередньо до клем конкретного споживача (наприклад, потужного двигуна) і вмикається/вимикається одночасно з ним є прикладом індивідуальної схеми. Перевагою є те, що компенсація відбувається безпосередньо в точці споживання, розвантажуючи внутрішні мережі підприємства. Недоліком є економічна не вигідність для великої кількості малих двигунів.

Якщо одна конденсаторна установка компенсує групу навантажень, підключених до однієї розподільчої шафи (наприклад, освітлювальна мережа цеху або група верстатів), то це приклад групової схеми.

Централізована (регульована) схема є найпоширенішим варіантом для підприємства в цілому. Потужна конденсаторна установка встановлюється на головній розподільчій підстанції (ГРЩ) або на цеховій підстанції. Оскільки навантаження підприємства постійно змінюється протягом доби, ця установка зазвичай є автоматичною (АКУ). Вона складається з декількох "ступенів" (секцій конденсаторів), які підключаються або відключаються автоматичним регулятором залежно від поточного $\cos\phi$ в мережі.

Синхронний компенсатор — по суті, синхронний електродвигун, який працює в режимі холостого ходу (без механічного навантаження на валу). Його унікальна властивість полягає в тому, що, змінюючи струм збудження (струм в обмотці ротора), можна плавно регулювати характер і величину реактивної потужності, яку він віддає в мережу або споживає з неї. В режимі перезбудження, струм збудження $>$ номінального, машина генерує ємнісну (випереджаючу) реактивну потужність, працюючи аналогічно конденсаторній батареї. В режимі недозбудження, струм збудження $<$ номінального, тоді машина споживає індуктивну (відстаючу) реактивну потужність, працюючи як котушка індуктивності. Плюсом є можливість плавного та двостороннього регулювання Q . Мінусом є висока вартість, наявність обертових частин (потреба в

обслуговуванні), шум, власні втрати активної потужності. Через високу вартість, вони використовуються лише на дуже потужних промислових об'єктах (металургійні заводи) або на вузлових підстанціях енергосистем для стабілізації напруги.



Рисунок 1.2 — Синхронний компенсатор

Статичні компенсатори (СТК або SVC) це сучасні напівпровідникові пристрої. Вони дозволяють регулювати реактивну потужність дуже швидко (мілісекунди) та плавно. Зазвичай СТК складається з двох гілок: батареї конденсаторів (яка генерує Q_C) та реактора (котушки), керованого тиристорами (TCR). Тиристори, швидко "нарізаючи" струм через реактор, можуть точно дозувати, скільки індуктивної потужності Q_L він споживатиме. Загальний ефект установки ($Q_C - Q_L$) плавно регулюється для миттєвої компенсації навантаження. Перевагами є найвища швидкість реакції, плавність, відсутність рухомих частин. Недоліком, в свою чергу, є висока вартість. Вони генерують в мережу гармонічні спотворення, що вимагає додаткових фільтрів. Їх застосовують для компенсації різкозмінних навантажень, таких як дугові сталеплавильні печі, прокатні стани, потужні зварювальні апарати.



Рисунок 1.3 – Статичні тиристорні компенсатори (СТК / SVC)

1.5 Автоматизація регулювання коефіцієнта потужності

Потреба в автоматизації процесу компенсації реактивної потужності (КРП) впливає безпосередньо з характеру роботи більшості промислових підприємств. Навантаження на мережу ніколи не є стабільним: воно динамічно змінюється протягом доби. Вранці вмикаються основні виробничі лінії, верстати та двигуни; в обідню перерву споживання падає; вночі працює лише чергове освітлення та мінімум обладнання. Якби для компенсації використовувалася нерегульована конденсаторна батарея (просто набір конденсаторів, підключений

до мережі постійно), виникло б дві критичні проблеми: недокомпенсація та перекомпенсація. Недокомпенсація з'являлася в години пікового навантаження (коли споживання Q_L максимальне) потужності цієї фіксованої батареї може бути недостатньо. $\cos\phi$ все одно впаде, і підприємство отримає штраф за споживання надлишкової реактивної потужності. Перекомпенсація, в свою чергу, виникає у протилежному випадку, в години мінімального навантаження (наприклад, вночі), коли індуктивне навантаження Q_L майже відсутнє, фіксована конденсаторна батарея Q_C виявиться надлишковою. Мережа підприємства стане ємнісною (випереджаючий $\cos\phi$). Це призводить до підвищення напруги в мережі (що небезпечно для обладнання) і також штрафується енергопостачальником (за генерацію реактивної енергії в мережу). Рішенням є Автоматична Конденсаторна Установа (АКУ), також відома як Автоматична Установа Компенсації Реактивної Потужності (АУКРП). Це "розумна" система, яка в реальному часі відстежує параметри мережі та підключає рівно стільки конденсаторів, скільки потрібно в даний момент.

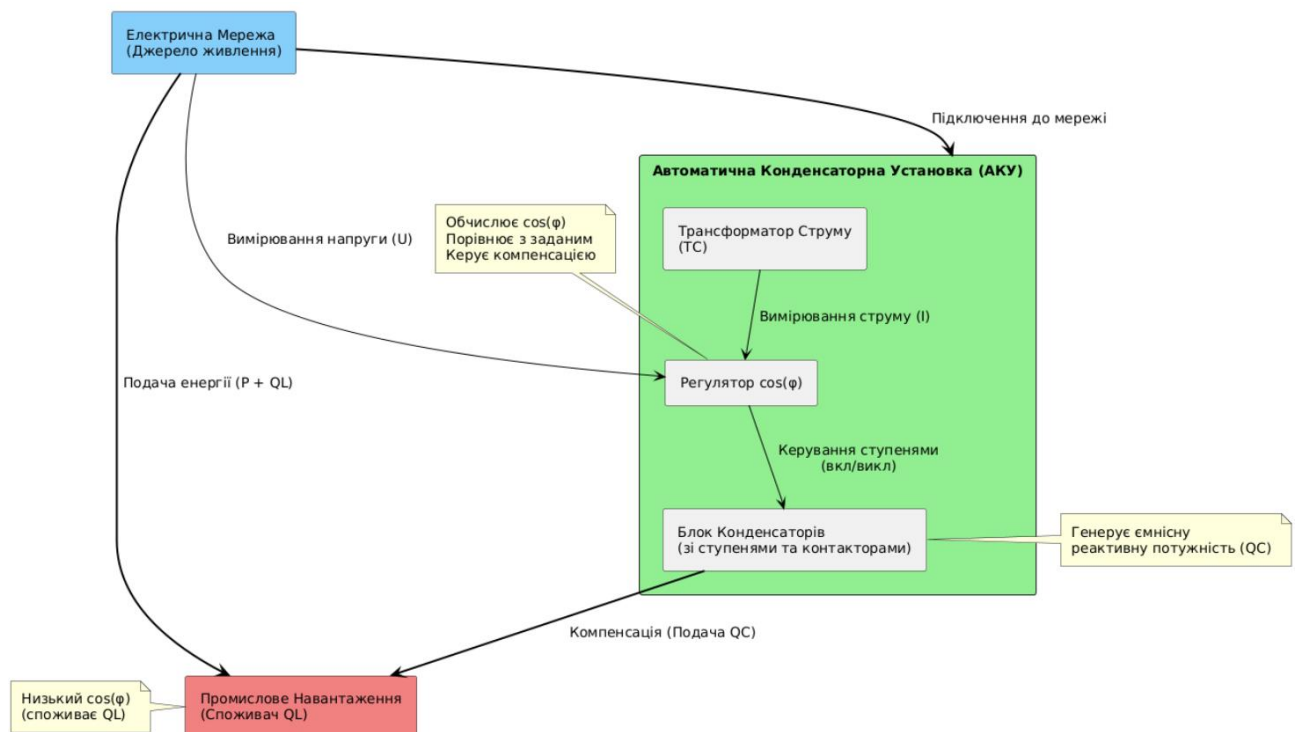


Рисунок 1.4 — Блок-схема автоматичної конденсаторної установи (АКУ)

Автоматична конденсаторна установка — це шафа, що складається з чотирьох ключових елементів: регулятор коефіцієнта потужності, вимірювальний елемент, конденсаторна батарея та комутаційна апаратура. Регулятор коефіцієнта потужності це спеціалізований мікропроцесорний контролер. Він є центром ухвалення рішень. Вимірювальний елемент — трансформатор струму (ТС), який встановлюється на головному вводі живлення підприємства. Він вимірює повний струм, що споживається об'єктом, і передає дані до регулятора. Регулятор також безпосередньо вимірює напругу мережі. Конденсаторна батарея розділена на кілька секцій, або "ступенів" , так як загальна потрібна потужність не є монолітною. Кожен ступінь конденсаторів підключається до мережі через спеціальний контактор (магнітний пускач) або, в більш сучасних системах, тиристорний перемикач.

Процес роботи АКУ є циклічним і відбувається безперервно. Контролер (регулятор) у реальному часі зчитує дані про напругу (U) та струм (I) з трансформатора струму. На основі цих даних та зсуву фаз між U та I , мікропроцесор обчислює поточний реальний $\cos\phi$ (або, що точніше, поточну реактивну потужність Q_L). Користувач (інженер-енергетик) попередньо задає на регуляторі бажане (цільове) значення, наприклад, $\cos\phi = 0.95$. Контролер порівнює реальне значення (наприклад, 0.80) із заданим. Контролер бачить дефіцит компенсації. Він обчислює, яку саме ємнісну потужність Q_C необхідно додати в мережу, щоб досягти $\cos\phi = 0.95$. Регулятор надсилає команду на включення контакторів тих ступенів, сума яких найкраще відповідає розрахованій Q_C . (Наприклад, якщо потрібно 50 кВАр, він може включити ступені 10 + 40 кВАр). Через короткий проміжок часу (кілька секунд або хвилин) цикл повторюється. Якщо навантаження зменшилося (наприклад, вимкнули верстати), контролер побачить перекомпенсацію (наприклад, $\cos\phi = 0.99$ випереджаючий) і дасть команду на відключення зайвих ступенів.



Рисунок 1.5 — Регулятор коефіцієнта потужності

Засоби комутації (те, що вмикає ступені) критично залежать від характеру навантаження. Контактні АКУ (Стандартні) використовують електромеханічні контактори. Вони відносно повільні (спрацьовують за секунди) і мають механічні рухомі частини, які зношуються від частих спрацьовувань. Вони ідеальні для "повільних" навантажень, де споживання змінюється плавно (офісні будівлі, компресорні станції, що працюють годинами, загальноцехове навантаження). Тиристорні АКУ (Динамічні) використовують напівпровідникові тиристорні перемикачі. Вони не мають рухомих частин, працюють абсолютно безшумно і, головне, спрацьовують майже миттєво (за 10-20 мілісекунд). Необхідні для "різкозмінних" або "динамічних" навантажень. Це, наприклад, ліфти, крани, зварювальні апарати, преси, прокатні стани. Звичайний контактор просто не встиг би за такими "стрибками" навантаження і швидко вийшов би з ладу.

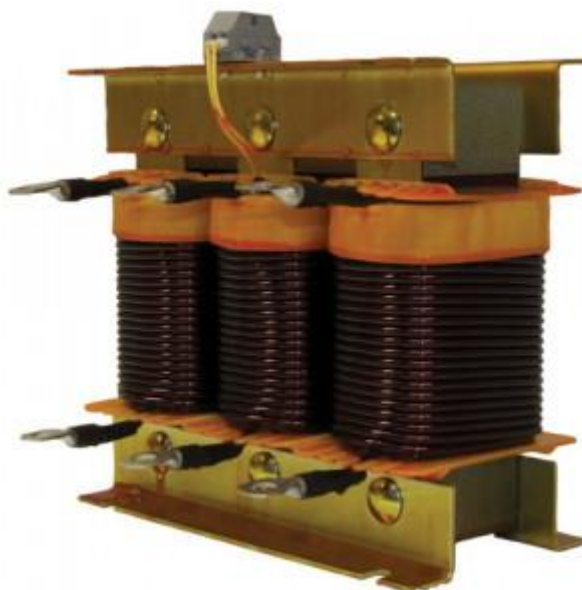


Рисунок 1.6 — Антирезонансний дросель

Сучасні мережі, як вже згадувалося раніше, часто спотворені нелінійними навантаженнями (частотні перетворювачі, комп'ютери). Це створює проблему: конденсатори та індуктивність мережі можуть увійти в резонанс на одній із частот гармонік. Це призводить до різкого зростання струмів та напруг і може знищити конденсаторну установку. Тому сучасні АКУ часто оснащуються антирезонансними дроселями (фільтруючими реакторами). Це спеціальні котушки індуктивності, які встановлюються послідовно з кожним ступенем конденсаторів. Вони "зміщують" резонансну частоту системи в безпечну область, де немає гармонік, захищаючи установку. Такі АКУ називаються фільтрокомпенсуючими. Їхнє застосування також є важливим елементом надійної автоматизації КРП.

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПТАХОФАБРИКИ

2.1 Визначення розрахункових навантажень

У другому розділі кваліфікаційної роботи виконується розрахунок навантаження птахофабрики з урахуванням вечірнього освітлення. Вважається, що все господарство забезпечується живленням через лінії напругою 0,4 кВ, які підключені до однієї підстанції 10/0,4 кВ. Від підстанції відходять три лінії напругою 0,4 кВ. Розташування підстанції передбачено на території підприємства максимально близько до зон із найбільшими навантаженнями, водночас так, щоб максимальна довжина кожної лінії 0,4 кВ до інших споживачів електроенергії не перевищувала 250–500 м. Необхідно проаналізувати план мережі напругою 0,4 кВ і виконати розрахунок навантаження для всіх ліній, що відходять від підстанції.

Через значну різницю у величинах навантажень кожного з об'єктів, спершу проведемо окреме підсумовування цих навантажень для шин трансформаторної підстанції. В результаті розрахункове навантаження на шинах трансформаторної підстанції становитиме: $P_k = k_0 (P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8)$ (2.1)

$$P_k = 0,75(210 + 20 + 40 + 20 + 60 + 25 + 5 + 90) = 352,5 \text{ кВт};$$

де: k_0 - коефіцієнт одночасності.

P_1 - активна потужність пташників №1 в загальному;

P_2 - активна потужність електромайстерні;

P_3 - активна потужність кормоцеху;

P_4 - активна потужність адміністративної будівлі;

P_5 - активна потужність забивного цеху;

P_6 - активна потужність слюсарної майстерні;

P_7 - активна потужність гаражів;

P_8 - активна потужність пташників №2 в загальному;

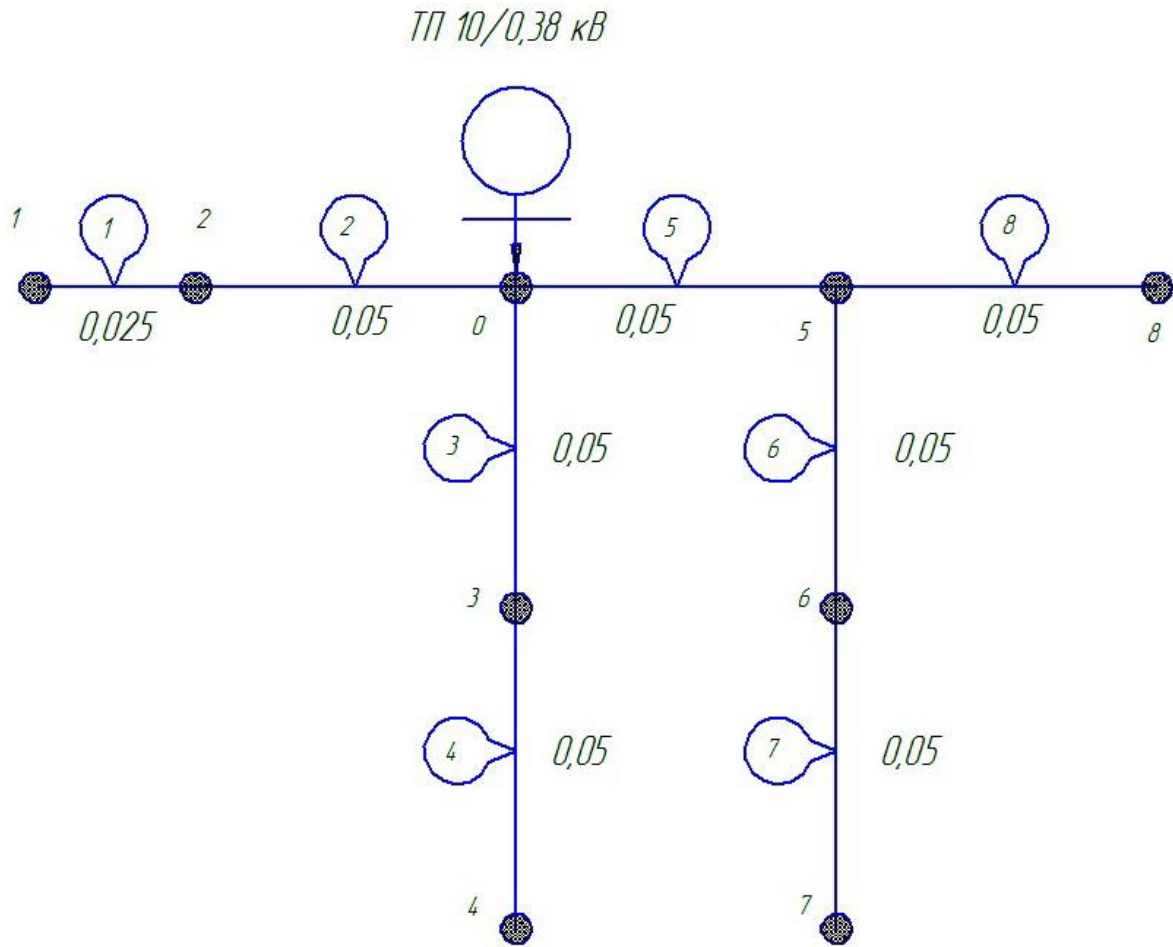


Рисунок 2.1 – Схема вузлів електричної мережі 0,4 кВ

Аналогічно розраховуємо значення розрахункового вечірнього навантаження:

$$P_{кв} = k_0(P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8); \quad (2.2)$$

$$P_{кв} = 0,75(210 + 2 + 4 + 2 + 20 + 2,5 + 1 + 90) = 248,625 \text{ кВт.}$$

Значення зовнішнього освітлення для підприємства приймаємо з розрахунку на 1 м^2 1 Вт:

$$P_{ос} = S \cdot p; \quad (2.3)$$

$$P_{ос} = 111325 \cdot 0,001 = 111,325 \text{ кВт,}$$

де: S – площа господарства;

p – потужність освічування на 1 м^2 .

Таблиця 2.1 – Під'єднання навантажень до різних ліній мережі

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
К-ть об'єктів	7	11	1	1	1	1	12	3
Сума навантажень, кВт(день)	210	230	60	20	150	30	5	90
Сума навантажень, кВт(вечір)	210	212	6	2	113,5	3,5	1	90

Щоб визначити розрахункове навантаження трансформаторної підстанції, проводиться сумування денних та вечірніх навантажень споживачів. До отриманого вечірнього навантаження також додається загальне навантаження на освітлення. Таким чином отримуємо величини активних розрахункових навантажень наступного значення:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{більше}} + \Delta P(P_{\text{менше}}) ; \quad (2.4)$$

$$P_{\Sigma \text{дн}} = 352,5 + 41,9 = 394,4 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma \text{вч}} = 248,625 + 16,5 + 111,325 = 376,45 \text{ кВт}.$$

Повні розрахункові навантаження визначаємо, взявши за значення відповідних величин коефіцієнтів потужності ($\cos \varphi_{\text{дн}} = 0,9$; $\cos \varphi_{\text{вч}} = 0,95$):

$$S_{\Sigma \text{дн}} = \frac{P_{\Sigma \text{дн}}}{\cos \varphi_{\text{дн}}} ; \quad (2.5)$$

$$S_{\Sigma \text{дн}} = \frac{394,4}{0,9} = 438,22 \text{ кВА};$$

$$S_{\Sigma \text{вч}} = \frac{P_{\Sigma \text{вч}}}{\cos \varphi_{\text{вч}}} ; \quad (2.6)$$

$$S_{\Sigma \text{вч}} = \frac{376,45}{0,95} = 396,315 \text{ кВА} .$$

Для визначення розрахункових навантажень ліній спочатку складається таблиця підключення навантажень до різних ліній мережі. Порядкові номери ліній позначені в кружечках на схемі, наведеної на рисунку 2.1. Кожен стовпець таблиці відповідає порядковому номеру певної лінії та містить інформацію про кількість об'єктів, а також сумарне максимальне активне навантаження, яке забезпечує ця лінія. Така таблиця дає можливість розрахувати навантаження кожної лінії електричної мережі 0,4 кВ відповідно до визначеної методики.

Очевидно, що наведені в таблиці сумарні навантаження не є розрахунковими для кожної з ліній. Вони відображають лише арифметичну суму активних навантажень, приєднаних до відповідної лінії. Для визначення розрахункових активних навантажень кожної лінії використовується підхід, аналогічний методу визначення розрахункових активних навантажень трансформаторної підстанції. Наприклад, розрахункове денне активне навантаження лінії 1 визначається як сума розрахункових навантажень, отриманих від окремих об'єктів.

$$P_{л1д\text{о}н} = k_0 \cdot k_y \cdot n_o \cdot P_o ; \quad (2.7)$$

$$P_{л1д\text{о}н} = 0,6 \cdot 1 \cdot 7 \cdot 30 = 126 \text{ кВт},$$

де: k_y - коефіцієнт увімкнення;

n_o - кількість об'єктів;

P_o - активна потужність об'єктів.

За подібною послідовністю визначимо розрахункове вечірнє активне навантаження

$$P_{л1вч} = 126 \text{ кВт}.$$

Здійснивши розрахунок таких сумувань для усіх ліній, отримуємо розрахункові активні навантаження електричної мережі 0,4 кВ, які наведено у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахункові активні навантаження мережі 0,4 кВ (без освітлення)

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
-------	---	---	---	---	---	---	---	---

$P_{\text{дн}}, \text{Вт}$	126	195,5	51	17	127,5	25,5	4,25	72
$P_{\text{вч}}, \text{кВт}$	126	180,2	5,1	1,7	96,475	2,975	0,85	72

При врахуванні зовнішнього освітлення споруд, потрібно до вечірнього навантаження додати відповідні значення навантаження освітлення залежно від об'єктів, які живить ця лінія. Так, зокрема, для розглянутої лінії 1 отримаємо:

$$P_{\text{лвч}} = P_{\text{лвч}} + (n_0) \cdot P_{\text{бо}} ; \quad (2.8)$$

$$P_{\text{лвч}} = 126 + (7) \cdot 0,25 = 127,75 \text{ кВт},$$

де: $P_{\text{лвч}}$ - активна потужність лінії 1 вечірній час;

$P_{\text{бо}}$ - потужність, яка потрібна для освітлення однієї будівлі.

У табл.2.3 представлені розраховані активні навантаження мережі 0,4 кВ з врахуванням зовнішнього освітлення.

Таблиця 2.3 – Розраховані активні навантаження мережі 0,4 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{\text{дн}}, \text{Вт}$	126	195,5	51	17	127,5	25,5	4,25	72
$P_{\text{вч}}, \text{кВт}$	127,75	182,2	5,6	1,95	100,725	6,225	3,85	72,75

Повні розраховані навантаження мережі 0,4 кВ визначаються із врахуванням відповідних значень величин коефіцієнтів потужності для денних та вечірніх навантажень мережі. Ці навантаження показано у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Розраховані повні навантаження мережі 0,4 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
$S_{\text{дн}}, \text{кВА}$	140,00	217,22	56,67	18,89	141,67	28,33	4,72	80,00
$S_{\text{вч}}, \text{кВА}$	134,47	191,79	5,89	2,05	106,03	6,55	4,05	76,58

Таблиця 2.5 – Розраховані реактивні навантаження мережі 0,4 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
$Q_{\text{дн}}, \text{кВАр}$	61,02	94,68	24,70	8,23	61,75	12,35	2,06	34,87

$Q_{BЧ}$, кВАр	41,99	59,89	1,84	0,64	33,11	2,05	1,27	23,91
--------------------	-------	-------	------	------	-------	------	------	-------

Розраховані реактивні навантаження ліній мережі 0,4 кВ визначають за виразом:

$$Q_i = P_i \cdot \tan \varphi \quad (2.9)$$

і показано у табл. 2.5

Струмові розраховані навантаження мережі 0,4 кВ визначають за виразом:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (2.10)$$

і показано у табл.2.6. Індекс i означає номер лінії електричної мережі.

Таблиця 2.6 – Розраховані струмові навантаження мережі 0,4 кВ $I_{дн}$, А

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
$I_{дн}$, А	212,70	330,03	86,09	28,70	215,23	43,05	7,17	121,54
$I_{BЧ}$, А	204,31	291,39	8,96	3,12	161,09	9,96	6,16	116,35

2.2 Вибір трансформатора підстанції 10/0,4 кВ

Розробляється схема мереж 0,4 і 10 кВ із зазначенням довжин ділянок і навантажень $S_{дн}$ та $S_{вч}$. Мережу 0,4 кВ прокладають уздовж об'єктів, які на схемі (рис. 2.1) позначені потовщеними лініями. Для споживачів I категорії передбачено використання двох трансформаторів. У цьому випадку необхідно забезпечити живлення підстанції через дві незалежні лінії 10 кВ від різних джерел. Потужність трансформаторів обирають відповідно до умови $S_{номкп} \geq S_{розр}$, де $S_{ном}$ — номінальна потужність трансформаторів; $S_{розр}$ — розрахункова потужність на шинах 0,4 кВ підстанції; $kп$ — коефіцієнт допустимого перевантаження трансформаторів. Значення коефіцієнта перевантаження $kп$ вибирається в діапазоні від 1,34 до 1,75 залежно від

температури навколишнього середовища (у цьому проекті прийнято k_p рівним 1,4). На підстанціях із двома трансформаторами така ж умова має виконуватися індивідуально для кожного трансформатора, за умови, що $S_{розр}$ відповідає максимальному навантаженню споживачів I та II категорій.

Основною величиною для визначення необхідної потужності трансформаторів трансформаторної підстанції в даному випадку є денне навантаження мережі 0,4 кВ (кВА). Оскільки до шин підстанції підключено споживача I категорії, зовнішнє живлення може забезпечуватися через одну повітряну лінію напругою 10 кВ, а на самій підстанції доцільно передбачити установку двох трансформаторів 10/0,4 кВ (один із них — резервний).

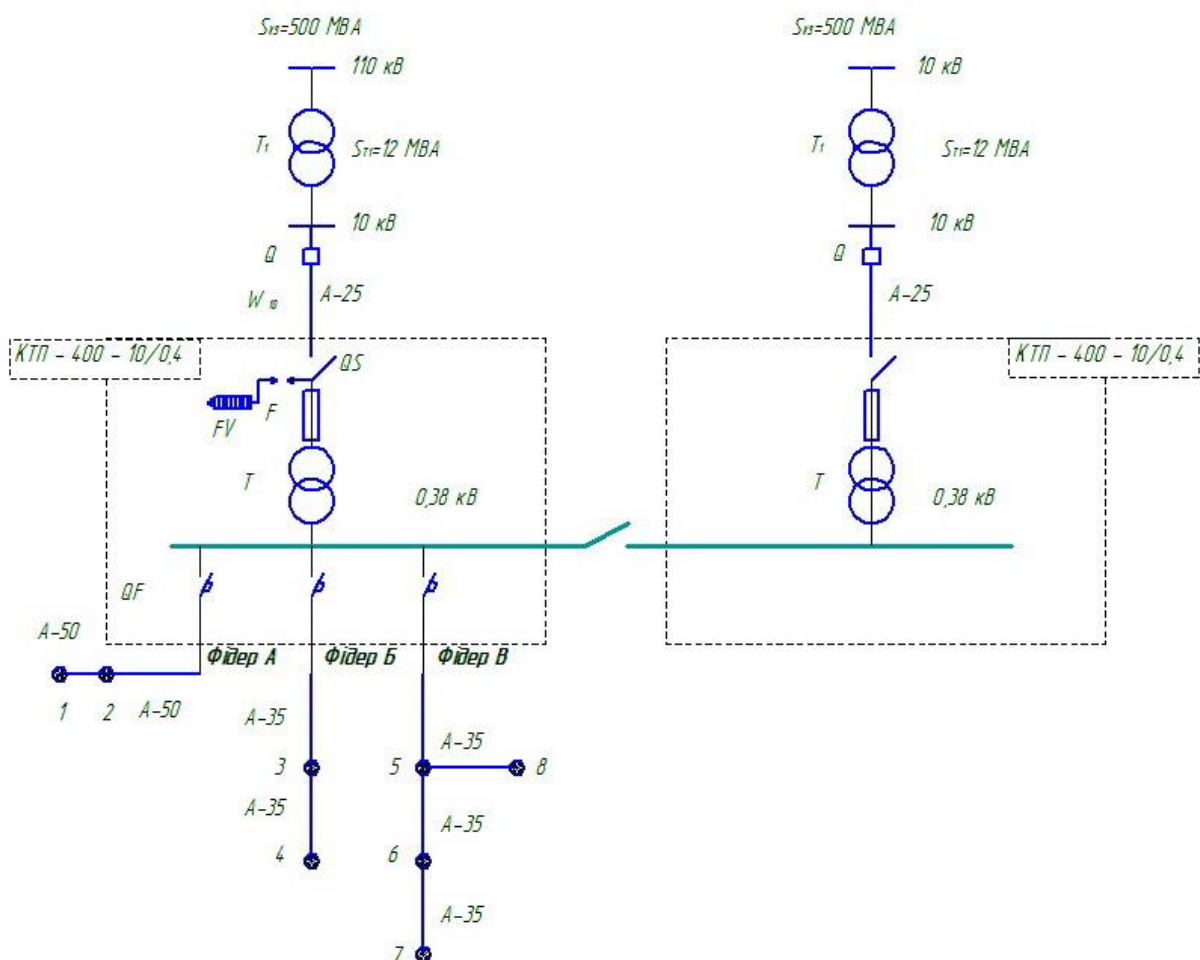


Рисунок 2.2 – Принципова схема проекрованої мережі.

Згідно із представленими рекомендаціями потужність трансформатора визначаємо:

$$S_T \geq \frac{S_{розр}}{1,4}; \quad (2.11)$$

$$S_T = 438,22/1,4 = 312.85 \text{ кВА.}$$

Із довідника ми обираємо трансформатор типу ТМ-400-10/0,4 кВ. Цей трансформатор оснащений п'ятьма відгалуженнями на стороні високої напруги, з можливістю регулювання напруги на рівні 0, $\pm 2,5\%$ і $\pm 5\%$ від номінального значення для цієї обмотки. Змінювати відгалуження можна лише при повному відключенні трансформатора від мережі на всіх його обмотках, оскільки перемикання виконується без збудження (ПБЗ).

Таблиця 2.7 – Паспортні дані трансформатора

$S_{НОМ}$	$U_{ВНОМ}$	$U_{ННОМ}$	Схема та група з'єднань	$\Delta P_{НХ}$	$\Delta P_{КЗ}$	$U_{КЗ}$	$I_{НХ}$
кВА	кВ	кВ		кВт	кВт	%	%
400	10	0,4	Y/Y _Н -0	1,05	5,5	4,5	2,1

Параметри трансформатора, приведено до високої напруги трансформатора:

Повний опір –
$$z_T = \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{U_{ВНОМ}^2}{S_{НОМ} \cdot 10^{-3}}; \quad (2.12)$$

$$z_T = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{10^2}{400 \cdot 10^{-3}} = 11,25 \text{ Ом.}$$

Активний опір –
$$r_T = P_{КЗ} \cdot \frac{U_{ВНОМ}^2}{S_{НОМ} \cdot 10^{-3}}; \quad (2.13)$$

$$r_T = 5,5 \cdot \frac{10^2}{400^2 \cdot 10^{-3}} = 3,438 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір –
$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}; \quad (2.14)$$

$$x_T = \sqrt{11,25^2 - 3,438^2} = 10,712 \text{ Ом.}$$

2.3 Вибір перерізів проводів і розрахунок мереж

Розрахунок мережі 10 кВ

Значення втрат напруги в лінії 10 кВ записують у таблицю після виконання розрахунку лінії та визначення необхідного перерізу її проводів, а також подальшого обчислення втрат напруги у вибраних проводах. Отримані розрахункові перерізи проводів округлюють до найближчих стандартних значень, після чого на основі параметрів цих проводів визначають фактичні втрати напруги, які вносять у таблицю відхилень напруги.

Розрахунок мережі 0,4 кВ

У цьому розділі проводиться розрахунок мережі 0,4 кВ за заданою схемою з обов'язковою перевіркою на відповідність допустимим втратам напруги, що визначаються на основі даних таблиці відхилень напруги. Спочатку обираються стандартні перерізи проводів, які потім аналізуються щодо фактичних втрат напруги на цій ділянці мережі. Отримані значення також вносяться до таблиці відхилень напруги. Як правило, вважається, що у зовнішніх повітряних мережах 0,4 кВ допустима втрата напруги становить 6–8%. У разі перевищення цього показника, згідно з таблицею, рекомендується обирати трансформатор типу ТМН із автоматичним регулюванням напруги на підстанції 10/0,4 кВ.

Проводи лінії напругою 0,4 кВ слід додатково перевірити на відповідність умовам нагрівання, щоб їхній максимальний струм навантаження не перевищував допустимий струм для обраного типу проводу. Переріз проводів підбирають відповідно до вимоги допустимої втрати напруги у відповідних лініях електропередач. Відповідно до рекомендацій правил улаштування електроустановок (ПУЕ), бажано прагнути до такого підбору проводів магістралі, щоб кількість різних перерізів у межах однієї лінії була якомога меншою. У даному випадку кожна магістраль складається не більше як із чотирьох ділянок, тому оптимальним рішенням буде використання проводів одного перерізу для всієї магістралі.

За умови дотримання надійності перерізу та однакових значень коефіцієнта потужності на всіх ділянках магістралі втрату напруги можна розрахувати за відповідною формулою.

$$\Delta U = \sqrt{3}(r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \sum_{i=1}^n I_i \cdot l_i = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (2.15)$$

де n – кількість ділянок магістралі;

r_0, x_0 - питомі активний та реактивний опори лінії електропередачі;

I_i, l_i - струм та довжина i -ї ділянки магістралі;

$\Delta U_a, \Delta U_p$ - активна та реактивна складові втрати напруги.

Оскільки питомий реактивний опір для ліній напругою 0,4 кВ майже не залежить від перерізу проводів (в межах 0,3...0,35 Ом/км), перед початком розрахунків можна вважати його сталим для всіх ліній, прийнявши, наприклад, значення 0,35 Ом/км. На прикладі лінії магістралі 01 (яка з'єднує вузли 0 і 6) продемонструємо послідовність вибору перерізів проводів згідно з визначеною методикою.

Відповідно до таблиці 2.8, при максимальних навантаженнях у мережі втрата напруги на кожній з магістралей мережі 0,4 кВ, яка проектується, не повинна перевищувати 5% ($380 \times 0,05 = 19$ В).

Розрахуємо значення реактивної складової втрати напруги у магістралі 01 за формулою:

$$\Delta U_{p01} = \frac{x_0}{U_{ном}} (Q_1 \cdot l_1 + Q_2 \cdot l_2); \quad (2.16)$$

$$\Delta U_{p01} = \frac{0,35}{380} (61,02 \cdot 25 + 94,68 \cdot 50) = 5,76 \text{ В.}$$

Значення допустимої величини активної складової напруги отримаємо з виразу:

$$\Delta U_{a06} = \Delta U_{д} - \Delta U_p; \quad (2.17)$$

$$\Delta U_{a06} = 19 - 5,76 = 13,24 \text{ В.}$$

Тоді розраховане значення перерізу проводів магістралі 01 визначаємо за формулою:

$$F_{01роз} = \frac{P_1 \cdot l_1 + P_2 \cdot l_2}{U_{ном} \cdot \Delta U_{a06} \cdot g}; \quad (2.18)$$

$$F_{01роз} = \frac{(140 \cdot 25 + 217,22 \cdot 50) \cdot 1000}{380 \cdot 2 \cdot 13,63 \cdot 32} = 43,32 \text{ мм}^2;$$

де: $g = 32 \cdot 10^6$ См/м – питома провідність алюмінію.

Аналогічно виконуємо розрахунок перерізів проводів для магістралей 04 і 08. Для ліній 03 та 05 приймаємо перерізи проводів такими ж, як і для відповідних магістралей (04 та 08). У підсумку отримуємо:

$$F_{08розр} = 29,54 \text{ мм}^2.$$

Згідно з номенклатурою стандартних марок проводів, були обрані відповідні номінальні перерізи для проводів електричної мережі 0,4 кВ. Результати вибору представлені в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 - Параметри проводів електричної мережі

Лінії мережі 0,4 кВ	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Доп. струм, А
3,4,5,6,7,8	А-35	0,92	0,308	170
1,2	А-50	0,64	0,283	215

Відповідно до параметрів обраних проводів, розрахуємо фактичні втрати напруги у лініях електричної мережі 0,4 кВ та зіставимо їх із допустимим значенням втрат ($\Delta U_d = 19$ В).

$$\text{Магістраль 06} \rightarrow \Delta U_{06} = 14,67 \text{ В.}$$

$$\text{Магістраль 04} \rightarrow \Delta U_{04} = 11,53 \text{ В.}$$

$$\text{Магістраль 03} \rightarrow \Delta U_{03} = 13,03 \text{ В.}$$

$$\text{Магістраль 02} \rightarrow \Delta U_{02} = 16,65 \text{ В.}$$

Із отриманого результату розрахунку видно, що для усіх магістралей виконується вимога по допустимій втраті напруги у режимі максимальних навантажень мережі.

Для перевірки проводів мережі за допустимим струмовим навантаженням виконуємо порівняння розрахункових струмів найбільш навантажених ліній

електромережі з допустимими показниками для обраних марок проводів. Усі розрахункові струми виявляються меншими за допустимі значення. Аналогічним чином виконується вибір перерізу проводів для лінії напругою 10 кВ, дотримуючись умови, що допустима втрата напруги не повинна перевищувати 4% ($10000 \times 0,04 = 400$ В). У підсумку визначається розрахунковий переріз проводу.

Згідно з вимогами Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), мінімальний переріз сталевалюмінієвого проводу марки АС для ліній напругою 10 кВ становить 25 мм². Таким чином, для цієї лінії вибирають проводи марки АС-25, характеристики яких наведено у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Параметри проводів електричної мережі 10 кВ

Лінія мережі 10 кВ	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Допустимий струм, А
ТП 110 кВ – ТП 10 кВ	АС - 25	1,146	0,377	136

Для обраної марки проводу фактична втрата напруги в лінії 10 кВ при максимальному навантаженні становить 32,3 В (0,3%). У той же час втрата напруги в обмотках трансформатора 10/0,4 кВ при максимальному навантаженні складає 340 В (3,4%).

З огляду на те, що у внутрішніх мережах приміщень втрати становлять від 0 до -2,5%, можна зробити висновок, що в усіх випадках забезпечено необхідну якість електроенергії відповідно до критерію відхилення напруги.

2.4 Втрати електроенергії в електричній мережі

Розрахунок втрат електроенергії проводиться у мережах напругою 10 та 0,4 кВ, враховуючи втрати на трансформаторних підстанціях типу 10/0,4 кВ. Для отримання точного результату втрати електроенергії (кВт×год) у мережах потрібно визначати по окремих ділянках, залежно від їх навантаження та

перерізу проводів. Загальні втрати електроенергії в запроєктованій мережі є сумою втрат у мережі 10 кВ та втрат у трансформаторі 10/0,4 кВ.

Втрати електроенергії у мережі 10 кВ

$$\Delta W_{10} = 3I_{10, \max}^2 \cdot r_{10} \cdot \tau ; \quad (2.19)$$

$$\Delta W_{10} = 3 \cdot 2,53^2 \cdot 5,73 \cdot 1920 \cdot 10^{-3} = 211,26 \text{ кВт} \times \text{год} ;$$

де:

$$I_{10, \max}^2 = \frac{S_{\Sigma \partial n}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.20)$$

$$I_{10, \max}^2 = \frac{438,22 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 2,53 \text{ А} ;$$

де: $\tau=1920$ год та час використання максимуму на підприємстві – 3200 год.

Величина втрати електроенергії у мережі 0,4 кВ

$$\Delta W_{0,38} = \sum_{i=1}^6 3I_{\max i}^2 r_i ; \quad (2.21)$$

$$\Delta W_{0,38} = 594,69 \text{ кВт} \times \text{год} ;$$

де струм кожної лінії визначається як $I_{\max i} = I_{\text{вчoi}}$ за табл.

Втрати електроенергії в трансформаторі 10/0,4 кВ включають постійні втрати, які не залежать від рівня потужності навантаження.

$$\Delta W_c = \Delta P_{\text{нх}} \cdot 8760 ; \quad (2.22)$$

$$\Delta W_c = 1,05 \cdot 8760 = 9198 \text{ кВт} \times \text{год} ;$$

та змінні втрати (залежать від навантаження):

$$\Delta W_0 = \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\Sigma \partial n}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau ; \quad (2.23)$$

$$\Delta W_0 = 1,28 \cdot 1,15^2 \cdot 1920 = 324,7 \text{ кВт} \times \text{год} .$$

Значення втрат електроенергії у проєктованій електричній мережі:

- постійні – $\Delta W_{\text{пост}} = \Delta W = 9198$

- змінні

$$\Delta W_{\text{зм}} = \Delta W_{10} + \Delta W_{0,38} + \Delta W_0 ; \quad (2.24)$$

$$\Delta W_{\text{зм}} = 576,67 + 594,69 + 324,7 = 897,7 \text{ кВт} \times \text{год} ;$$

- сумарні – $\Delta W = \Delta W_{\text{пост}} + \Delta W_{\text{зм}} ; \Delta W = 10095,7 \text{ кВт} \times \text{год} . \quad (2.25)$

2.5 Вибір трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ

У всіх випадках, де це можливо, рекомендується використовувати комплектні трансформаторні підстанції зовнішнього монтажу. Проте допускається застосування щоглових або закритих підстанцій, якщо їхнє використання обґрунтоване відповідними умовами. Для живлення запроектованої мережі 0,4 кВ обрано комплектну трансформаторну підстанцію КТП-400-10/0,4 кВ. Підстанція представлена у вигляді блоку, який включає такі основні компоненти: вхідний пристрій на 10 кВ, розподільчий пристрій на 0,4 кВ та силовий трансформатор потужністю 400 кВА. Вхідний пристрій на 10 кВ складається з трифазного роз'єднувача з заземлювальними ножами, встановленого на найближчій опорі лінії 10 кВ, а також вентилярних розрядників, що забезпечують захист обладнання від атмосферних і комутаційних перенапруг. На стороні 10 кВ силового трансформатора передбачено запобіжники для його захисту від багатofазних коротких замикань.

Розподільна електроустановка на напругу 0,4 кВ розташована у нижній шафі. На виводах силового трансформатора 0,4 кВ встановлено рубильник, на ножах якого зі сторони ліній 0,4 кВ закріплено вентилярні розрядники для захисту від перенапруг. До цього приєднано трифазний комплект трансформаторів струму, призначений для живлення ланцюга обліку активної енергії, а також двофазний (у фазах А і С) комплект трансформаторів струму, до якого підключено теплове реле для захисту силового трансформатора від перевантажень. Увімкнення, вимкнення та захист трьох ліній на напругу 0,4 кВ від короткого замикання здійснюються автоматичними вимикачами типу АЗ710. Виводи для живлення лінії вуличного освітлення додатково захищено запобіжниками. Лінія вуличного освітлення може включатися як вручну, так і автоматично за допомогою фотореле.

2.6 Автоматизована компенсація реактивної потужності

Розрахункове значення активної потужності становить 394,4 кВт. Перед компенсацією, величина коефіцієнта потужності становить $\cos\varphi=0,8$, а значення тангенса $\operatorname{tg}\varphi_0=0,75$.

Значення коефіцієнта потужності необхідно збільшити бо є меншим 0,9, при проектуванні ми прийняли значення на рівні 0,9. При розрахунку за електроенергію буде нараховано надбавку 7% від вартості спожитої електроенергії.

Бажано забезпечити значення коефіцієнта потужності більше 0,92, а тому тангенс має становити 0,426.

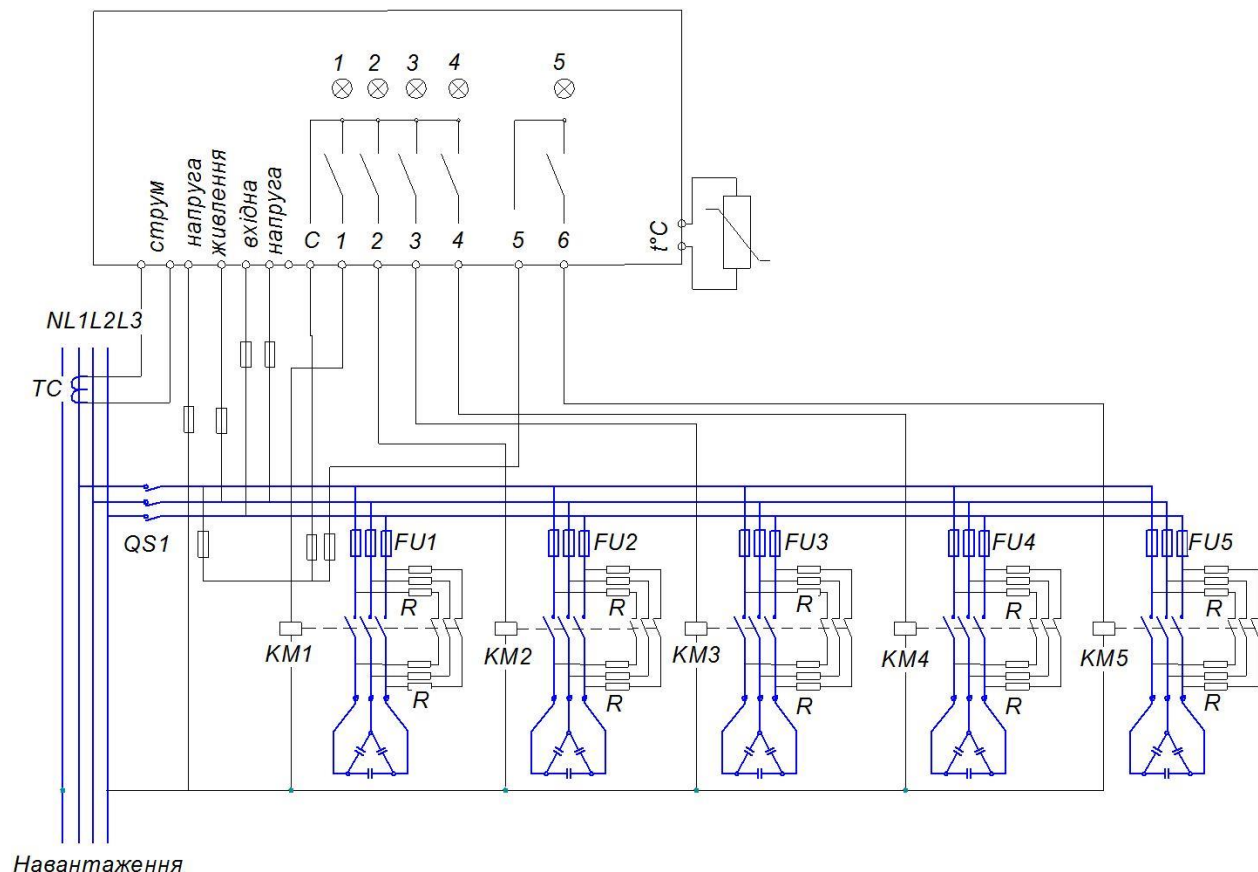


Рисунок 2.3 – Схема автоматичної компенсації реактивної потужності

Ємність конденсатора:

$$C = \frac{P_a (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2)}{U_{\text{фазн}}^2 \omega}.$$

$$C_{\phi} = \frac{394,4(0,75-0,426)}{220^2 \cdot 314} = 8,4 \cdot 10^{-6} \text{Ф.}$$

Знаходимо величину реактивної потужності конденсаторів

$$Q_{\text{сми}} = C\omega U^2,$$

$$Q = 8,4 \cdot 10^{-6} \cdot 314 \cdot 220^2 = 82067 = 128 \text{ кВАР.}$$

Отже, провівши розрахунок потужності пристрою компенсації, можемо вибрати установку потужністю 150 кВАР. У дану установку входить п'ять батарей трифазних конденсаторів, п'яти розрядний регулятор реактивної потужності DCRK фірми Lovato.

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ РОБОТИ ПРИСТРОЮ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ У СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Побудова моделі системи електропостачання

Побудова моделі системи електропостачання виконується у програмному середовищі MATLAB/Simulink. Завдяки цьому середовищу для імітаційного моделювання, з використанням готових бібліотечних елементів, можливо створити динамічну модель будь-якої конфігурації.

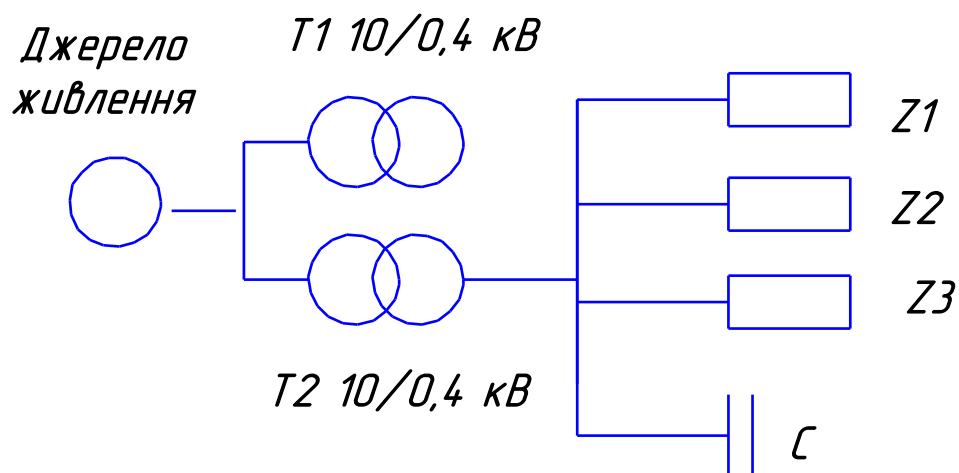


Рисунок 3.1 – Схема для побудови та дослідження роботи пристрою компенсації реактивної потужності на моделі системи електропостачання

Модель системи електропостачання сформовано на основі розрахункової схеми, наведеної на рисунку 3.1. Три споживачі були замінені одним еквівалентним навантаженням із загальним опором Z . Схема включає трифазне джерело живлення з напругою 10 кВ та частотою 50 Гц, трифазний трансформатор і три групи споживачів.

Джерело живлення трифазної змінної напруги 10 кВ 50 Гц, змодельовано на елементах бібліотеки під назвою *Power System Blockset/Electrical Sources/Inductive source with neutral* (рис. 3.2).

Рисунок 3.2 – Вікно введення параметрів джерела живлення

Рисунок 3.3 – Вікно введення параметрів трансформатора

Понижувальні трансформатори вибрано із бібліотеки *Power System Blockset/Elements* з 10 кВ на 0,4 кВ *Three-phase Transformer (Two Windings)* у кількості двох екземплярів потужністю по 400 кВА.

Налаштування параметрів замісної схеми трансформатора виконуються у відносних одиницях. Основними параметрами трансформатора є: повна потужність S , яка на рис. 3.3 позначена як (ВА), номінальна частота (Гц) та діюче номінальне значення напруги (В) обмотки. Використання відносних одиниць для зазначення параметрів трансформатора має свою перевагу — значення відносних опорів та індуктивностей первинної і вторинної обмоток виявляються однаковими.

Вимірювання діючої напруги здійснюється підсистемою *Subsystem* рис.3.4. Елемент RMS визначає діюче значення змінного сигналу, у ньому вноситься частота джерела живлення 50 Гц.

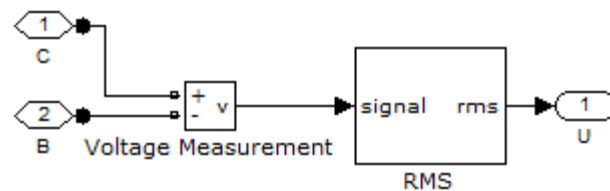


Рисунок 3.4 – Підсистема вимірювання діючого значення напруги

За допомогою блоку *Display* відображає цифрове значення напруги.

На рис. 3.5 показано модель системи електропостачання.

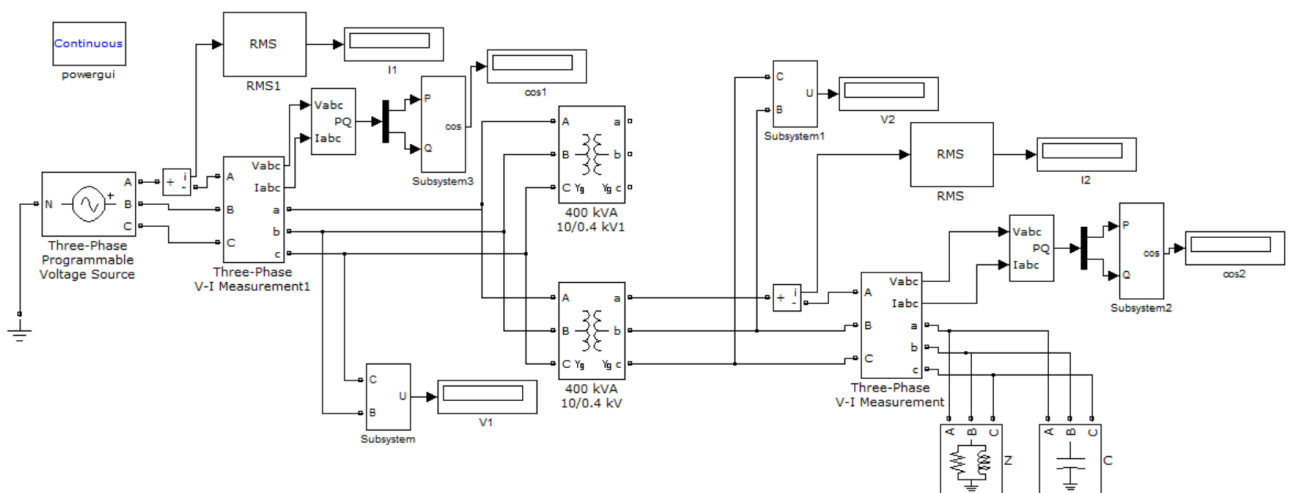


Рисунок 3.5 – Імітаційна модель системи електропостачання із пристроєм компенсації

Трифазні струми та напруги у моделі системі електропостачання підприємства вимірюються блоками *Three-Phase V-I Measurement*. Їх вихідні сигнали подаються у трифазний вимірник потужності активної та реактивної із бібліотеки *Power System Blockset/Extras/Measurement*.

Поточне значення коефіцієнта потужності визначається підсистемою *Subsystem*. На вхід подаються сигнали активної та реактивної потужності, на вихід коефіцієнт потужності.

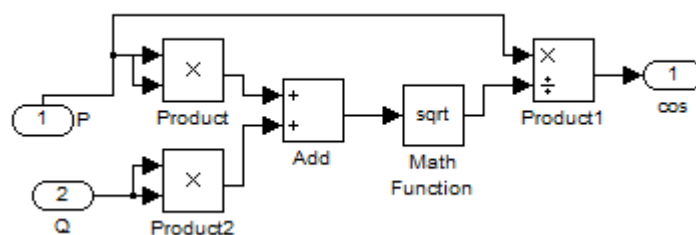


Рисунок 3.6 – Підсистема вимірювання коефіцієнта потужності

Компенсація реактивної потужності буде здійснюватися конденсаторною установкою *C* потужністю 150 кВАр.

Навантаження системи електропостачання у моделі буде здійснюватись трифазне навантаження *Three-Phase Series RLC* із бібліотеки *Simscape/SimPowerSystems/Elements*.

За допомогою оголошених елементів було побудовано модель системи електропостачання підприємства із пристроєм компенсації рис. 3.5. Проведено розрахунок параметрів усіх перелічених складових системи електропостачання, налаштовано усіх елементи системи електропостачання із пристроєм компенсації реактивної потужності. На побудованій моделі необхідно провести дослідження рівня струму та поточного значення коефіцієнта потужності в системі електропостачання із компенсацією та без компенсації реактивної потужності.

3.2 Дослідження роботи системи електропостачання

3.2.1 Номінальний режим

Перше дослідження на нашій моделі проведемо із номінальним навантаженням $P=394,4$ кВт, $Q=288,4$ кВАр.

Потужність пристрою компенсації будемо змінювати від 0 до 150 кВАр, отримані результати дослідження показано у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати дослідження зміни потужності пристрою компенсації, величина струму та коефіцієнта потужності при P_n

№	Q, кВАр	I ₁ , А	cosφ ₁	I ₂ , А	cosφ ₂
1	0	25,65	0,72	625	0,81
2	30	25,06	0,75	610	0,84
3	60	24,37	0,78	594	0,87
4	90	23,84	0,82	580	0,89
5	120	23,44	0,85	570	0,92
6	150	23,08	0,88	562	0,94

Значення струм у колі 10 кВ змінюється в межах від 25,65 А до 23,08 А, значення коефіцієнта потужності від 0,72 до 0,88. Значення струму у колі 0,4 кВ змінюється від 625 до 562 А, значення коефіцієнта потужності від 0,81 до 0,94. Для роботи системи електропостачання із коефіцієнтом потужності більше 0,9, а точніше 0,92 достатньо потужності пристрою компенсації 120 кВАр. Графічна залежність коефіцієнта потужності від зміни потужності пристрою компенсації показана на рис. 3.7.

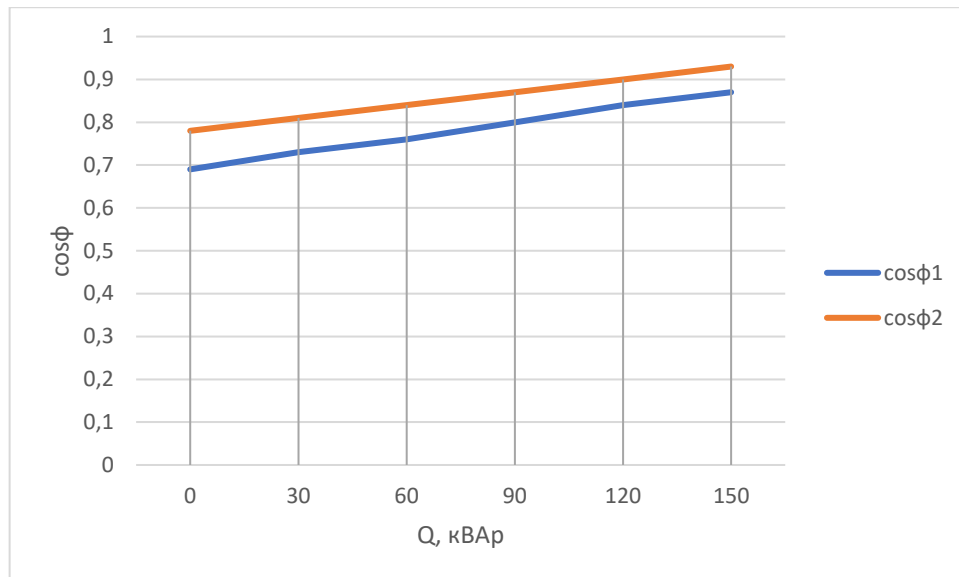


Рисунок 3.7 – Коефіцієнта потужності при зміні потужності конденсаторної установки при P_n : Ряд1 у колі 10 кВ, Ряд2 у колі 0,4 кВ

3.2.2 Режим недовантаження по активній потужності

Другий дослід проведемо на моделі із недовантаженням $P=0,9 \cdot 394,4$ кВт, $Q=288,4$ кВАр.

Знову проводимо дослідження змінюючи потужність конденсаторної установки від 0 до 150 кВАр. Результати дослідження представлені у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати дослідження зміни потужності пристрою компенсації, величина струму та коефіцієнта потужності при $0,9 \cdot P_n$

№	Q, кВАр	I1, А	cosφ1	I2, А	cosφ2
1	0	24,13	0,69	587	0,78
2	30	23,43	0,73	570	0,81
3	60	22,66	0,76	550	0,84
4	90	22,08	0,80	536	0,87
5	120	21,58	0,84	524	0,90
6	150	21,18	0,87	514	0,93

Значення струм у колі 10 кВ змінюється в межах від 24,13 А до 21,18 А, значення коефіцієнта потужності від 0,69 до 0,87. Значення струму у колі 0,4 кВ змінюється від 587 до 514 А, значення коефіцієнта потужності від 0,78 до 0,93. Для роботи системи електропостачання із коефіцієнтом потужності більше 0,9, достатньо потужності пристрою компенсації 120 кВАр. Графічна залежність коефіцієнта потужності від зміни потужності пристрою компенсації показана на рис. 3.8.

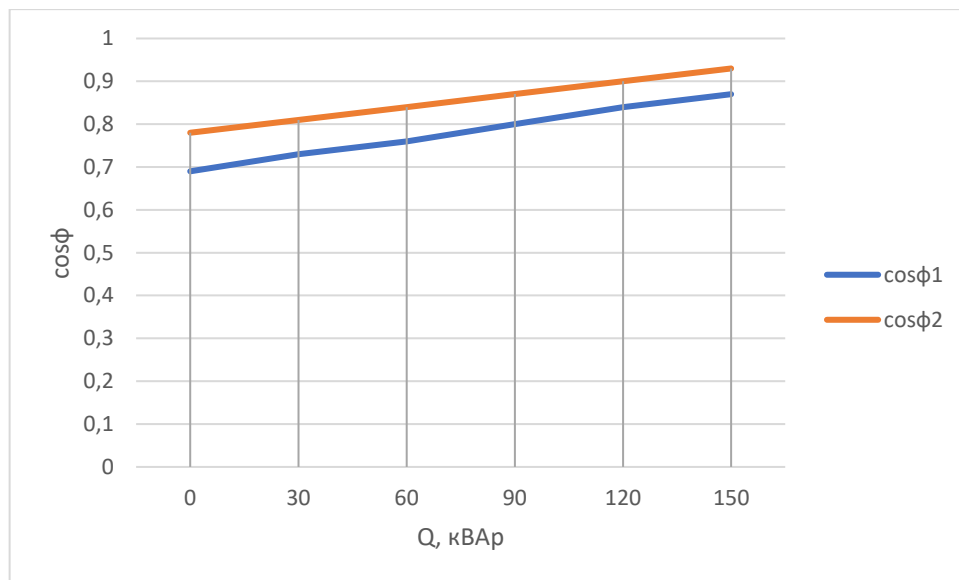


Рисунок 3.8 – Коефіцієнта потужності при зміні потужності конденсаторної установки при $0,9 \cdot P_n$: Ряд1 у колі 10 кВ, Ряд2 у колі 0,4 кВ

Третій дослід проведемо на моделі із недовантаженням $P=0,8 \cdot 394,4$ кВт, $Q=288,4$ кВАр.

Знову проводимо дослідження змінюючи потужність конденсаторної установки від 0 до 150 кВАр. Результати дослідження представлені у таблиці 3.3.

Значення струм у колі 10 кВ змінюється в межах від 22,64 А до 19,24 А, значення коефіцієнта потужності від 0,66 до 0,86. Значення струму у колі 0,4 кВ змінюється від 550 до 466 А, значення коефіцієнта потужності від 0,74 до 0,92. Для роботи системи електропостачання із коефіцієнтом потужності більше 0,9, достатньо потужності пристрою компенсації 150 кВАр. Графічна залежність коефіцієнта потужності від зміни потужності пристрою компенсації показана на рис. 3.9.

Таблиця 3.3 – Результати дослідження зміни потужності пристрою компенсації, величина струму та коефіцієнта потужності при $0,8 \cdot P_n$

№	Q, кВАр	I1, А	cosφ1	I2, А	cosφ2
1	0	22,64	0,66	550	0,74
2	30	21,71	0,70	527	0,77
3	60	21,02	0,74	510	0,81
4	90	20,37	0,78	493	0,84
5	120	19,80	0,82	479	0,88
6	150	19,24	0,86	466	0,92

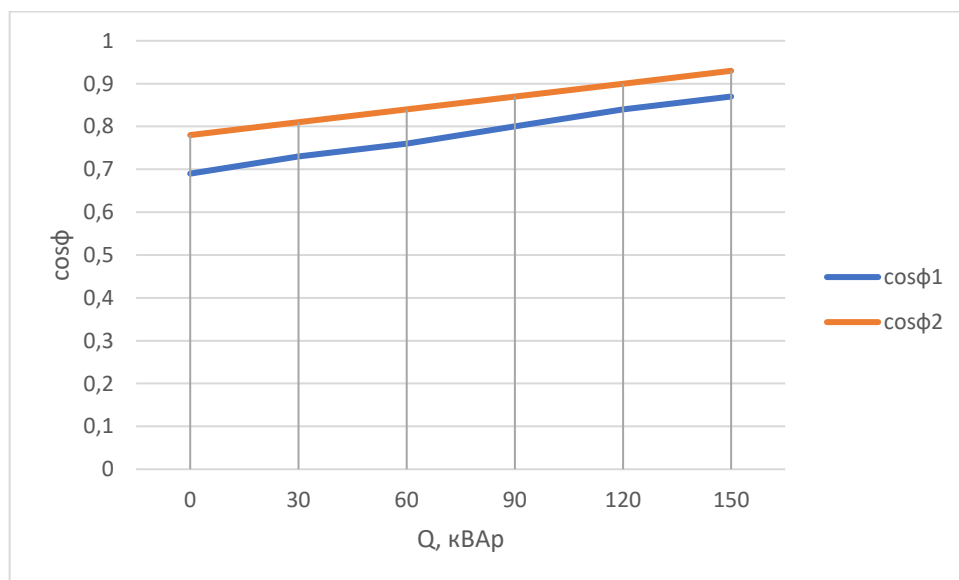


Рисунок 3.9 – Коефіцієнта потужності при зміні потужності конденсаторної установки при $0,8 \cdot P_n$: Ряд1 у колі 10 кВ, Ряд2 у колі 0,4 кВ

3.2.3 Аналіз проведеного експерименту

Для кращої наочності отриманих даних покажемо графічні залежності струму у колі 10 кВ на одній координатній площині рис. 3.10.

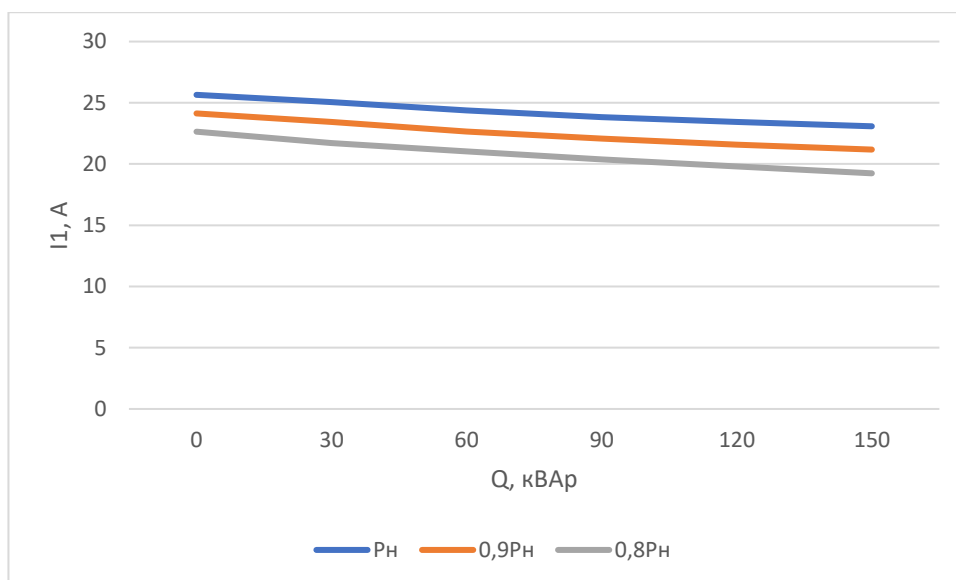


Рисунок 3.10 – Залежність струму I_1 у колі 10 кВ від зміни потужності конденсаторної установки: Ряд1 – при P_H , Ряд2 – при $0,9P_H$, Ряд3 – при $0,8P_H$

Для кращої наочності отриманих даних покажемо графічні залежності струму у колі 0,4 кВ на одній координатній площині рис. 3.11.

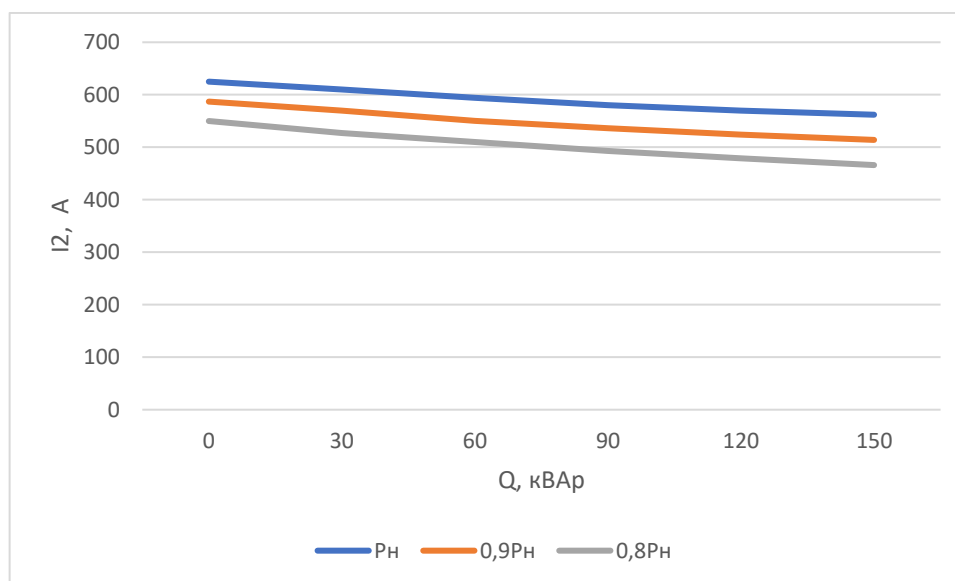


Рисунок 3.11 – Залежність струму I_2 у колі 0,4 кВ від зміни потужності конденсаторної установки: Ряд1 – при P_H , Ряд2 – при $0,9P_H$, Ряд3 – при $0,8P_H$

Для кращої наочності отриманих даних покажемо графічні залежності коефіцієнта потужності у колі 0,4 кВ на одній координатній площині рис. 3.12.

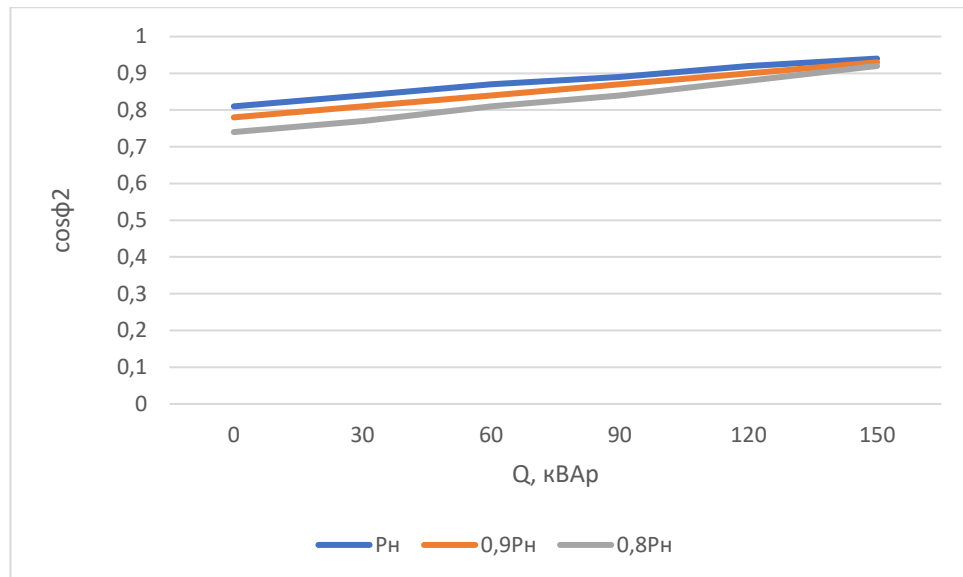


Рисунок 3.12 – Залежність $\cos\phi_2$ у колі 0,4 кВ від зміни потужності конденсаторної установки: Ряд1 – при P_n , Ряд2 – при $0,9 \cdot P_n$, Ряд3 – при $0,8 \cdot P_n$

На основі проведених досліджень можна зробити висновки про ефективність функціонування системи електропостачання із застосуванням пристрою компенсації реактивної потужності навантаження. Отримані дані чітко свідчать про доцільність використання такого пристрою, адже він дозволяє не лише скоротити споживання електроенергії, але й оптимізувати встановлену потужність обладнання для передачі та розподілу електроенергії, включно з комутаційно-захисними пристроями.

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Моделювання процесу виникнення травм під час роботи з електроустановками

Методикою оцінки рівня небезпеки робочих місць, машин, виробничих процесів та окремих виробництв передбачено пошук об'єктивного критерію (показника) рівня небезпеки для конкретного об'єкта. Для того, щоб оцінку рівня небезпеки певного об'єкта чи явища запровадити на виробництві, необхідний простий і доступний метод обчислення значень ймовірностей будь-якого випадкового явища. Основні принципи даного методу полягають у тому, що на основі обстеження робочого місця виявляють виробничі небезпеки аварійні та травмонебезпечні ситуації. При оцінці ситуації визначають події, які можуть стати головною подією при побудові логіко імітаційної моделі. Після цього будують модель ("дерево помилок і відмов оператора"). При цьому важливе значення має правильний вибір головної випадкової події. Головна випадкова подія в даному випадку травма, модель якої побудована на (рис. 4.1). Для побудови даної моделі ("дерева") травми використовують оператори "І" та "АБО", після цього виконують набір ситуацій, які призвели до цієї події, яку вибрано як головною, після визначення ситуації, що привела до травми визначаємо інші такі події, що входять до кожної такої ситуації. Процес побудови моделі триває поки не будуть здійснені усі базові події, що визначають межу моделі.

Небажана подія – втрата працездатності робітника, який працював з обладнанням по переробці зерна із-за отримання травми від ураження струмом.

Початкова подія – у нашому випадку початкова подія це є травма робітника під час роботи.

Події, які можуть впливати на хід подій за час від початкової до небажаної події: наявність струму на корпусі електрообладнання; дотик робітника оголеними частинами тіла до корпусу.

Інтервал часу від початкової до небажаної події залежить від величини струму, який є на корпусі.

Чинники та обставини, які впливають на хід подій за час від початкової до небажаної події можуть бути такими:

Наявність струму на корпусі обладнання:

а) відсутність захисного заземлення:

- не виконувалося заземлення;
- пошкоджено захисне заземлення.

б) пошкодження ізоляції та вихід з ладу складових машини:

- відсутність профілактичних заходів;
- спрацювання складових машин;
- неправильна експлуатація.

Дотик робітника оголеними частинами тіла до корпусу електрообладнання:

а) недотримання правил техніки безпеки:

- відсутність захисного щита;
- недотримання правил вибору взуття;
- незнання правил техніки безпеки;

б) невикористання засобів індивідуального захисту та відповідного інструменту:

- відсутність засобів індивідуального захисту;
- халатність робітника.

Зв'язок подій, факторів та обставин за час від початкової події до небажаної події:

Сучасними науковцями вже доказано, що стан робочого місця впливає не тільки на умови роботи, але процес виробництва в цілому. Такі чинники, відсутність засобів індивідуального захисту, невиконання профілактичних

заходів щодо огляду робочого місця, нехтування правилами техніки безпеки можуть бути причиною травмування робітника.

Назвати можливі заходи та засоби запобігання дії шкідливого чинника

Для нашого випадку це є:

- проведення профілактичних заходів;
- збільшення асигнування на заходи з охорони праці;
- завчасне проведення інструктажів з охорони праці.

Таблиця 4.1 – Ймовірності подій виникнення небезпеки

Шифр	Назва події	Ймовірність
P ₁	Відсутність захисного заземлення	0,03
P ₂	Пошкодження захисного заземлення	0,01
P ₃	Спрацювання складових машини	0,1
P ₄	Неправильна експлуатація машини	0,02
P ₅	Відсутність профілактичних заходів	0,1
P ₆	Відсутність захисного щита	0,1
P ₇	Недотримання правил вибору взуття	0,1
P ₈	Незнання правил техніки безпеки	0,2
P ₉	Відсутність засобів індивідуального захисту	0,3
P ₁₀	Халатність	0,05

Назвати можливе втручання людини в процес та можливі помилки при цьому:

Людина може втручатися у любую подію, це досить природно. Щодо конкретного випадку, то на першому етапі, це втручання людини у виробничий процес, тобто дотримання правил техніки безпеки, проведення

профілактичного огляду перед початком роботи, відкинути халатність під час виконання операцій.

Після обчислення ймовірностей всіх подій, починаючи з лівої нижньої гілки "дерева", позначаємо номерами всі випадкові події, що увійшли до даної моделі. Потім модель представляємо до математичного виконання ймовірностей випадкових подій, застосовуючи формули:

1. Базові події з ймовірностями P_1 і P_2 за допомогою оператора "І" входять у наступну третю подію. Тоді ймовірність виникнення цієї події P_3 можна визначити так:

$$P_3 = P_1 P_2 \quad (4.1)$$

2. За допомогою оператора "І" три події з ймовірностями P_1 , P_2 і P_3 формують четверту випадкову подію. Тоді ймовірність цієї події P_4 обчислюють так:

$$P_4 = P_1 P_2 P_3 \cdot \text{л.} \quad (4.2)$$

3. Оператор "І" об'єднує n події з ймовірностями $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$ тоді ймовірність вихідної події P буде

$$P = P_1 P_2 \dots P_n. \quad (4.3)$$

4. Дві базові події з ймовірностями P_1 і P_2 за допомогою оператора "АБО" входять до третьої події. Тоді ймовірність P_3 буде

$$P_3 = P_1 + P_2 - P_1 P_2. \quad (4.4)$$

5. Оператор "АБО" об'єднує три базові події з ймовірностями P_1, P_2, P_3 , які за допомогою цього оператора входять у наступні події з ймовірністю P_4 . Тоді ймовірність цієї події можна визначити за формулою

$$P_4 = P_1 + P_2 + P_3 - P_1 P_2 - P_2 P_3 - P_1 P_3 + P_1 P_2 P_3. \quad (4.5)$$

6. Якщо до оператора "АБО" входять чотири і більше випадкових базових події з відомими значеннями ймовірностей, то для спрощення обчислень їх згруповують по дві або по три події і застосовують наведені формули. Після визначення ймовірностей вихідних подій кожної з таких груп, їх знову необхідно згрупувати і провести аналогічні обчислення, аж поки не залишаться дві або три події, над якими необхідно провести ті ж операції. Так поступово обчислюючи ймовірність вихідних подій кожного окремого розгалуження, наближаємось до головної події і обчислюємо ймовірність її виникнення.

Для проведення обчислень ймовірності травми використовуємо логіко-імітаційну модель процесу її формування (рис. 4.1).

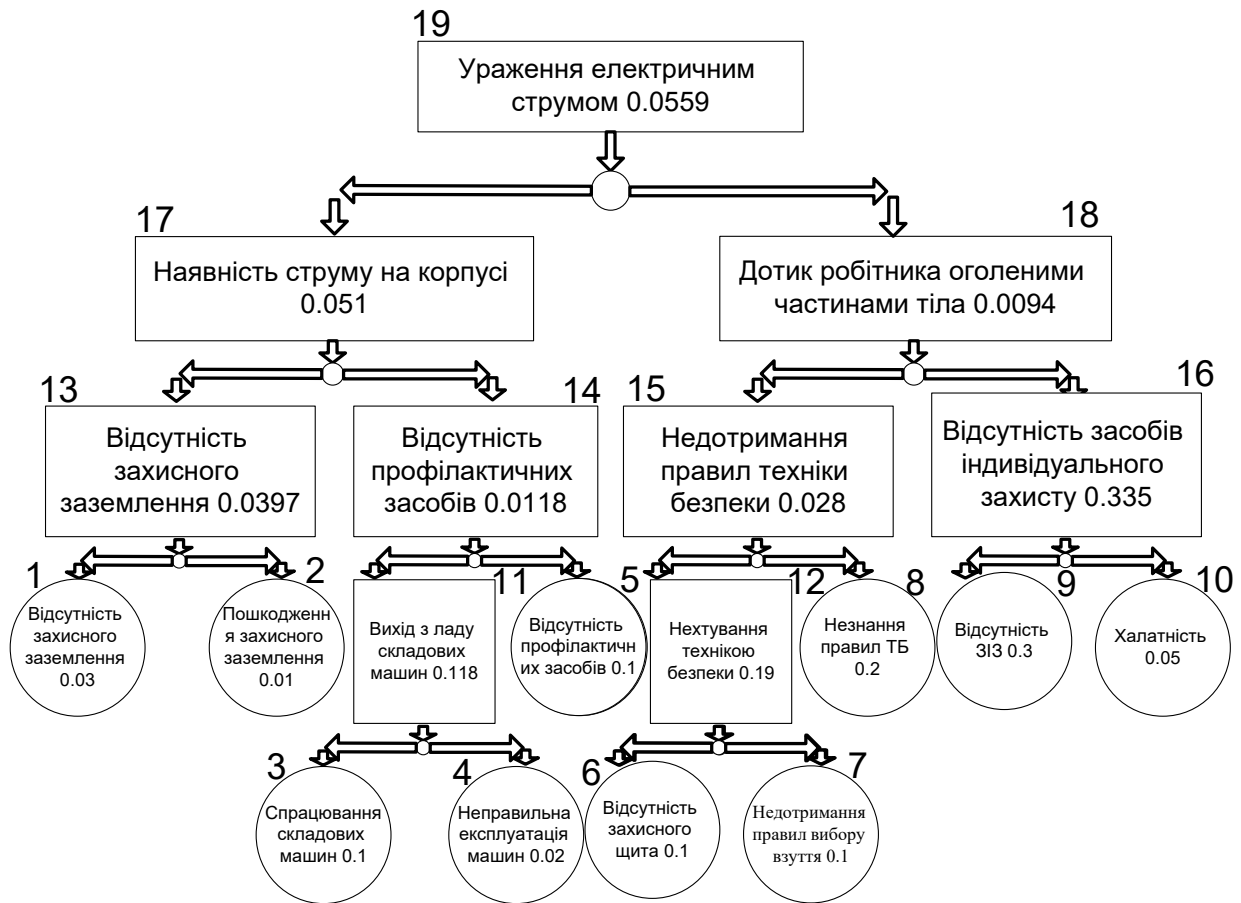


Рисунок 4.1 – Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травм при роботі з електрообладнанням

Підставивши дані ймовірностей базових подій у формулу (4.4), Отримаємо ймовірність події 13:

$$P_{13} = 0,03 + 0,01 - 0,03 \cdot 0,01 = 0,0397.$$

Аналогічно визначаємо ймовірність інших подій:

$$P_{11} = P_4 + P_5 - P_4 P_5 ; \quad (4.6)$$

$$P_{11} = 0,02 + 0,1 \cdot 0,02 \cdot 0,1 = 0,118.$$

$$P_{12} = P_6 + P_7 - P_6 P_7 ; \quad (4.7)$$

$$P_{12} = 0,1 + 0,1 \cdot 0,1 \cdot 0,1 = 0,19.$$

$$P_{16} = P_9 + P_{10} - P_9 P_{10} ; \quad (4.8)$$

$$P_{16} = 0,3 + 0,05 \cdot 0,3 \cdot 0,05 = 0,335.$$

$$P_{14} = P_{11} P_5 ; \quad (4.9)$$

$$P_{14} = 0,118 \cdot 0,1 = 0,0118.$$

$$P_{15} = P_{12} P_8 ; \quad (4.10)$$

$$P_{15} = 0,19 \cdot 0,2 = 0,028.$$

$$P_{17} = P_{13} + P_{14} - P_{13}P_{14}; \quad (4.11)$$

$$P_{17} = 0,0397 + 0,0118 - 0,0397 \cdot 0,0118 = 0,051.$$

$$P_{18} = P_{15} \cdot P_{16}; \quad (4.12)$$

$$P_{18} = 0,028 \cdot 0,335 = 0,0094.$$

$$P_{19} = P_{17} + P_{18} - P_{17} \cdot P_{18}; \quad (4.13)$$

$$P_{19} = 0,0094 + 0,051 - 0,0094 \cdot 0,051 = 0,0599.$$

Таким чином на під час роботи електрообладнання переробного підприємства при наявності тих недоліків з охорони праці, які відображені у базових подіях на 100 таких місць, можна очікувати 5,99 травми. Якщо зазначені недоліки негайно усунути (підвищити професійний рівень працюючих, поліпшити контроль та виготовити необхідну кількість 313, профілактичних засобів за всіма вимогами безпеки), то можна побачити на моделі шляхом повторного розрахунку, що рівень небезпеки буде наближатися до 0, а рівень безпеки – до 1.

4.2 Безпека у надзвичайних ситуаціях

Цивільний захист – це система організаційних, інженерно-технічних, санітарно-гігієнічних, протиепідемічних та інших заходів, які здійснюються центральними і місцевими органами виконавчої влади, органами місцевого самоврядування, підпорядкованими їм силами і засобами, підприємствами, установами та організаціями незалежно від форм власності, добровільними рятувальними формуваннями, що забезпечують виконання цих заходів з метою запобігання та ліквідації надзвичайних ситуацій, які загрожують життю та здоров'ю людей, завдають матеріальних збитків у мирний час і в особливий період.

Цивільний захист здійснюється з метою:

- Реалізації державної політики, спрямованої на забезпечення безпеки та захисту населення територій, матеріальних та культурних цінностей, довкілля

від негативних наслідків надзвичайних ситуацій у мирний час та в особливий період.

- Подолання наслідків надзвичайних ситуацій, у тому числі наслідків надзвичайних ситуацій на територіях іноземних держав відповідно до міжнародних договорів України, згода на обов'язковість яких надана Верховною Радою України.

Цивільний захист базується на наступних принципах:

- Гарантування державою громадянам конституційного права на захист життя, здоров'я та їх майна, а юридичним особам – права на безпечне функціонування.

- Добровільності при залученні людей до здійснення заходів у сфері цивільного захисту, пов'язаних з ризиком для життя і здоров'я.

- Комплексного підходу до вирішення завдань цивільного захисту.

- Створення системи раціональної превентивної безпеки з метою максимально можливого економічно обґрунтованого зменшення ймовірності виникнення надзвичайних ситуацій і мінімізації їх наслідків.

- Територіальності та функціональності єдиної системи цивільного захисту

- Мінімізації заподіяння шкоди довкіллю.

Основними завданнями цивільного захисту є:

- Збір та аналітичне опрацювання інформації про надзвичайні ситуації.

- Прогнозування та оцінка соціально-економічних наслідків надзвичайних ситуацій.

- Здійснення нагляду і контролю у сфері цивільного захисту.

- Розробка і виконання законодавчих та інших нормативно - правових актів, дотримання норм і стандартів у сфері цивільного захисту.

- Розробка і здійснення запобіжних заходів у сфері цивільного захисту.

- Створення, збереження і раціональне використання матеріальних ресурсів необхідних для запобігання надзвичайним ситуаціям.

- Розробка та виконання науково-технічних програм, спрямованих на запобігання надзвичайним ситуаціям.
- Оперативне оповіщення населення про виникнення або загрозу виникнення НС, своєчасне достовірне інформування про обстановку яка складається та заходи, що вживаються для запобігання надзвичайним ситуаціям та подолання їх наслідків.
- Організація захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій, надання невідкладної психологічної, медичної та іншої допомоги потерпілим.
- Проведення невідкладних робіт із ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій та організація життєзабезпечення постраждалого населення.
- Забезпечення постійної готовності сил та засобів цивільного захисту до запобігання надзвичайним ситуаціям та ліквідації їх наслідків.
- Надання з використанням засобів цивільного захисту оперативної допомоги населенню в разі виникнення несприятливих побутових або нестандартних ситуацій.

Навчання населення способам захисту в разі виникнення надзвичайних, несприятливих побутових або нестандартних ситуацій та організація тренувань.

РОЗДІЛ 5

ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ

Споживання електроенергії за рік становить 750 000 кВт·год. Для розрахунку терміну окупності приймаємо вартість електроенергії 4,32 грн/кВт·год, тому річна вартість електроенергії

$$750\,000 \cdot 4,32 = 3\,240\,000 \text{ грн.}$$

Якщо коефіцієнт потужності становить 0,8, то підприємство має додатково платити орієнтовно 7% від вартості спожитої електроенергії

$$3\,240\,000 \cdot 0,07 = 226\,800 \text{ грн.}$$

Орієнтовна ціна за систему автоматичного керування коефіцієнтом потужності: 122 000 грн.

Час окупності становить:

$$T = 122\,000 / 226\,800 = 0,53 \text{ років}$$

Отримані техніко-економічні параметри зводимо в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Техніко - економічні параметри

Показник	Величина
Вартість спожитої енергії, грн.	3 240 000
Коефіцієнт потужності без компенсуючих пристроїв	0,8
Надбавка, % грн.	7 226 800
Коефіцієнт потужності з компенсуючим пристроєм	0,92
Капітальні затрати на запропоновану систему компенсації, грн.	122 000
Термін окупності, років	0,53

ВИСНОВКИ

- 1 У кваліфікаційній роботі проаналізовано питання коефіцієнта потужності, причини його зниження, способи та засоби його покращення, зокрема визначено доцільність використання автоматичного регулювання за допомогою конденсаторних батарей із мікропроцесорним керуванням
- 2 Розраховано електропостачання птахофабрики, вибрано відповідне обладнання системи електропостачання, а саме трансформаторну підстанцію, проводи живлення ліній 10 та 0,4 кВ. Було розраховано потужність конденсаторної установки для компенсації реактивної потужності і вибрано пристрій компенсації із мікропроцесорним регулятором.
- 3 Розроблено модель системи електропостачання птахофабрики і проведено дослідження її роботи на предмет регулювання коефіцієнта потужності. Проведені дослідження показали ефективність використання пристрою компенсації реактивної потужності навантаження, оскільки у більшості випадків установка забезпечувала коефіцієнт потужності більше 0,9, як і була спроектована мережа електропостачання.
- 4 У кваліфікаційній роботі проаналізовано питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях, а саме визначено ймовірність виникнення травм та розроблено заходи безпеки у надзвичайних ситуаціях.
- 5 Розраховано час окупності системи автоматичного регулювання коефіцієнта потужності, який виявився 0,53 року.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

- 1 Василега П. О. Електропостачання: навчальний посібник. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
- 2 Геврик Є. О. Безпека життєдіяльності. Київ: Ельга-Н, КНТ, 2007 р. 384 с.
- 3 Гряник Г.М., Лехман С. Д., Бутко Д. А. Охорона праці Київ: Урожай 1994 р. 271 с.
- 4 Гончарук В.Є., Качан С. І., Орел С. М., Пуцило В. І. Оцінка обстановки у надзвичайних ситуаціях: навч. посіб. Київ: Львів, 2004 р. 136 с.
- 5 Давиденко Л. В., Коменда Н. В., Давиденко В. А., Євсюк М. М. Електропостачання промислових об'єктів: практикум. Луцьк: ВІП ЛНТУ, 2022. 244 с.
- 6 Дурняк Б.В., Чумакевич В.О., Лях І.М., Яцун А.М Основи електропостачання агропромислового комплексу: Навч.посіб. Львів: Українська академія друкарства, 2017 р. 544 с.
- 7 Електропривід сільськогосподарських машин, агрегатів Е45 та поточкових ліній: Підручник . Є.Л. Жулай та ін. Київ: Вища освіта, 2001 р. 288с.
- 8 Журахівський А. В., Кінаш Б. М., Пастух О. Р. Надійність електричних систем і мереж: навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 280 с.
- 9 Запобігання аварійності і травматизму у сільському господарстві. Лехман С.Д. та ін. Київ : Урожай, 1993 р. 272 с.
- 10 Злобін Ю. А. Основи екології. Київ: Лібра, 1998 р. 246 с.
- 11 Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства: навчальний посібник. Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
- 12 Козирський В. В., Каплун В. В., Волошин С. М. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник. Київ: Аграрна освіта, 2011. 448 с.

- 13 Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. Тернопіль: Підручники і посібники, 2001 р.
- 14 Лехман С. Д., Рубльов В. І., Рябцев Б. І. Запобігання аварійності і травматизму у сільському господарстві. Київ: Урожай, 1993 р. 267 с.
- 15 Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електроенергетики та електропостачання: підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2009. 436 с.
- 16 Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств: підручник для студентів електромеханічних спеціальностей. Харків: ФОП Панов А. М., 2016. 272 с.
- 17 Основи охорони праці. Купник М.П. і ін. Київ: Основа, 2000 р. 41с.
- 18 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: ДНАОП 0.00 – 1.21 – 98. Офіц. вид. Київ: Держбуд України, 2001 р. 24 с.
- 19 Рудницький В.Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: навчальний посібник. Суми: ВТД «Університетська книга», 2012. 280с.
- 20 Сегеда М.І Теоретичні основи електротехніки: Навч.посіб. Тернопіль, ТДУ, 2003 р. 350 с.
- 21 Черемісін М. М., Зубко В. М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: навч. посіб. Харків: Факт, 2005 р. 168 с.
- 22 Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.
- 23 Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. Донецьк: НГУ, 2015. 540 с.