

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:
**«КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ АГРАРНОГО ПІДПРИЄМСТВА»**

Виконав: студент VI курсу
групи Ен – 62 спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка».
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

_____ Кузьмич В. П.
(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**

Кузьмичу Володимиру Петровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Компенсація реактивної потужності в системі електропостачання аграрного 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. Компенсація реактивної потужності

2. Електропостачання підприємства

3. Аналіз роботи схеми 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 компенсації реактивної потужності</i>	<i>28.02.2025 – 1.05.2025</i>	
2	<i>Розрахунок електропостачання підприємства</i>	<i>2.05.2025 – 1.08.2025</i>	
3	<i>Аналіз роботи систем 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 Кузьмич В. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

УДК 621.313:63

Р Е Ф Е Р А Т

Кузьмич В. П. «Компенсація реактивної потужності в системі електропостачання аграрного підприємства». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького, 2025 р. 59 с. текстової частини, 19 таблиць, 14 рисунків, 19 джерела посилання.

У кваліфікаційній роботі: проведено аналіз питання реактивної потужності, причини її збільшення, способи та засоби її зниження; проведено розрахунок та вибір елементів системи електропостачання ферми ВРХ зокрема комплектної трансформаторної підстанції та провідникової продукції, розраховано потужність конденсаторної установки; побудовано модель системи електропостачання в однофазному виконанні в середовищі MATLAB/Simulink із конденсаторною установкою, проведено дослід її роботи з пристроєм компенсації та без нього; розглянуто питання охорони праці, а також визначено термін окупності пристрою компенсації.

Ключові слова: реактивна потужність, коефіцієнт потужності, компенсація реактивної потужності, пристрій компенсації, мікропроцесорний регулятор, розрахунок електропостачання, комплектна трансформаторна підстанція, провідники живлення, модель системи електропостачання, моделювання, результати експерименту, термін окупності.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	9
1.1 Типи потужності	9
1.2 Причини збільшення реактивної потужності	11
1.3 Організаційні заходи зменшення реактивної потужності	13
1.4 Технічні засоби компенсації реактивної потужності	17
1.5 Мікропроцесорні пристрої компенсації реактивної потужності	23
2 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА	28
2.1 Вибір схеми електричної мережі та місця розташування підстанції	28
2.2 Визначення розрахункових навантажень	29
2.3 Вибір трансформаторів підстанції 10/0,4 кВ	33
2.4 Вибір перерізів проводів і розрахунок мереж	34
2.5 Витрати електроенергії в електричній мережі	38
2.6 Вибір трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ	39
2.7 Компенсація реактивної потужності навантаження	39
РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	43
3.1 Побудова моделі системи електропостачання	43
3.2 Дослідження роботи системи електропостачання	44
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	48
4.1 Логіко-імітаційне моделювання процесів виникнення травм та аварій	48
4.2 Безпека у надзвичайних ситуаціях	52
РОЗДІЛ 5 ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ	54
ВИСНОВКИ	56
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	57

ВСТУП

Актуальність роботи. Вся електрична енергія, яка виробляється на електростанціях і підстанціях та використовується різноманітними споживачами, поділяється на активну і реактивну енергію. Активна енергія відповідає за корисну роботу електроприймачів, таких як електродвигуни, печі, освітлювальні пристрої, зварювальні агрегати тощо. Вона перетворюється в цих пристроях на інші види енергії — механічну, теплову, світлову тощо. Реактивна енергія не виконує корисної роботи, а використовується для створення магнітного потоку в асинхронних двигунах, трансформаторах, синхронних машинах та іншому електрообладнанні. Основне її завдання пов'язане з процесом намагнічування сталевих сердечників. При цьому реактивна енергія рухається від джерела живлення (наприклад, генератора) до навантаження, а потім повертається назад до джерела. Присутність реактивної енергії в енергосистемі суттєво впливає на її функціонування та економічну ефективність.

Збільшення реактивної потужності призводить до зниження $\cos\varphi$, що ускладнює ефективне використання встановленої потужності генератора чи трансформатора. Наприклад, якщо на підстанції встановлено трансформатор із номінальною потужністю 1000 кВА, при коефіцієнті потужності навантаження 0,5 він зможе забезпечити лише 500 кВт активної потужності без перевищення допустимого струмового навантаження. Якщо ж підвищити коефіцієнт потужності до 0,85, то активна потужність зросте до 850 кВт, що становить збільшення у 1,7 рази. Величина реактивної потужності залежить від напруги та частоти струму в мережі. Наприклад, збільшення напруги на 1% чи зниження частоти може викликати ріст реактивної потужності асинхронного двигуна або трансформатора на 2-3%. Збільшення реактивної потужності за сталого рівня активної призводить до підвищення струму в електропроводах. Це змушує збільшувати переріз ліній електропередач і обсяги металу для їхнього виробництва. На виробничих підприємствах основними споживачами реактивної енергії виступають асинхронні двигуни, які споживають близько 65-70%

загального обсягу реактивної енергії. Трансформатори займають частку в 20-25%, а решта, близько 10%, припадає на повітряні мережі та інше електрообладнання. Раціональне використання електроенергії є ключовим питанням для оптимізації енергозатрат і підвищення ефективності підприємств.

Розподіл електроспоживання та формування рахунків за електроенергію є ключовими аспектами досягнення ефективного використання ресурсів. Основний тип навантаження має активний індуктивний характер, при цьому для компенсації впливу індуктивного навантаження використовується батарея конденсаторів. Показник питомої витрати електроенергії на створення одиниці продукції визначається відповідно до технологічного рівня підприємства та організації його виробничих процесів. Для оцінювання питомої потужності, що споживається, слід орієнтуватися на принцип розподілу за виробничими процесами. Важливо враховувати, що загальне споживання електроенергії включає витрати на основні технологічні операції, діяльність допоміжних цехів, зовнішній транспорт, а також втрати в електромережах і трансформаторах. Проведення аналізу енергоспоживання дозволяє виявити, які виробничі ділянки використовують найбільше електроенергії, а також оцінити ефективність організації робочих місць та ділянок щодо економного споживання. На основі питомих значень електроспоживання не лише легко визначити виробничий попит на електроенергію, але й забезпечити контроль її використання в кожному структурному підрозділі підприємства. Успішне впровадження заходів із нормування електроспоживання неможливе без попереднього аналізу фактичного обсягу споживаної енергії на рівні конкретного виробництва.

На підприємстві використовується велика кількість електрообладнання, яке працює в різних режимах: від номінального навантаження до станів перевантаження, недовантаження та холостого ходу. Унаслідок цього коефіцієнт потужності рідко відповідає номінальному значенню. Ба більше, навіть при роботі двигунів у номінальному режимі багато з них характеризуються коефіцієнтом потужності, меншим за 0,9. Тому для забезпечення належного рівня коефіцієнта потужності майже кожному підприємству необхідно встановлювати

пристрої компенсації реактивної потужності, їх термін окупності становить від 0,5 до 3,5 років. Дослідження в цій сфері рекомендується здійснювати із застосуванням сучасних методів і аналітичних інструментів, таких як моделювання. Найбільш ефективним рішенням у цьому випадку є використання програмного середовища MATLAB/Simulink.

Об'єкт дослідження: компенсацією реактивної потужності в системі електропостачання аграрного підприємства.

Мета роботи: розрахувати мережу електропостачання, побудувати її модель та дослідити вплив пристрою компенсації реактивної потужності на струми в системі електропостачання аграрного підприємства.

Завдання дослідження:

- проаналізувати питання реактивної потужності, причини збільшення, заходи та засоби її зменшення;
- розрахувати елементи системи електропостачання аграрного підприємства, вибрати необхідне обладнання, зокрема пристрій компенсації реактивної потужності;
- побудувати модель системи електропостачання та провести дослідження її роботи з та без пристрою компенсації;
- розглянути питання охорони праці;
- визначити термін окупності.

РОЗДІЛ 1

1 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

1.1 Типи потужності

Потужність — це фізична величина, що характеризує кількість роботи, яку виконує фізична система за певну одиницю часу. В електротехніці електрична потужність є однією з ключових характеристик будь-якого приладу (споживача). Вона виражається у ватах (Вт) або кіловатах (кВт). Цю фундаментальну залежність описує наступне рівняння:

$$P = \frac{W}{t}$$

Де:

W – робота [Дж];

t – час, [с].

Існують три види потужності, які графічно описують так званий трикутник потужності: активна потужність; реактивна потужність; повна потужність.

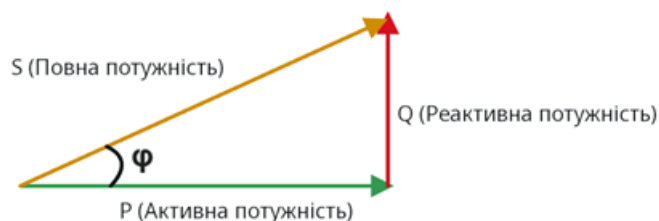


Рисунок 1.1 Трикутник потужності

Таким чином по математичній інтерпретації, геометрична сума активної потужності (P) і реактивної потужності (Q) дорівнює повній потужності (S).

Активна потужність, яку ще називають корисною, — це та енергія, що безпосередньо йде на роботу приладу: нагрівання, рух або освітлення. Її вимірюють у ватах (Вт), і ось її математичний опис:

$$P = U * I * \cos\varphi$$

Де:

P – активна потужність [Вт];

U – напруга електричного струму [В];

I – сила електричного струму [А];

$\cos\phi$ – коефіцієнт потужності.

Активну потужність знаходять як усереднене значення миттєвої потужності, а вимірюють її за допомогою ватметра. Варто також зазначити, що у трипровідних системах для цього часто застосовують спеціальну схему Арона.

Реактивна потужність, на відміну від активної, не виконує корисної роботи (як-от нагрівання чи рух). Її завдання — створювати та підтримувати енергію в магнітних та електричних полях. Без неї не могли б функціонувати такі пристрої, як електродвигуни та трансформатори. Це ніби "технічна" потужність, необхідна для самої роботи обладнання.

$$Q = U * I * \sin\phi$$

Де:

Q – реактивна потужність [ВАр];

U – напруга електричного струму [В];

I – сила електричного струму [А];

$\sin\phi$ – синус кута зсуву фаз між діючими значеннями струму і напруги.

Реактивну потужність розділяють на два основні типи, в залежності від джерела її виникнення:

- ємнісна (Q_c), цей тип потужності генерується конденсаторами або навіть просто довгими кабельними лініями, що передають струм;
- індуктивна (Q_L), Цей тип, навпаки, "споживається" пристроями, що мають обмотки; найпоширеніші приклади — це електродвигуни та трансформатори.

Повна потужність — це величина, що показує загальне навантаження на мережу. Її можна розрахувати як добуток діючих значень напруги та струму ($S=U*I$) без урахування їхнього зсуву фаз.

Назва "повна" означає, що ця потужність об'єднує в собі обидва компоненти: і активний, і реактивний. Вона є їхньою не просто арифметичною, але геометричною сумою.

1.2 Причини збільшення реактивної потужності

Збільшення споживання реактивної потужності в електричних мережах, є серйозною техніко-економічною проблемою, особливо на промислових підприємствах. Вона призводить до зниження коефіцієнта потужності ($\cos\phi$), що, що зрештою, спричиняє додаткові втрати активної потужності на лініях електропередач, кабелях та трансформаторах. Також вимагає використання обладнання (наприклад, кабелів) більшого перерізу.

Основними причинами даного явища є наявність споживачів індуктивного характеру та неефективні режими їх експлуатації.

Наявність індуктивних споживачів

Основною та неминучою причина споживання реактивної потужності є наявність в мережі обладнання, що працює на принципі електромагнітної індукції. Для створення та підтримки змінного магнітного поля, яке є основою їхньої роботи, ці пристрої безперервно "позичають" енергію з мережі та повертають її назад кожного півперіоду. Саме ця енергія, що циркулює, і є реактивною потужністю.

До основних споживачів реактивної потужності належать:

- асинхронні електродвигуни: абсолютний лідер у споживанні реактивної потужності; на промислових підприємствах на них припадає до 60-65% усього реактивного навантаження; саме вони є "серцем" будь-якого виробництва і приводять у рух верстати, насоси, компресори, вентилятори, конвеєри, підйомно-транспортні механізми; їм необхідна значна кількість реактивної потужності для створення обертового магнітного поля в статорі;
- трансформатори: силові трансформатори (на заводських, цехових та розподільчих підстанціях) є другим за величиною споживачем; вони споживають

20-25% реактивної потужності; ця енергія потрібна для намагнічування їхнього осердя (магнітопроводу) для процесу передачі енергії з одного рівня напруги на інший;

- інше індуктивне обладнання: решта 10-15% припадає на специфічне обладнання, таке як: зварювальні апарати (особливо старі трансформаторні моделі); електричні печі (індукційні та дугові), що використовуються в металургії; вентильні перетворювачі (випрямлячі); люмінесцентне освітлення зі старими електромагнітними баластами (дроселями); лінії електропередач (ЛЕП), які самі по собі мають індуктивність.

Неефективні режими експлуатації

Сама по собі наявність двигунів та трансформаторів — це норма. Проблема виникає тоді, коли це обладнання використовується неефективно. Кількість споживаної реактивної потужності сильно залежить від режиму роботи споживача.

Ключовий фактор — недовантаження обладнання.

Це є найпоширенішою та найсерйознішою причиною надмірного споживання реактивної потужності. Вона виникає, коли реальне навантаження на валу двигуна значно менше за його номінальну (паспортну) потужність.

Чому це проблема? Справа у співвідношенні потужностей;

- активна потужність (P), яку споживає двигун, прямо пропорційна механічній роботі на його валу; якщо навантаження мале — P теж мала;
- реактивна потужність (Q), необхідна для створення магнітного поля, майже не залежить від навантаження і залишається практично постійною, доки двигун увімкнений.

Коли двигун працює з повним навантаженням, його $\cos\varphi$ близький до паспортного (наприклад, 0,85). Але коли той самий двигун працює лише на 30-40% від номіналу, він споживає значно менше активної потужності (P), але майже ту ж саму реактивну (Q). Це різко погіршує співвідношення між ними, і $\cos\varphi$ падає до 0,5-0,6.

Екстремальний випадок — робота на холостому ході.

Це найгірший режим роботи для індуктивного споживача. Саме коли двигун або трансформатор працює в режимі холостого ходу (тобто, трансформатор увімкнений, але не живить навантаження, або двигун обертається, але не приводить нічого в рух):

- активна потужність (P) прямує до нуля (споживається лише мінімум на покриття власних втрат: тертя в підшипниках, нагрів обмоток);
- реактивна потужність (Q) залишається практично на тому ж високому рівні, що й при роботі.

В результаті, $\cos\phi$ такого споживача стає катастрофічно низьким — до 0,2-0,4. Це означає, що по мережі циркулює величезний струм, який майже не виконує корисної роботи, а лише нагріває проводи.

Причина недовантаження — неправильний підбір обладнання.

Недовантаження та робота на холостому ходу часто є наслідком помилок проектування. Поширена практика це вибір двигунів та трансформаторів "із запасом". Наприклад, для насоса, якому потрібен двигун на 7 кВт, встановлюють двигун на 11 кВт "про всяк випадок".

Тоді цей 11-кіловатний двигун постійно працює в режимі недовантаження, маючи низький $\cos\phi$ і неефективно використовуючи електроенергію.

Отже, головною причиною збільшення реактивної потужності є їхня нерациональна експлуатація, зокрема робота в режимах неповного навантаження та холостого ходу, а не просто наявність індуктивних споживачів.

1.3 Організаційні заходи зменшення реактивної потужності

Компенсація реактивної потужності (РП) є одним з ключових завдань енергозбереження на будь-якому промисловому підприємстві. Перш ніж впроваджувати дорогі технічні засоби (наприклад, конденсаторні установки), необхідно реалізувати організаційні заходи. Це комплекс першочергових, переважно маловитратних або безоплатних дій, спрямованих не на компенсацію

вже згенерованої РП, а на зменшення її первинного споживання в самому обладнанні.

Ефективність цих заходів ґрунтується на раціоналізації виробничих процесів, підвищенні операційної дисципліни та грамотній експлуатації існуючого електрообладнання.

Енергетичний аудит та аналіз режимів роботи

Першим і фундаментальним кроком є аналіз. Неможливо керувати тим, що не вимірюється.

Проведення енергетичного аудиту полягає у встановленні контрольно-вимірювальних приладів (стаціонарних чи портативних аналізаторів якості електроенергії) на ключових точках мережі: на головному вводі, на вводах в окремі цехи та на лініях, що живлять найбільш потужних споживачів.

Аудит дозволяє:

- виявити "головних" споживачів реактивної потужності: точно визначити, які саме верстати, насоси чи трансформатори генерують найбільше реактивного навантаження;
- побудувати добові графіки: проаналізувати, як змінюється споживання активної (P), реактивної (Q) потужності та коефіцієнта потужності ($\cos\phi$) протягом робочої зміни, доби та тижня;
- ідентифікувати проблеми: побачити піки споживання РП та, що найважливіше, зіставити їх з технологічними процесами; наприклад, аудит може показати, що $\cos\phi$ катастрофічно падає під час нічної зміни або перерв, коли основне обладнання працює вхолосту.

Оптимізація парку асинхронних електродвигунів

Асинхронні двигуни (АД) є головними споживачами РП (до 60-65% від усього обсягу). Найбільш неефективно вони працюють у режимі недовантаження.

Проблема "запасу потужності": При проектуванні або ремонтах часто встановлюють двигуни із завищеною потужністю ("про всяк випадок"). Наприклад, для приводу, що вимагає 7 кВт, встановлюють двигун на 11 кВт:

- чому це погано: реактивна потужність, яку споживає двигун для створення магнітного поля, майже не залежить від навантаження на валу; активна ж потужність прямо пропорційна корисній роботі;

- результат: коли двигун недовантажений (працює на 30-40% від номіналу), він споживає мало активної потужності (P), але майже повну реактивну (Q); це призводить до різкого падіння $\cos\phi$ (до 0,4-0,6 замість паспортних 0,85).

Організаційним заходом є проведення ревізії парку асинхронних двигунів. На основі даних аудиту виявити хронічно недовантажені двигуни та замінити їх на двигуни меншої, але оптимальної потужності. Це радикально знижує споживання реактивної потужності у самому джерелі.

Боротьба з холостим ходом обладнання

Найгірший режим роботи для мережі — холостий хід індуктивних споживачів (двигунів, трансформаторів, зварювальних апаратів).

У цьому режимі:

- активна потужність (P) близька до нуля (витрачається лише на подолання тертя та нагрів);
- реактивна потужність (Q) залишається практично на номінальному рівні (магнітне поле ж потрібно підтримувати!).

Результатом є коефіцієнт потужності $\cos\phi$, який прямує до нуля (часто падає до 0,1-0,3).

Організаційним заходом є впровадження суворих технологічних регламентів для персоналу. Необхідно заборонити тривалу роботу обладнання в режимі холостого ходу. Наприклад, якщо верстат, насос чи компресор не використовується за технологією більше 5-10 хвилин, він має бути вимкнений, а не залишений "простоювати". Це вимагає посилення контролю з боку майстрів та керівників цехів.

Рационалізація роботи трансформаторів

Трансформатори — другий за величиною споживач реактивної потужності (до 20-25%). Вони також споживають значну реактивну потужність на холостому ході для намагнічування осердя.

Організаційні заходи:

- сезонне/змінне відключення: на багатьох підприємствах для надійності встановлено два паралельних трансформатори на підстанції, кожен з яких завантажений на 30-40%; у періоди низького навантаження (нічна зміна, вихідні, літній період) доцільно відключати один із трансформаторів, перекладаючи все навантаження на інший. Один трансформатор, завантажений на 60-80%, матиме значно вищий ККД та кращий $\cos\phi$, ніж два недовантажених.
- заміна недовантажених трансформаторів: аналогічно до двигунів, якщо аудит показує, що трансформатор цеху роками працює на 20% своєї потужності, його слід замінити на трансформатор відповідної меншої потужності.

Підвищення якості ремонтів та обслуговування

Якість електрообладнання з часом погіршується. Неякісний ремонт може значно збільшити споживання реактивної потужності.

Наприклад, при перемотуванні асинхронного двигуна, якщо ремонтники змінили дані обмотки або після складання збільшився повітряний зазор між статором і ротором, такий двигун буде споживати значно більше реактивної потужності.

Організаційний захід заключається у посиленні контролю за роботою ремонтних служб (як власних, так і підрядних). Необхідно вимагати суворого дотримання паспортних даних та технологій ремонту обладнання.

Організаційні заходи є фундаментом для будь-якої програми енергозбереження. Вони не вимагають значних капіталовкладень, але покладаються на раціональне мислення, аналіз та операційну дисципліну. Лише після того, як вичерпані всі можливості "наведення ладу" з існуючим обладнанням, слід переходити до проєктування та встановлення дорогих технічних засобів компенсації.

1.4 Технічні засоби компенсації реактивної потужності

Якщо організаційні заходи, спрямовані на зменшення первинного споживання реактивної потужності (РП), виявляються недостатніми, або технологічний процес не дозволяє їх повноцінно впровадити, переходять до штучної компенсації.

Суть технічної компенсації полягає у встановленні в мережу підприємства спеціальних пристроїв, які є генераторами реактивної потужності ємнісного характеру (Q_C). Ці пристрої підключаються паралельно до індуктивного навантаження (Q_L) і покривають його потреби в РП безпосередньо в мережі споживача.

В результаті, реактивна потужність, необхідна для роботи двигунів та трансформаторів, перестає циркулювати з енергосистемою через магістральні лінії електропередач. Вона генерується і споживається локально, "всередині" підприємства. Це призводить до підвищення коефіцієнта потужності ($\cos\varphi$) у точці приєднання до зовнішньої мережі, що є головною метою компенсації.

Існує декілька основних видів технічних засобів (компенсуючих пристроїв), вибір яких залежить від характеру навантаження, необхідної точності та економічної доцільності.

Конденсаторні установки (КУ)

Конденсаторні установки (КУ), також відомі як батареї статичних конденсаторів (БСК), є найпоширенішим, найпростішим та економічно найефективнішим засобом компенсації РП у промислових мережах 0,4-10 кВ.

Принцип дії:

В основі лежить властивість конденсатора, увімкненого в мережу змінного струму, випереджати струмом напругу на 90° . Це створює потік ємнісної реактивної потужності, яка має протилежний знак до індуктивної реактивної потужності, споживаної двигунами. Таким чином, індуктивна та ємнісна складові струму взаємно компенсують одна одну.

Переваги конденсаторних установок:

- низька вартість. У порівнянні з іншими засобами, конденсаторні установки мають найнижчу питому вартість за 1 кВАр;
- простота монтажу та експлуатації: не мають рухомих частин, що обертаються;
- висока надійність: сучасні конденсатори мають вбудовані системи захисту та тривалий термін служби;
- низькі втрати активної потужності: втрати в самих конденсаторах дуже малі (близько 0,003-0,005 кВт на 1 кВАр);
- модульність: установку легко масштабувати, додаючи або прибираючи конденсаторні секції.

Недоліки:

- ступінчасте регулювання: потужність змінюється кроками (ступенями), а не плавно;
- чутливість до гармонік: у мережах зі спотвореною формою сигналу (наприклад, через зварювальні апарати чи перетворювачі частоти) конденсатори можуть виходити з ладу або створювати резонанс; у таких випадках застосовують конденсаторні установки з антирезонансними дроселями (фільтрами);
- ризик перекомпенсації: при неправильному керуванні (особливо в години низького навантаження) конденсаторні установки може згенерувати забагато ємнісної реактивної потужності, що призведе до підвищення напруги в мережі.

Залежно від способу керування, конденсаторні установки поділяються на нерегульовані та автоматично регульовані.

Нерегульовані КУ (Індивідуальна та групова компенсація)

Це найпростіший варіант, коли батарея конденсаторів має постійну, незмінну потужність. Їх доцільно використовувати там, де навантаження є сталим протягом тривалого часу:

- індивідуальна компенсація: конденсатор підключається безпосередньо до затискачів окремого потужного споживача (наприклад,

асинхронного двигуна) і вмикається/вимикається одночасно з ним; це ідеальний спосіб, оскільки реактивна потужність компенсується прямо в місці її виникнення;

- групова компенсація: конденсаторна установка підключається до лінії, що живить групу споживачів зі схожим профілем навантаження (наприклад, освітлювальна мережа цеху).

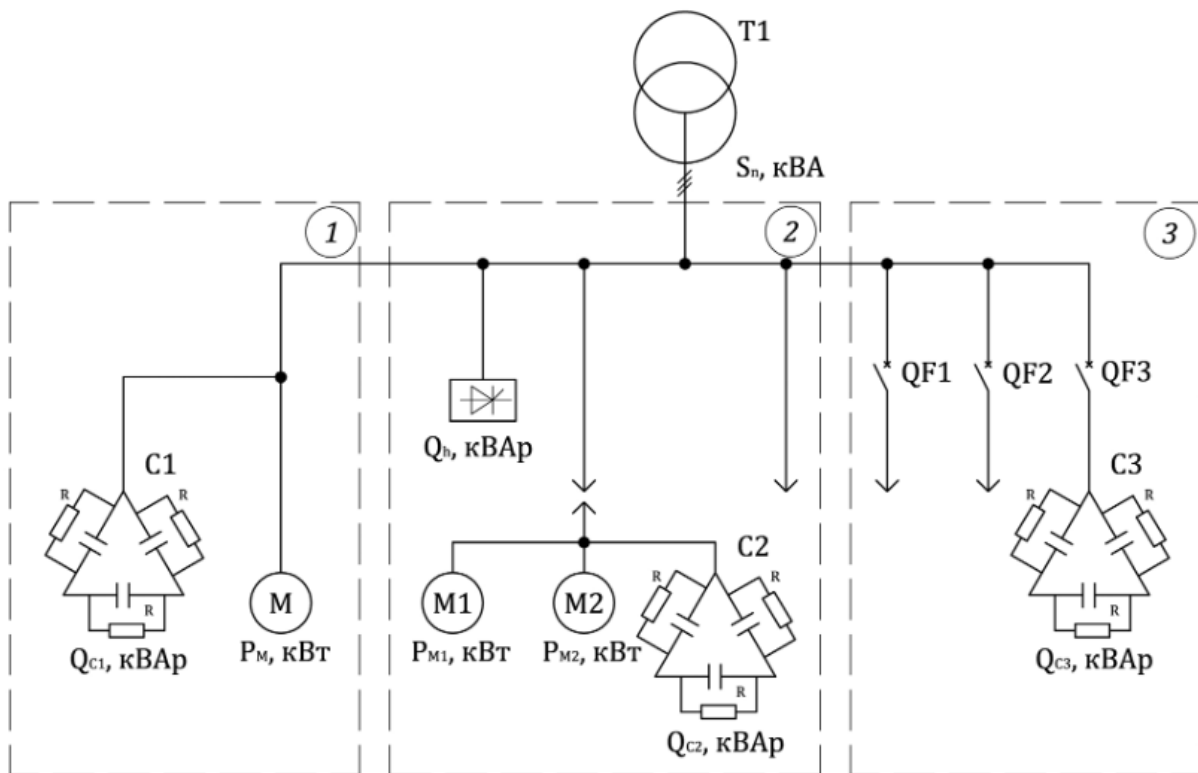


Рисунок 1.2 – Індивідуальна, групова та централізована компенсація
Автоматичні конденсаторні установки (АКУ / УКРМ)

Це найпоширеніший тип для централізованої компенсації (на головному вводі підприємства або цеху). Такі установки необхідні там, де навантаження постійно і хаотично змінюється протягом доби (наприклад, вмикаються/вимикаються верстати).

АКУ складається з:

- мікропроцесорного регулятора: "Мозок" установки;
- ступенів (секцій) конденсаторів: набір батарей різної потужності (наприклад, 5, 10, 20, 20 кВАр);

- контакторів: спеціалізованих комутаційних апаратів, які підключають ступені до мережі за командою регулятора.

Принцип роботи описаний у наступному розділі, присвяченому мікропроцесорним пристроям.



Рисунок 1.3 – Високовольтні конденсаторні установки на 6 кВ або 10 кВ
Синхронні компенсатори (СК)

Синхронний компенсатор — це, по суті, синхронний електродвигун, який працює в режимі холостого ходу (без механічного навантаження на валу).

Принцип дії. Унікальність синхронної машини полягає в тому, що, змінюючи струм збудження в її обмотці ротора, можна керувати характером реактивної потужності, яку вона споживає чи генерує:

- при недостатньому збудженні: машина споживає індуктивну реактивну потужність (працює як двигун);
- при надмірному збудженні: машина генерує ємнісну реактивну потужність (працює як конденсатор).

Цей другий режим і використовується для компенсації.

Переваги синхронного компенсатора:

- плавне регулювання: на відміну від конденсаторної установки, регулювання потужності відбувається абсолютно плавно, що дозволяє дуже точно підтримувати та стабілізувати напругу;
- універсальність: може не тільки генерувати (компенсувати), але й споживати реактивну потужність, що корисно в режимах перекомпенсації (наприклад, вночі);
- стійкість до гармонік: нечутливий до спотворень напруги.



Рисунок 1.4 – Синхронний компенсатор

Недоліки:

- висока вартість та складність: це велика електрична машина, що обертається, яка вимагає фундаменту, складного монтажу та регулярного обслуговування (підшипники, щітки);
- наявність втрат: споживає активну потужність на власні потреби (покриття втрат на тертя, нагрів), що знижує загальний ККД;

- інерційність: не може реагувати на зміну навантаження так швидко, як електронні пристрої.

Через ці недоліки сьогодні синхронні компенсатори використовуються рідко, переважно на великих енергооб'єктах (підстанціях 110 кВ і вище) для стабілізації режимів всієї енергосистеми.

Статичні тиристорні компенсатори (СТК / SVC)

Це сучасні, високотехнологічні пристрої на базі силової електроніки (тиристорів). Вони призначені для компенсації різкозмінних навантажень, де швидкість реакції є критичною.

Принцип дії: статичний тиристорний компенсатор (анг. Static VAR Compensator або SVC) — це комплексне рішення, що зазвичай складається з двох керованих частин:

- тиристорно-керований реактор (TCR): котушка індуктивності, струм через яку плавно регулюється тиристорами; дозволяє споживати індуктивну реактивну потужність;
- тиристорно-комутовані конденсатори (TSC): батареї конденсаторів, які підключаються тиристорами; дозволяють генерувати ємнісну реактивну потужність.

Система керування статичним тиристорним компенсатором з надзвичайною швидкістю (мілісекунди) регулює баланс між TCR та TSC, забезпечуючи миттєву компенсацію.

Переваги:

- найвища швидкодія: незамінні для навантажень, що змінюються миттєво (дугові сталеплавильні печі, зварювальні лінії, прокатні стани);
- плавне і точне регулювання: забезпечують ідеальну стабілізацію напруги та $\cos\varphi$;
- компенсація несиметрії: можуть компенсувати реактивну потужність по кожній фазі окремо.

Недоліки:

- дуже висока вартість: це найдорожчий тип компенсації;

- складність: вимагають складних систем керування та фільтрації;
- генерація гармонік: самі тиристори вносять у мережу спотворення, що вимагає встановлення додаткових фільтрів (які, втім, часто є частиною самого статичного тиристорного компенсатора).

Вибір технічного засобу компенсації є компромісом між вартістю та необхідною швидкістю/точністю. Для переважної більшості промислових підприємств зі змінним, але не миттєвим навантаженням, "золотою серединою" є автоматичні конденсаторні установки (АКУ).



Рисунок 1.5 – Статичні тиристорні компенсатори (СТК / SVC)

1.5 Мікропроцесорні пристрої компенсації реактивної потужності

Технічний прогрес у галузі силової електроніки та мікропроцесорної техніки докорінно змінив підхід до компенсації реактивної потужності. Якщо раніше керування конденсаторними установками (КУ) було ручним або базувалося на примітивних релейних схемах, то сьогодні "серцем" будь-якої сучасної автоматичної конденсаторної установки (АКУ) є мікропроцесорний регулятор коефіцієнта потужності (також відомий як контролер PFC — Power Factor Controller).

Цей компактний інтелектуальний пристрій є спеціалізованим мікрокомп'ютером, головне завдання якого — в режимі реального часу підтримувати коефіцієнт потужності ($\cos\varphi$) мережі на заданому (бажаному) рівні.

Принцип роботи автоматичного регулятора

Робота мікропроцесорного контролера — це безперервний цикл, що складається з чотирьох ключових етапів: Вимірювання, Аналіз, Рішення та Виконання.

1. Етап: Вимірювання (Моніторинг).

Контролер безперервно "спостерігає" за станом мережі. Для цього йому потрібні два вхідні сигнали:

- Сигнал напруги (U): контролер підключається безпосередньо до шин 0,4 кВ (або через трансформатор напруги в мережах 6-10 кВ) для вимірювання поточної напруги в мережі;
- сигнал струму (I): контролер отримує сигнал від трансформатора струму (ТС); це критично важливий елемент, який встановлюється на головному вводі підприємства або цеху, до точки підключення самої конденсаторної установки; це дозволяє контролеру "бачити" загальний сумарний струм, який споживає все навантаження (двигуни, освітлення, трансформатори тощо).

2. Етап: Аналіз (Розрахунок).

Отримавши сигнали U та I, вбудований мікропроцесор виконує миттєві обчислення:

- він визначає кут зсуву фаз(φ) між синусоїдами струму та напруги;
- на основі цього кута він обчислює поточний, реальний $\cos\varphi$ мережі;
- він також розраховує поточне споживання активної (P) та реактивної (Q) потужності навантаженням.

3. Етап: Рішення (Логіка)

В пам'яті контролера користувач (енергетик) встановлює бажаний $\cos\varphi$ (наприклад, 0,95):

- контролер постійно порівнює поточний $\cos\varphi$ із бажаним;

- якщо поточний $<$ бажаного (недокомпенсація): мережа споживає забагато реактивної потужності; контролер обчислює, скільки ємнісної реактивної потужності (Q_C) необхідно додати, щоб досягти цільового $\cos\phi$;
- якщо поточний $>$ бажаного (перекомпенсація): в мережі забагато ємності (наприклад, через відключення навантаження); контролер обчислює, скільки Q_C необхідно відключити.

4. Етап: Виконання (Комутація)

Контролер керує набором вихідних реле. Кожне реле підключене до силового контактора, який, у свою чергу, підключає до мережі ступінь — окрему секцію конденсаторної батареї:

- прийнявши рішення "додати потужність", контролер подає сигнал на реле відповідного ступеня (або комбінації ступенів);
- контактор спрацьовує і підключає конденсатори до мережі;
- цикл "Вимірювання-Аналіз-Рішення" повторюється, і контролер перевіряє, чи досягнуто бажаного результату, чи потрібно підключити ще один ступінь.

Розширені та інтелектуальні функції

Сучасні мікропроцесорні регулятори — це значно більше, ніж просто "розумне реле". Вони виконують безліч додаткових функцій для підвищення ефективності, надійності та безпеки.

Інтелектуальні алгоритми комутації:

- "Найкращий вибір" (Best Fit): пристрій знає точну потужність (у кВАр) кожного підключеного ступеня; якщо для компенсації потрібно 30 кВАр, а в установці є ступені 10, 20 і 50 кВАр, контролер увімкне ступені 10+20 кВАр, а не просто перший-ліпший;
- рівномірне зношування (Rotational): щоб контактори та конденсатори зношувалися рівномірно, контролер "запам'ятовує" кількість спрацьовувань та час роботи кожного ступеня; якщо для компенсації потрібно 20 кВАр, а в установці є два однакових ступені по 20 кВАр, контролер буде по черзі вмикати то один, то інший, збалансовуючи їхній ресурс.



Рисунок 1.6 – Зовнішній вигляд мікропроцесорного регулятора коефіцієнта потужності

Функції захисту та діагностики:

- захист від перенапруги/низької напруги: автоматично відключає конденсатори, якщо напруга в мережі виходить за безпечні межі, захищаючи їх від пошкодження;
- контроль гармонік (THD): багато контролерів вимірюють рівень загального гармонічного спотворення (THD); це життєво важливо, оскільки високі гармоніки (від перетворювачів частоти, зварювання) можуть перегріти та зруйнувати конденсатори або викликати резонанс; при перевищенні THD контролер може блокувати підключення ступенів або вмикати аварійну сигналізацію;

- сигналізація несправностей: пристрій повідомляє про:
 - а) недостатню компенсацію (коли всі ступені увімкнені, а $\cos\phi$ все одно низький);
 - б) перекомпенсацію (коли всі ступені вимкнені, а $\cos\phi$ ємнісний);
 - в) "мертві" ступені (коли контролер вмикає ступінь, але не бачить зміни реактивної потужності — ймовірно, згорів запобіжник або вийшов з ладу конденсатор).

Автоматизація та моніторинг:

- автоматичне налаштування (Auto-Commissioning): при першому ввімкненні контролер може самостійно "протестувати" мережу, визначити полярність підключення трансформатора струму та виміряти реальну потужність кожного підключеного ступеня, записуючи ці дані в пам'ять;
- комунікаційні інтерфейси: наявність портів (наприклад, RS-485 з протоколом Modbus) дозволяє інтегрувати АКУ в загальну систему енергомоніторингу (SCADA або BMS) підприємства; це дає змогу енергетику віддалено бачити $\cos\phi$, напругу, струм, THD, стан кожного ступеня та отримувати звіти про споживання.

Мікропроцесорний регулятор перетворив конденсаторну установку з пасивного елемента на активний, інтелектуальний та адаптивний пристрій. Він забезпечує не просто компенсацію, а оптимальну компенсацію: підключає рівно стільки потужності, скільки потрібно, тоді, коли це потрібно, і захищає дороге обладнання від небезпечних режимів роботи. Це робить його невід'ємною частиною сучасної, енергоефективної системи електропостачання.

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

2.1 Вибір схеми електричної мережі та місця розташування підстанції

Розрахуємо електропостачання ферми ВРХ. Згідно розташування виробничих приміщень komponуємо схему мережі. Для кожного вузла навантаження вказано його характеристику таблиця 2.1.

Таблиця 2.1 - Характеристика господарських об'єктів господарства

Назва та кількість об'єктів	Закл. харч., ЗХ	Котельна, Кт	АВМ	Кормо цех, КЦ	Адм.б уд. АБ	Твар. Прим., ТП
	1	1	1	1	1	4
Навантаження, кВт $P_{дн}/P_{вч}$	15/5	10/12	40/42	50/52	3/7	10/15

Схему із розрахунковим навантаженням вузлів електричної мережі 0,38 кВ показано на рис. 2.1.

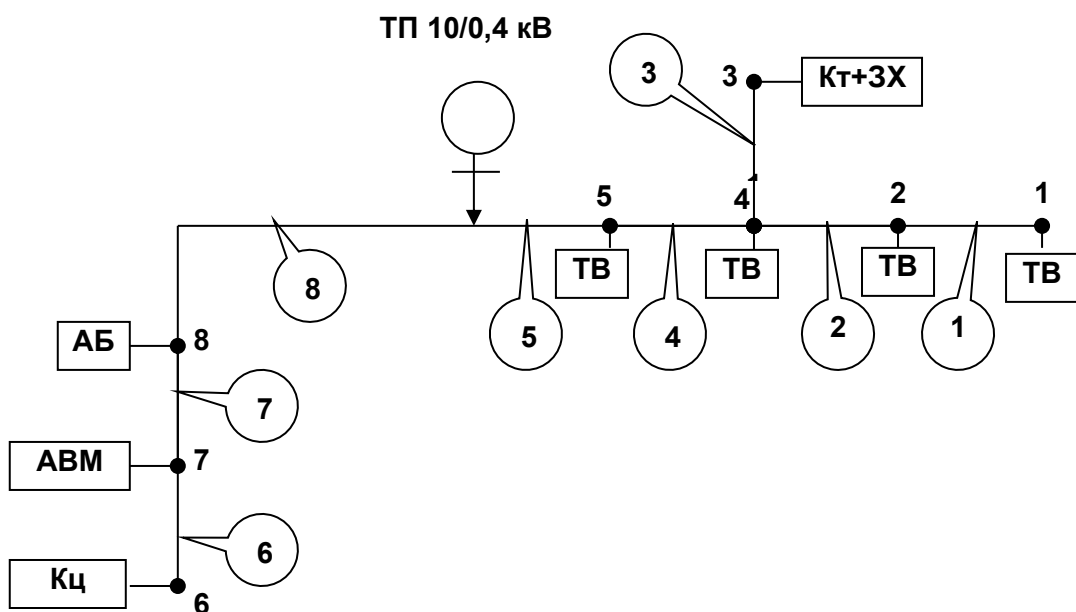


Рисунок 2.1 – Схема розташування вузлів електричної мережі

Трансформаторну підстанцію КТП 10/0,4 кВ розташовуємо у електричному центрі навантаження мережі. КТП заживлює два фідери: А – вузли 1, 2, 3, 4, 5; Б – вузли 6, 7; 8 та мережу вуличного освітлення, її на схемі не показано, оскільки вона повторює конфігурацію мережі 0,38 кВ.

2.2 Визначення розрахункових навантажень

Визначення розрахункових навантажень вузлів враховують усі навантаження, які живить цей вузол, шляхом сумування однорідних споживачів:

$$P_{\text{дн}} = \sum P_{i.\text{дн}} \cdot k_0, \quad (2.1)$$

$$P_{\text{вч}} = \sum P_{i.\text{вч}} \cdot k_0, \quad (2.2)$$

де індекси дн - денних і вч - вечірніх. Споживачі із різними рівнями потужності, сумарне навантаження визначають:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{більше}} + \Delta P(P_{\text{менше}}). \quad (2.3)$$

$P_{\text{менше}}$ - менше значення із двох навантажень, які сумуються;

$P_{\text{більше}}$ - більше значення із двох навантажень, які сумуються;

$\Delta P(P_{\text{менше}})$ - добавка, яка визначається значенням $P_{\text{менше}}$.

Величину навантаження зовнішнього освітлення додається до вечірнього максимуму із значенням коефіцієнта $k_0 = 1$.

Розраховані значення навантаження вузлів показано у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Розраховані значення навантаження вузлів

Вузол	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{\text{дн}}$, кВт	10	10	21,3	10	10	50	40	3
$P_{\text{вч}}$, кВт	15	15	14,5	15	15	52	42	7

Визначення розрахункового навантаження ТП 10/0,4 кВт

Визначаємо розрахункове навантаження вузла 3:

$$P_{\text{зк.дн}} = k_o \cdot (P_{\text{КТ}} + P_{\text{зх}}) = 0,85 \cdot (10 + 15) = 21,3 \text{ кВт}.$$

Аналогічно розраховуємо для вечірнього навантаження:

$$P_{3\kappa.вч} = k_o \cdot (P_{KT} + P_{3X}) = 0,85 \cdot (12 + 5) = 14,5 \text{ кВт.}$$

Величина електричного навантаження, що створюється вуличним освітленням визначається як добуток загальної довжини вулиць на питомого навантаження:

$$P_{во} = 10 \cdot 430 = 4,3 \text{ кВт.}$$

Навантаження зовнішнього освітлення будівель визначаємо:

$$P_{бо} = 9 \cdot 0,25 = 2,3 \text{ кВт.}$$

Значення сумарного навантаження освітлення визначаємо як суму цих значень:

$$P_o = P_{во} + P_{бо} = 4,3 + 2,3 = 6,6 \text{ кВт.}$$

Розрахункове навантаження трансформаторної підстанції:

$$P_{\Sigma 1дн} = \kappa_o (P_{ABM} + P_{KЦ} + 4P_{TB} + P_{3X} + P_{KT}) = 0,7 \cdot (40 + 50 + 4 \cdot 10 + 15 + 10) = 108,5 \text{ кВт;}$$

$$P_{\Sigma 2дн} = P_{AB} = 3 \text{ кВт;}$$

$$P_{\Sigma кдн} = 108,5 + \Delta P(3) = 110,3 \text{ кВт;}$$

$$P_{\Sigma 1вч} = \kappa_o (P_{ABM} + P_{KЦ} + 4P_{TB} + P_{KT}) = 0,72 \cdot (42 + 52 + 4 \cdot 15 + 12) = 119,5 \text{ кВт;}$$

$$P_{\Sigma 2вч} = \kappa_o (P_{AB} + P_{3X}) = 0,85 \cdot (7 + 5) = 10,2 \text{ кВт;}$$

$$P_{\Sigma квч} = 119,5 + \Delta P(10,2) = 125,8 \text{ кВт.}$$

Основну масу споживачів становлять електродвигуни та освітлювальні пристрої із порівняно невисоким $\cos\varphi$, так для дня він становить $\cos\varphi_{дн}=0,7$, а для вечора $\cos\varphi_{вч}=0,72$:

$$S_{\Sigma дн} = \frac{P_{\Sigma дн}}{\cos\varphi_{дн}} = \frac{110,3}{0,7} = 158 \text{ кВт.}$$

$$S_{\Sigma вч} = \frac{P_{\Sigma вч}}{\cos\varphi_{вч}} = \frac{125,8}{0,72} = 174,3 \text{ кВт.}$$

Визначення розрахункових навантажень ліній електропередачі

Для визначення розрахункових навантажень ліній необхідно попередньо скласти таблицю, яка відображатиме підключення навантажень до різних ліній мережі. На схемі (рис. 2.1) порядкові номери ліній позначені кружечками. У

кожному стовпчику таблиці наведено порядковий номер відповідної лінії, кількість будинків та об'єктів господарського призначення, а також сумарне максимальне активне навантаження, яке живиться цією лінією. Використання цієї таблиці дозволяє визначити розрахункові навантаження для кожної лінії електромережі напругою 0,38 кВ.

Таблиця 2.3 – Навантаження споживачів ліній

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
К-ть об'єктів	1	2	2	5	6	1	2	3
Сума навантажень кВт (день)	10	20	25	55	65	50	90	93
Сума навантажень, кВт (вечір)	15	30	17	62	67	52	94	101

Сумарні навантаження, представлені в таблиці, не є розрахунковими для окремих ліній. Вони лише відображають арифметичну суму активних навантажень, підключених до кожної лінії. Для визначення розрахункових активних навантажень кожної лінії використовують методику, аналогічну до розрахунку активних навантажень трансформаторної підстанції.

Визначимо розрахункове активне навантаження лінії 2:

$$P_{2\text{дн}} = \kappa_o \cdot 2P_{TB} = 0,85 \cdot 2 \cdot 10 = 17 \text{ кВт};$$

$$P_{2\text{вч}} = \kappa_o \cdot 2P_{TB} = 0,85 \cdot 2 \cdot 15 = 25,5 \text{ кВт}.$$

Аналогічний розрахунок виконуємо для всіх інших ліній. Результати розрахунку показано у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Розраховане активне навантаження мережі 0,38 кВ (без навантажень освітлення)

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{\text{дн}}, \text{ кВт}$	10	17	21,3	41,3	47,5	50	76,5	78,3
$P_{\text{вч}}, \text{ кВт}$	15	25,5	14,5	46,5	52,6	52	79,9	84,1

Врахувавши зовнішнє освітлення будівель, необхідно до вечірнього навантаження додати відповідне значення навантаження освітлення. Як приклад розглянемо другу лінію:

$$P_{2\text{вч.о}} = P_{2\text{вч}} + n_o \cdot P_{\text{оо}} = 25,5 + 2 \cdot 0,25 = 26 \text{ кВт}$$

Аналогічний розрахунок навантаження освітлення інших ліній. Результати розрахунку показано у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Розраховане активне навантаження мережі 0,38 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{\text{дн}},$ кВт	10	17	21,3	41,3	47,5	50	76,5	78,3
$P_{\text{вч}},$ кВт	15,25	26	15	47,75	54,1	52,25	80,4	84,85

Повне розрахункове навантаження мережі 0,38 кВ визначаємо згідно значення відповідної величини коефіцієнта потужності для денного і вечірнього навантаження мережі. Ці навантаження показані у наступній таблиці.

Таблиця 2.6 – Розраховані повні навантаження мережі 0,38 кВ

Лі- нія	1	2	3	4	5	6	7	8
$S_{\text{дн}},$ кВА	14,2	24,3	30,4	59	67,9	71,4	109,3	112
$S_{\text{вч}},$ кВА	21,2	29	20,8	66,3	75,1	72,6	112	118

Таблиця 2.7 – Розраховане реактивне навантаження мережі 0,38 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8
$Q_{\text{дн}},$ кВАр	10,2	17,3	21,7	42,1	48,5	51	78	79,9
$Q_{\text{вч}},$ кВАр	14,7	20,2	14,5	46	52,1	50,4	77,5	81,8

Розрахункове реактивні навантаження ліній мережі 0,38 кВ рахуємо по формулі:

$$Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{кВАр} \quad (2.4)$$

Струмове розраховане навантаження визначаються згідно виразу:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{А} \quad (2.5)$$

Таблиця 2.8 – Розраховане струмове навантаження мережі 0,38 кВ

Лі- нія	1	2	3	4	5	6	7	8
$I_{дн},$ А	20,5	35	43,9	85,2	98	103	158	162
$I_{вч},$ А	30,6	41,9	30,0	95,7	108,4	104,8	161,7	170

2.3 Вибір трансформаторів підстанції 10/0,4 кВ

Розрахункова величина за якою здійснюють вибір потужності трансформатора трансформаторної підстанції є значення вечірнього навантаження мережі 0,38 кВ:

$$S_{розр} = S_{\Sigma вч} = 174,3 \text{кВА}$$

Оскільки до шин підстанції приєднані лише споживачі II та III категорій, зовнішнє живлення можливе однією повітряною лінією напругою 10 кВ. На трансформаторній підстанції достатньо встановити один трансформатор типу 10/0,4 кВ. Принципова схема мережі наведена на рисунку 2.2.

Для визначення потужності трансформатора скористаємося відповідним співвідношенням:

$$S_{\Sigma} \geq \frac{S_{розр}}{1,4} = \frac{174,3}{1,4} = 124,5 \text{кВА}.$$

Із додаткового джерела обираємо трансформатор типу ТМ-160-10/0,4 кВ. Він оснащений п'ятьма відгалуженнями на стороні високої напруги: 0, $\pm 2,5\%$, $\pm 5\%$ від номінальної напруги цієї обмотки. Перемикання відгалужень можливе

лише за умови повного знеструмлення всіх обмоток трансформатора (ПБЗ – перемикання без збудження).

Таблиця 2.9 – Паспортні дані трансформатора ТМ-160-10/0,4 кВ

$S_{\text{ном}}$	$U_{\text{В ном}}$	$U_{\text{Н ном}}$	Схема та група з'єднань	$\Delta P_{\text{нх}}$	$\Delta P_{\text{кз}}$	$U_{\text{кз}}$	$I_{\text{нх}}$
кВА	кВ	кВ		кВт	кВт	%	%
160	10	0,4	Y/Y _н -0	0,5	2,65	4,5	2,4

Розраховуємо значення параметрів трансформатора, приведених до вищої напруги трансформатора:

- повний опір – $z_T = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}} \cdot 10^{-3}} = 28 \text{ Ом};$
- активний опір – $r_T = P_{\text{кз}} \cdot \frac{U_{\text{Вном}}^2}{S_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-3}} = 10,4 \text{ Ом};$
- реактивний опір – $x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} = 26 \text{ Ом}.$

2.4 Вибір перерізів проводів і розрахунок мереж

Розрахунок мережі 10 кВ

Розраховуємо активну складову втрати напруги у мережі 10 кВ:

$$\Delta U_p = \frac{x_o}{U_{\text{ном}}} Q \cdot l, \text{В} \quad (2.6)$$

$$\Delta U_p = \frac{0,35}{10000} 133,9 \cdot 4000 = 20 \text{ В}.$$

Допустима величина активної складової напруги:

$$\Delta U_{a\partial} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p, \text{В} \quad (2.7)$$

$$\Delta U_{a\partial} = 400 - 20 = 380 \text{ В}.$$

Розраховане значення перерізу провідника лінії 10 кВ:

$$F_{розр} = \frac{P \cdot l}{U_{ном} \cdot \Delta U_a \cdot g}, \text{мм}^2 \quad (2.8)$$

де: $g=32 \cdot 10^{-6}$ СМ/М – питома провідність алюмінію.

$$F_{розр} = \frac{139 \cdot 4000}{10000 \cdot 380 \cdot 32 \cdot 10^{-6}} = 4 \text{ мм}^2$$

Відповідно до положень ПУЕ, мінімальний допустимий переріз сталевалюмінієвого проводу марки АС для лінії напругою 10 кВ має бути не менше 25 мм². Таким чином, для лінії 10 кВ обирається провід марки АС-25 із характеристиками, зазначеними у таблиці 2.10.

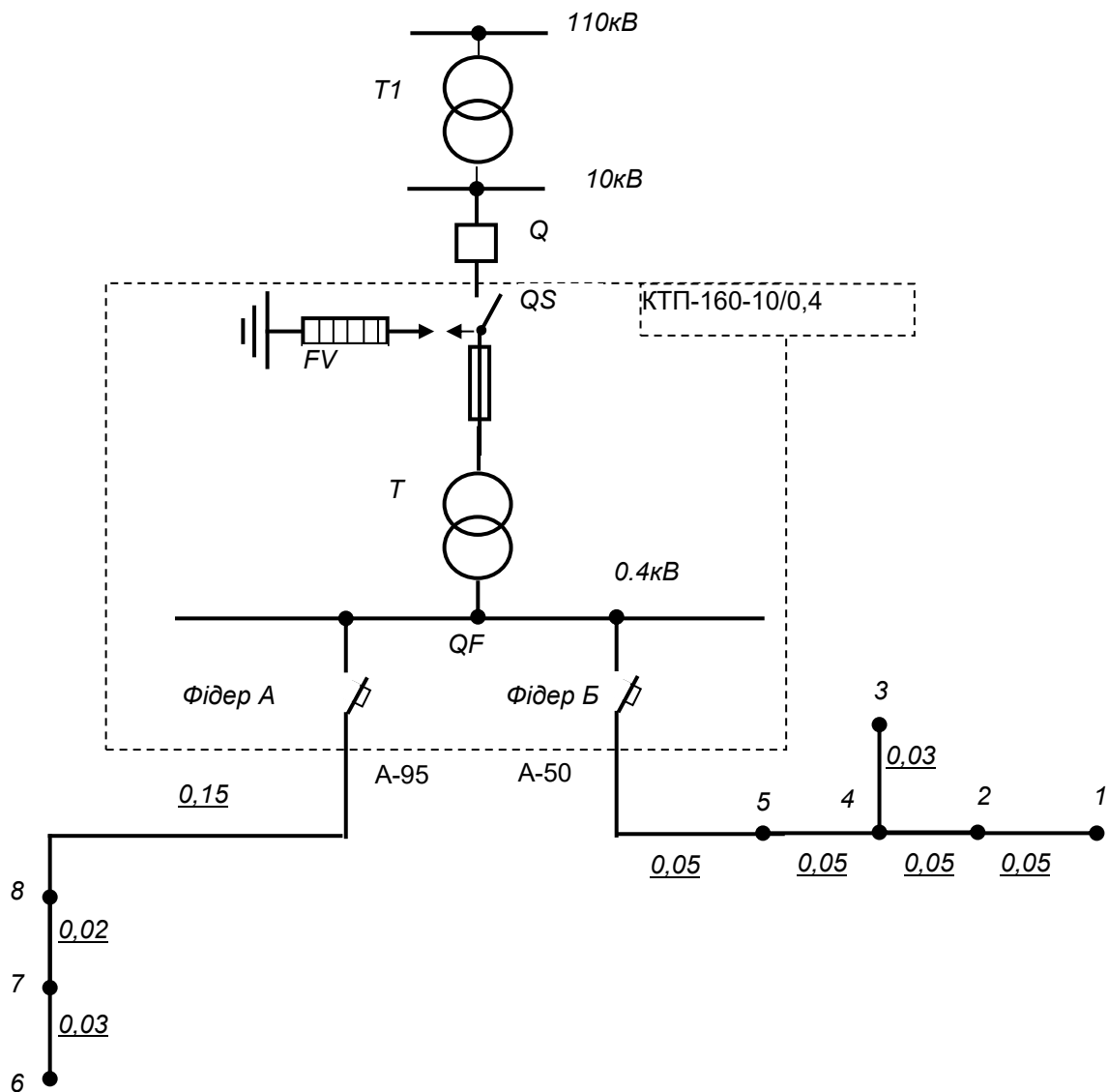


Рисунок 2.2 – Принципова електрична схема проекрованої мережі

Таблиця 2.10 – Параметри вибраного проводу електричної мережі 10 кВ

Лінія мережі 10 кВ	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Допустимий струм, А
ТП 35 кВ - ТП 10 кВ	АС-25	1,146	0,377	136

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi \right) \sum_{i=1}^n I_i \cdot l_i, \text{В} \quad (2.9)$$

де: n – кількість ділянок магістралі;

$\Delta U_a, \Delta U_p$ – активна та реактивна складові втрати напруги;

r_0, x_0 – питомий активний і реактивний опори лінії електропередачі;

I_i, l_i – струм та довжина i -ї ділянки магістралі.

$$\Delta U = \sqrt{3} (1,146 \cdot 0,72 + 0,377 \cdot 0,69) \frac{278,4}{25} \cdot 4,0 = 84 \text{ В (0,9 \%)}$$

При максимальному навантаженні втрата напруги в обмотках трансформатора 10/0,4 кВ:

$$\Delta U = \frac{I_n}{k_{tr}} \cdot Z_m = \frac{278,4}{25} \cdot 28 = 312 \text{ В (3,1\%)}$$

Розрахунок мережі 0,38 кВ

Реактивна складова втрати напруги у магістралі 0-1:

$$\Delta U_p = \frac{x_0}{U_{ном}} \left(Q_1 \cdot l_1 + Q_2 \cdot l_2 + Q_4 \cdot l_4 + Q_5 \cdot l_5 \right), \text{В} \quad (2.10)$$

$$\Delta U_p = \frac{0,35}{380} (14,7 \cdot 0,05 + 20,2 \cdot 0,05 + 46 \cdot 0,05 + 52,1 \cdot 0,05) = 6 \text{ В.}$$

Допустиме значення активної складової напруги:

$$\Delta U_{a\partial 0-1} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p = 19 - 6 = 13 \text{ В.}$$

Розрахункова величина перерізу проводів магістралі 0-1:

$$F_{0-1розр} = \frac{P_1 \cdot l_1 + P_2 \cdot l_2 + P_4 \cdot l_4 + P_5 \cdot l_5}{U_{ном} \cdot \Delta U_{a\partial 0-1} \cdot g}, \text{мм}^2 \quad (2.11)$$

$$F_{0-1розр} = \frac{15,75 \cdot 0,05 + 20,9 \cdot 0,05 + 47 \cdot 0,05 + 54 \cdot 0,05}{0,4 \cdot 13 \cdot 32 \cdot 10^{-6}} = 41 \text{ мм}^2$$

Аналогічний розрахунок проводимо для магістралі 0-3 та 0-6.

Результати розрахунку приведено у табл.2.11.

Виходячи з номенклатури стандартних марок проводів, були визначені відповідні номінальні перерізи проводів для електричної мережі напругою 0,38 кВ. Результати вибору наведені у таблиці 2.12.

Таблиця 2.11 – Втрати напруги в магістралях і визначення їх поперечних перерізів проводів

Магістраль	U _p , В	U _{ад} , В	F _{розр.} , мм ²
0-1	6	13	41
0-3	5	14	38
0-6	5	14	88

Таблиця 2.12 - Параметри проводів електричних мереж ліній 0,38 кВ

Лінія мережі 0,38 кВ	Марка проводу	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	Допустимий струм, А
1,2,3,4,5	A-50	0,64	0,297	215
6,7,8	A-95	0,34	0,274	320

Таблиця 2.13 – Дійсні спади напруг у магістралях

Магістраль	0-1	0-3	0-6
ΔU, В	15,9	12,8	19

Відповідно до параметрів обраних проводів розрахуємо фактичні втрати напруги в лініях електричної мережі напругою 0,38 кВ за формулою (2.10). Отримані результати занесені до таблиці 2.13.

2.5 Втрати електроенергії в електричній мережі

Втрати електроенергії в розрахованій електромережі включають втрати у мережі 10 кВ, мережі 0,38 кВ та трансформаторі 10/0,4 кВ. Розглянемо втрати електроенергії в мережі напругою 10 кВ:

$$\Delta W_{10} = \sum_{i=1}^n 3 \cdot I_{\max,i}^2 \cdot r_i \cdot \tau, \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (2.12)$$

де:

$$I_{л.10\max} = \frac{S_{\sum \text{вч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{174,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 10 \text{ А}$$

$\tau = 1300$ год. для часу використання максимуму 2500 год.

Тоді в мережі 10 кВ втрати електричної енергії становлять:

$$\Delta W_{10} = 3 \cdot 10^2 \cdot 4,0 \cdot 1,146 \cdot 1300 \cdot 10^{-3} = 1788 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Втрата мережі 0,38 кВ електричної енергії в становить:

$$\Delta W_{0,38} = \sum_{i=1}^{11} 3 \cdot I_{\max,i}^2 \cdot r_i \cdot \tau = 9890 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

У трансформаторі 10/0,4 кВ втрати електроенергії складаються з постійних втрат (не залежать від потужності навантаження):

$$\Delta W_c = \Delta P_{нх} \cdot 8760 = 0,5 \cdot 8760 = 4380 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

та змінних втрат (що залежать від потужності навантаження):

$$\Delta W_o = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{\sum \text{вч}}}{S_{т.ном}} \right)^2 \cdot \tau = 2,65 \cdot \left(\frac{174,3}{160} \right)^2 \cdot 1300 = 4088 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Величина втрат електроенергії у проєктованій електричній мережі:

- постійні – $\Delta W_{пост} = \Delta W_c = 4380 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$
- змінні – $\Delta W_{зм} = \Delta W_{10} + \Delta W_{0,38} + \Delta W_o = 15766 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$
- сумарні – $\Delta W = \Delta W_{пост} + \Delta W_{зм} = 20146 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$

2.6 Вибір трансформаторної підстанції 10/0,4кВ

Для живлення спроектованої мережі напругою 0,38 кВ пропонується використання закритої трансформаторної підстанції типу КТП-160-10/0,4 кВ. Конструкція підстанції реалізована у вигляді блоку, що включає основні елементи: розподільний пристрій для напруги 10 кВ, розподільний пристрій для напруги 0,38 кВ та силовий трансформатор потужністю 160 кВА. Вхідний розподільний пристрій на напругу 10 кВ включає трифазний роз'єднувач із заземлюючими ножами, встановлений на найближчій опорі лінії 10 кВ. Для захисту обладнання від атмосферних і комутаційних перенапруг з боку високої напруги передбачено вентильні розрядники. На вводах 10 кВ силового трансформатора встановлено запобіжники, що забезпечують захист від багатофазних коротких замикань. Розподільний пристрій на напругу 0,38 кВ розташовано у нижній шафі. На виводах 0,4 кВ силового трансформатора передбачено рубильник, оснащений вентильними розрядниками зі сторони ліній 0,38 кВ для захисту від перенапруг. Після рубильника підключено трифазний комплект трансформаторів струму для живлення кола обліку активної енергії та двофазний (у фазах А і С) комплект трансформаторів струму з тепловим реле, яке забезпечує захист трансформатора від перевантажень. Увімкнення, вимкнення та автоматичний захист двох ліній 0,38 кВ від коротких замикань здійснюється за допомогою автоматичних вимикачів типу ВА. Для живлення ліній вуличного освітлення передбачено додатковий захист запобіжниками. Керування лінією вуличного освітлення може здійснюватися вручну або автоматично при подачі сигналу від фотодавача.

2.7 Компенсація реактивної потужності навантаження

Для обчислення визначимо значення $\operatorname{tg}\varphi_1$ і $\operatorname{tg}\varphi_2$. Після проведення компенсації реактивної потужності навантаження коефіцієнт потужності має бути $\cos\varphi_2 \geq 0,92$. Таким чином

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{\sin \varphi_2}{\cos \varphi_2} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_2}}{\cos \varphi_2}.$$

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{\sqrt{1 - 0,92^2}}{0,92} = 0,426.$$

Значення коефіцієнту потужності становить $\cos \varphi = 0,7$, а тому

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{\sin \varphi_1}{\cos \varphi_1} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_1}}{\cos \varphi_1}.$$

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{\sqrt{1 - 0,7^2}}{0,7} = 1,02.$$

Розрахункове значення реактивної потужності конденсаторних батарей

$$Q_{\text{кв}} = P \cdot (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2).$$

$$Q_{\text{кв}} = 125,8 \cdot (1,02 - 0,426) = 75 \text{кВАр}.$$

Отже проведений розрахунок показав, що необхідна реактивна потужність конденсаторів становить 75 кВАр.

Розраховуємо потужність, необхідну для досягнення максимального значення коефіцієнта потужності, тобто $\cos \varphi = 1$.

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{\sin \varphi_2}{\cos \varphi_2} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_2}}{\cos \varphi_2}.$$

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{\sqrt{1 - 1^2}}{1} = 0.$$

Тому реактивна потужність конденсаторних батарей

$$Q_{\text{кв}} = 125,8 \cdot (0,75 - 0) = 94,35 \text{кВАр}.$$

Обираємо автоматичну установку для компенсації реактивної потужності навантаження з потужністю 95 кВАр. Для цього підбираємо конденсатори компенсації типу Modulo 10 416.07, розраховані на робочу напругу 415В та частоту 50 Гц, із номінальними потужностями 50, 25 і 20 кВАр. Комутація конденсаторних батарей здійснюватиметься за допомогою контакторів виробництва компанії Telemecanique типу LC1-DK, які оснащені додатковими контактами з часом витримки розмикання, а також серійно підключеними до них резисторами. Для управління системою використовуватиметься мікропроцесорний блок керування MRM-12 від концерну Schneider Electric.

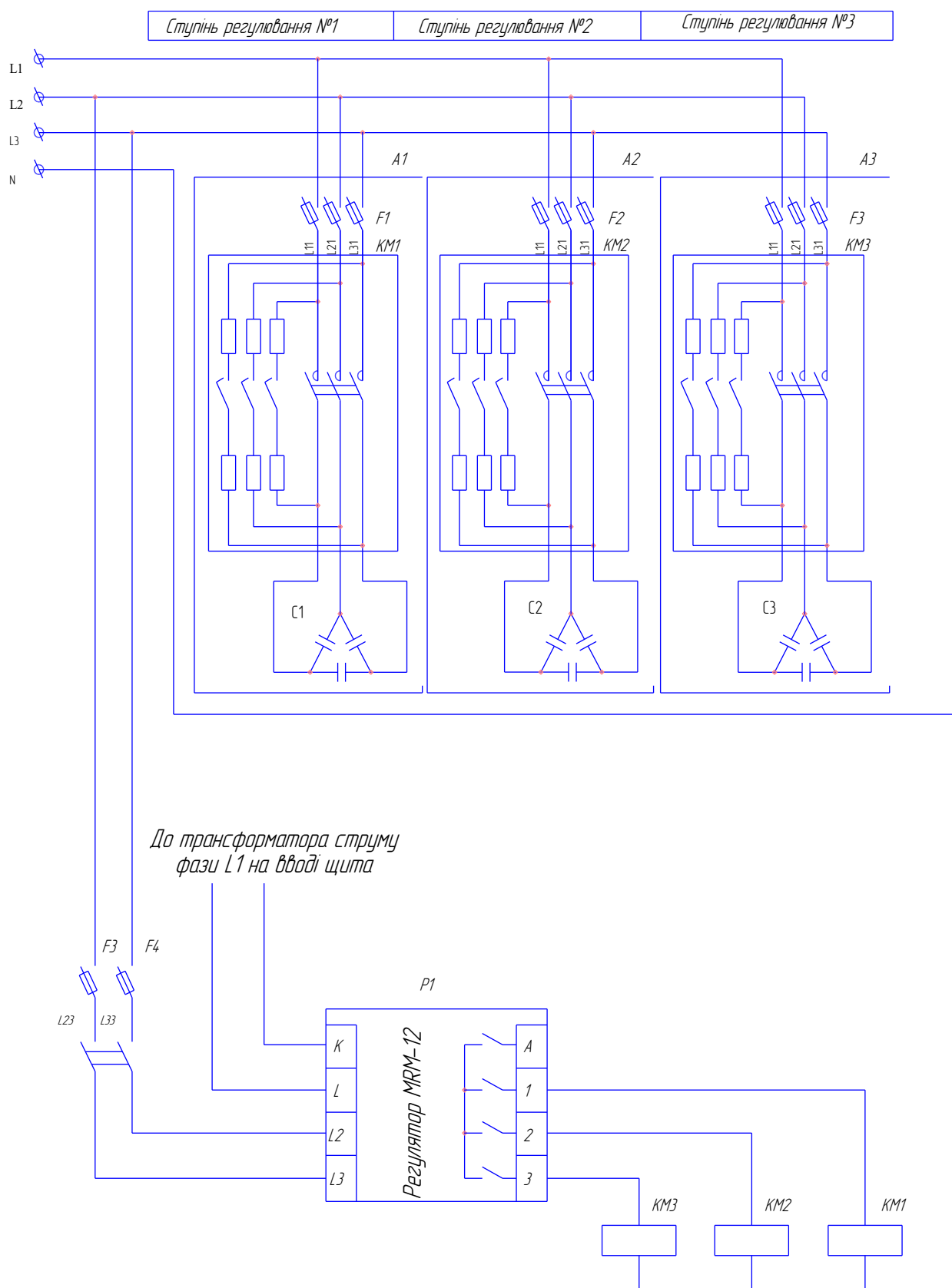


Рисунок 2.3 – Схема компенсації реактивної потужності навантаження.

За допомогою системи керування здійснюється дискретне регулювання потужності конденсаторних батарей у межах від 20 до 95 кВАр. Таким чином, забезпечується можливість отримання семи різних значень регулювальної потужності. Потужність цієї батареї перевищує мінімально розраховане значення. У випадках зниженої потужності навантаження коефіцієнт потужності може дещо знижуватися. Водночас, при підвищеній компенсуючій потужності, коефіцієнт потужності може перевищувати 0,9, що потенційно дозволяє отримати знижки під час оплати за електроенергію. Автоматичне керування коефіцієнтом потужності забезпечується мікропроцесорним регулятором, який гарантує ефективну та стабільну роботу цієї системи.

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Побудова моделі системи електропостачання

Побудуємо модель системи електропостачання із пристроєм компенсації в середовищі математичного пакету MATLAB/Simulink за однофазного виконання.

Модель побудуємо згідно схеми рис. 2.2. Модель складається із джерела живлення та двох фідерів навантаження.

Нам треба перерахувати потужності споживачів для однофазного виконання. Отриманні результати розрахунку параметрів споживачів показано у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Перерахованні дані споживачів фідерів на одну фазу

	1	2
P, кВт	72	51
Q, кВАр	70	49

Щоб компенсувати реактивну потужність навантаження, ми вибрали конденсаторну компенсаційний установку потужністю 95 кВАр. За однофазного виконання її потужність буде становити 32 кВАр.

Модель будуємо із наступних елементів:

- вимірювання струму будемо здійснювати за допомогою наступних елементів: Current Measurement – вимірювач струму, блок для визначення діючого значення RMS (налаштовується частота 50 Гц) та блок Display (індикація сигналу);
- блок powergui, для забезпечення роботи елементів системи SimPowerSistem;
- джерело напруги реалізуємо блоком AC Voltage Sours при налаштуванні необхідно ввести значення номінальної напруги 220 В та частоті 50Гц;

- навантаження здійснюється блоком Series RLC Load (при налаштуванні необхідно ввести номінальну напругу, частоту та величини потужності активної, індуктивної чи ємнісної).

Побудовану модель показано на рисунку 3.1.

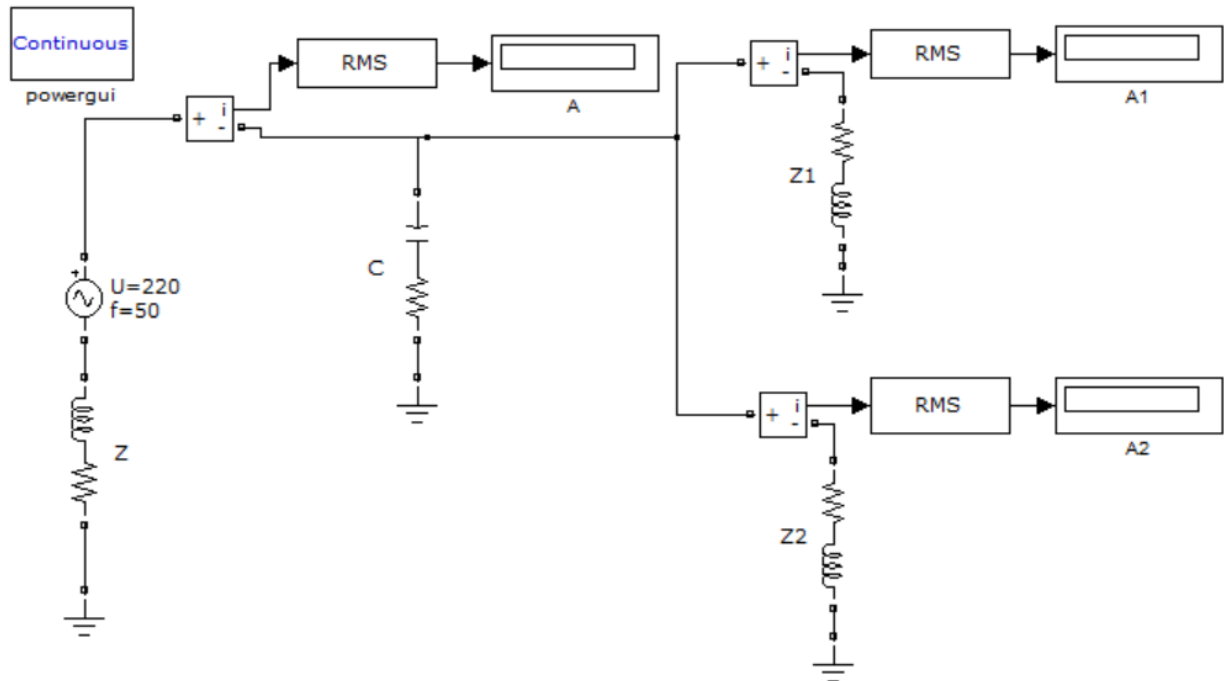


Рисунок 3.1 – Модель системи електропостачання із пристроєм компенсації у однофазному виконанні

3.2 Дослідження роботи системи електропостачання

Проведемо перший дослід без пристрою компенсації реактивної потужності. Під час проведення дослідження роботи системи електропостачання на однофазній моделі будемо змінювати навантаження у фідерах у межах від 0,25S до 1,25 S та вимірюємо струми, сумарний та у кожному фідері окремо. Вимірянні результати показано у таблиці 3.2.

По отриманих експериментальних даних будемо графічні залежності на рисунку 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати вимірювань у першому експерименті

	Ісум, А	І1, А	І2, А
0,25 S	119	70	49
0,5 S	195	114	81
0,75 S	247	145	102
1,0 S	285	167	118
1,25 S	314	184	130

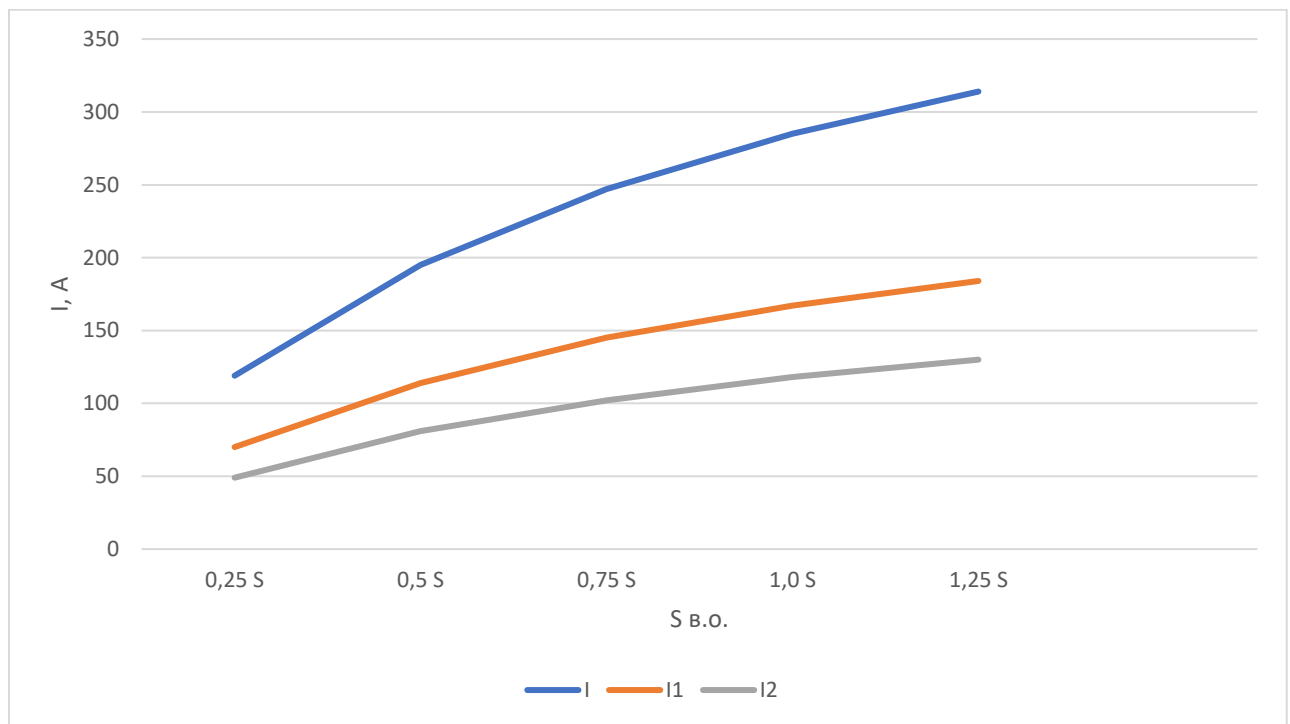


Рисунок 3.2 – Результат дослідження без пристрою компенсації:
залежність експериментальних струмів при зміні навантаження від 0,25 S до
1,25 S

Проведемо другий дослід із пристроєм компенсації реактивної потужності. Під час проведення дослідження роботи системи електропостачання на однофазній моделі будемо змінювати навантаження у фідерах у межах від 0,25S

до 1,25 S та вимірюємо струми, сумарний та у кожному фідері окремо. Виміряні результати показано у таблиці 3.3.

Для вищої наглядності отриманих результатів показуємо на одному координатному полі залежність сумарного струму без і з компенсацією реактивної потужності на рисунку 3.4.

Таблиця 3.3 – Результати вимірювань у другому експерименті

	Ісум, А	І1, А	І2, А
0,25 S	101	82	58
0,5 S	175	130	92
0,75 S	233	162	114
1,0 S	275	183	129
1,25 S	306	199	140

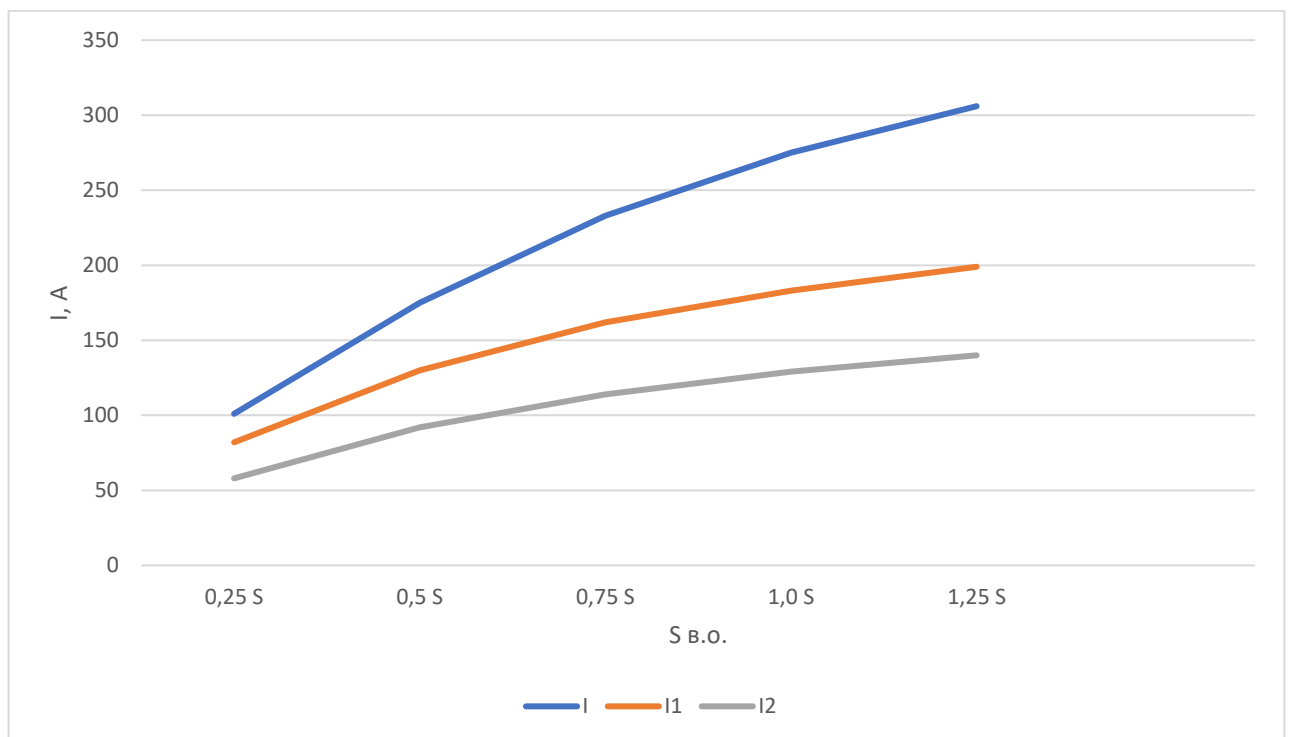


Рисунок 3.3 – Результат дослідження з пристроєм компенсації: залежність експериментальних струмів при зміні навантаження від 0,25 S до 1,25 S

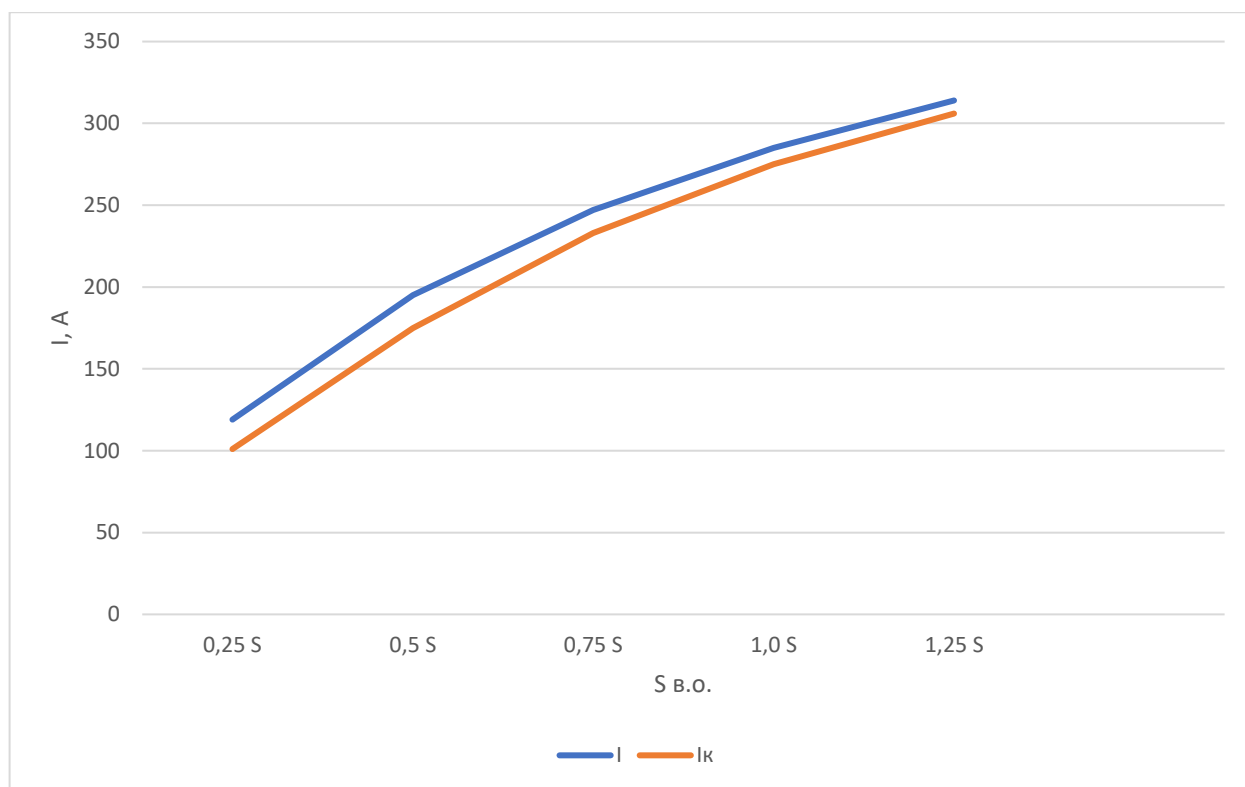


Рисунок 3.4 – Експериментальне значення сумарних струмі при зміні навантаження від 0,25 S до 1,25 S без та з компенсацією реактивної потужності

Із отриманих результатів ми бачимо ефективність компенсації, оскільки сумарний струм після компенсації має менше значення.

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Логіко-імітаційне моделювання процесів виникнення травм та аварій

В безпеці життєдіяльності для вивчення процесів формування небезпечних ситуацій використовуються логіко-імітаційні моделі, які інакше називаються „деревом помилок” або „деревом несправностей і помилок оператора” за їх загальний вигляд, що нагадує галузисту крону дерева.

Основні принципи побудови моделі такі. Спочатку визначають, так звану, головну подію. Головна подія – це і є та небезпечна ситуація, модель якої ми будемо будувати (аварія, травма, катастрофа тощо). Головна подія графічно позначається подвійним прямокутником і записується зверху аркуша. Головна подія завжди тільки одна в моделі. Далі починають логічно міркувати, які події привели до головної, тобто визначають причини цієї події. Їх записують під головною. Графічно їх позначають по-різному: ромб - нерозкрита подія (подія, яка вимагає проведення відповідних додаткових досліджень); прямокутник - проміжна подія (подія, причини якої ми можемо визначити); овал-подія-умова, що використовується з оператором „ЗАБОРОНА”; хатка (п'ятикутник, в якому один з боків є основою)- подія, яка може відбутися або не відбутися; трикутник (рівносторонній трикутник) – символ перенесення. Наступний етап побудови моделі-визначення виду логічного зв'язку, що пов'язує головну подію з подіями-причинами. Оскільки дані моделі є логічними, то всі події в них зв'язані логічними зв'язками. Графічно ці зв'язки позначаються за допомогою символів-операторів або логічних операторів. Найчастіше використовуються оператори „І” та „АБО”.

Далі визначають причини подій, що були причинами головної події. Визначають вид цих подій та логічні оператори, які пов'язують ці події з

попередніми. Таким чином, ми визначаємо логічну послідовність подій, що призвела до небезпечної ситуації. Нарешті, визначають, так звані, базові або кінцеві події. Графічно вони зображуються у вигляді кола. Будь-яка модель закінчується саме такими подіями. Це події, з яких починається процес формування небезпеки.

Повністю побудована і перевірена модель підлягає математичній обробці для визначення ймовірності кожної випадкової події, що увійшла до моделі, починаючи з базових і закінчуючи головною.

Необхідно звернути увагу на те, що при побудові логіко-імітаційної моделі першою ми визначаємо головну подію, а останніми – базові події. Але в житті все відбувається навпаки. Спочатку відбуваються базові події, які дають поштовх для розвитку „ланцюжку” наступних подій, що призводять, в кінці кінців, до головної події, тобто, до небезпечної ситуації.

Таблиця 4.1 - Ймовірності подій виникнення небезпеки в пташнику

Шифр	Назва події	Ймовірність
P ₁	Відсутність захисного заземлення	0,01
P ₂	Пошкодження захисного заземлення	0,03
P ₃	Неправильна експлуатація електрообладнання	0,03
P ₄	Спрацювання електротехнічних засобів захисту	0,075
P ₅	Відсутність профілактичних заходів	0,15
P ₆	Відсутність захисного щита	0,16
P ₇	Недотримання правил техніки безпеки	0,14
P ₈	Незнання правил техніки безпеки	0,1
P ₉	Відсутність спецодягу	0,21
P ₁₀	Халатність працівників	0,15

Таким чином, логіко-імітаційні моделі дають можливість виявити послідовність подій, що призводять до виникнення небезпечної ситуації. Знаючи цю послідовність, ми можемо на будь-якій стадії перервати її та запобігти виникненню небезпеки. Саме тому логіко-імітаційні моделі мають велике

практичне значення для вивчення механізмів зародження та формування небезпечних ситуацій.

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:

$$P_4 = P_1 P_2 P_3 \cdot l \quad (4.2)$$

3. Оператор "І" об'єднує n події з ймовірностями P_1 , P_2 , P_3 , ..., 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).

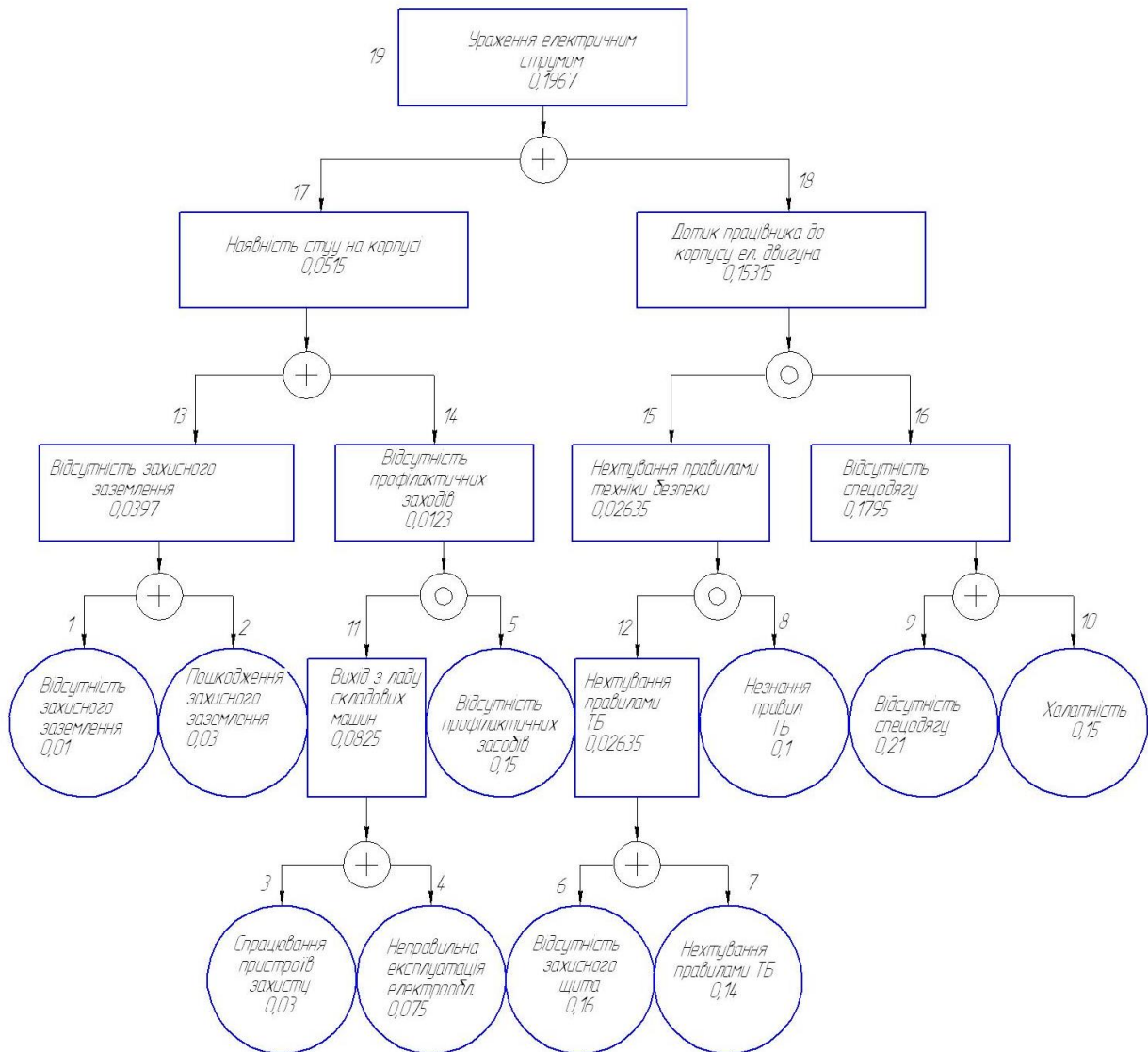


Рисунок 4.1 – Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травм під час роботи вентиляційної установки

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

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

Аналогічно визначаємо ймовірність інших подій:

$$P_{11} = P_4 + P_5 - P_4 P_5 = 0,03 + 0,075 - 0,03 \cdot 0,75 = 0,0825.$$

$$P_{12} = P_6 + P_7 - P_6 P_7 = 0,16 + 0,15 - 0,16 \cdot 0,15 = 0,2635.$$

$$P_{16} = P_9 + P_{10} - P_9 P_{10} = 0,14 + 0,1 - 0,14 \cdot 0,1 = 0,1795.$$

$$P_{14} = P_{11} P_5 = 0,0825 \cdot 0,15 = 0,0123.$$

$$P_{15} = P_{12} P_8 = 0,2635 \cdot 0,1 = 0,02635.$$

$$P_{17} = P_{13} + P_{14} - P_{13} P_{14} = 0,0397 + 0,0123 - 0,0397 \cdot 0,0123 = 0,0515.$$

$$P_{18} = P_{15} - P_{16} = 0,1795 - 0,02635 = 0,15315.$$

$$P_{19} = P_{17} + P_{18} - P_{17} P_{18} = 0,0515 + 0,15315 - 0,0515 \cdot 0,15315 = 0,1967.$$

Таким чином під час роботи вентиляційної установки при наявності тих недоліків з охорони праці, які відображені у базових подіях на 100 таких місць, можна очікувати 0,19 травми. Якщо зазначені недоліки негайно усунути (підвищити професійний рівень працюючих, поліпшити контроль та виготовити необхідну кількість 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 в надзвичайних ситуаціях

При виникненні аварійної ситуації працівник повинен:

1. Припинити роботу, виключити верстати, машини, обладнання, усунути джерело небезпеки, якщо це можливо, покинути небезпечну зону. При порушенні герметичності устаткування, трубопроводів або арматури перекрити частину технологічного ланцюга, яка вийшла з ладу.
2. При появі у приміщенні випарів шкідливих речовин або газів, кількість яких у повітрі робочої зони перевищує норму (ГДК), негайно включити аварійну вентиляцію.
3. При раптовому відключенні електроенергії, замиканні електричного струму на корпус устаткування, що відбувається при торканні металевих частин устаткування, негайно виключити і зупинити устаткування.
4. Попередити працюючих про небезпеку.
5. Повідомити керівника підприємства, чергового електрика про виникнення аварійної ситуації.

6. Допомогати в усуненні аварійної ситуації.
 7. При виникненні пожежі вжити заходи щодо її гасіння з допомогою вогнегасників та інших засобів, також негайно викликати пожежну охорону (за номером 101) і повідомити керівництво.
 8. При нещасних випадках із людьми необхідно надати першу долікарську допомогу, викликати швидку медичну допомогу за тел. - 03, поставити до відома керівництво, вжити заходи для збереження обставин при яких трапився нещасний випадок, якщо це не створює загрози для життя і здоров'я інших працівників.
 9. У випадку загоряння необхідно: зачинити вікна, кватирки, відключити електроприлади, вентиляцію, винести у безпечне місце горючі рідини;
 10. Приступити до гасіння загоряння, застосовуючи первинні засоби пожеже-гасіння.
Полум'я необхідно гасити наступними засобами:
 - при загорянні рідин, які змішуються з водою - будь-яким вогнегасником, струменем води, піском, одіялом;
 - при загорянні речовин, які не змішуються з водою - вогнегасниками порошковими, вуглекислотними, піском, покривалами;для гасіння палаючої електропроводки, електроприладів необхідно спочатку відключити від електромережі: вимкнути з розетки, або вимкнути рубильник на електрощиті і гасити порошковим або вуглекислотним вогнегасником;
 - при загорянні легкозаймистих речовин для гасіння застосовують будь-які вогнегасники, пісок, покривала;
 - для гасіння палаючих дерев'яних частин застосовують будь-які засоби пожежогасіння.
11. Ужити заходів для евакуації та збереження матеріальних цінностей.
12. Після прибуття пожежних підрозділів виконувати розпорядження керівника гасіння.

РОЗДІЛ 5

ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ

Визначимо термін окупності пристрою компенсації. Вартість системи компенсації $K = 38\,000$ грн.

Річне споживання електроенергії становить $W = 245\,000$ кВт·год.

Ціна 1 кВт·год становить $C = 4,32$ грн.

Річна оплата за електроенергію

$$B = W \cdot C.$$

$$B = 245\,000 \cdot 4,32 = 1\,058\,400 \text{ грн.}$$

Амортизаційних відрахувань становлять 15% від капітальних вкладень,

$$A = 0,15 \cdot K,$$

$$A = 0,15 \cdot 38\,000 = 5\,700 \text{ грн.}$$

При значенні коефіцієнта потужності менше 0,9, нараховують додаткову оплату за електроенергію у розмірі 7%

$$B_{втр} = 1\,058\,400 \cdot 0,07 = 74\,088 \text{ грн.}$$

Вартість поточного ремонту B_p становить 10% від капітальних вкладень.

$$B_p = 0,1 \cdot K,$$

$$B_p = 0,1 \cdot 38\,000 = 3\,800 \text{ грн.}$$

Вартість обслуговування електрообладнання 10% від амортизаційних відрахувань та вартості ремонту:

$$B_{обсл} = 0,1(A + B_p),$$

$$B_{обсл} = 0,1(5\,700 + 3\,800) = 950 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні витрати

$$B_e = A + B_p + B_{обсл},$$

$$B_e = 5\,700 + 3\,800 + 950 = 10\,450 \text{ грн.}$$

Результати розрахунку експлуатаційних витрат зібрано у таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Експлуатаційні витрати

Показник	Величина, грн
A_e	5 700
B_p	3 800
$B_{обсл}$	950
Разом (B_e)	10 450

Таблиця 5.2 - Техніко-економічні показники

Показник	Значення
Кількість спожитої електроенергії, кВт·год/рік	245 000
Вартість 1 кВт·год, грн	4,32
Вартість спожитої електроенергії в рік, грн	1 058 400
Значення коефіцієнта потужності, до компенсації	0,7
Надбавка, при платі за електроенергію, %	7
Грн.	74 088
Експлуатаційні витрати, грн	10 450
Вартість системи компенсації, грн	38 000
Значення коефіцієнта потужності, після компенсації	0,92
Термін окупності, років	0,65

Час окупності визначаємо за формулою:

$$T = (K + B_e) / B_{втр},$$

Підставимо значення

$$T = (38\,000 + 10\,450) / 74\,088 = 0,65 \text{ року.}$$

Зведемо розрахункові значення у таблицю 5.2.

ВИСНОВКИ

1. У кваліфікаційній роботі проаналізовано питання реактивної потужності, причини її збільшення, організаційні заходи та технічні засоби її зменшення. Зокрема визначено доцільність використання мікропроцесорного регулювання потужності конденсаторних батарей.
2. Проведено розрахунок та вибір елементів системи електропостачання ферми ВРХ, зокрема комплектної трансформаторної підстанції, перерізи та марки провідникової продукції кіл 10 кВ та 0,4 кВ; розраховано потужність компенсаційної конденсаторної установки із мікропроцесорним керуванням та вибрано відповідне обладнання, що забезпечить коменсацію реактивної потужності.
3. Побудовано модель системи електропостачання у однофазному виконанні, у середовищі математичного пакету MATLAB/Simulink; проведено досліді роботи системи електропостачання без використання пристрою компенсації та із використанням пристрою компенсації реактивної потужності, у результаті дослідження ми побачили зменшення споживаного струму.
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. Визначено термін окупності пристрою компенсації реактивної потужності, який становить 0,65 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. 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.
4. Давиденко Л. В., Коменда Н. В., Давиденко В. А., Євсюк М. М. Електропостачання промислових об'єктів: практикум. Луцьк: ВІП ЛНТУ, 2022. 244 с.
5. 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.
6. Електропривід сільськогосподарських машин, агрегатів Е45 та поточкових ліній: Підручник . Є.Л. Жулай та ін. Київ: Вища освіта, 2001 р. 288с.
7. Журахівський А. В., Кінаш Б. М., Пастух О. Р. Надійність електричних систем і мереж: навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 280 с.
8. 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.
9. Козирський В. В., Каплун В. В., Волошин С. М. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник. Київ: Аграрна освіта, 2011. 448 с.
10. Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. Тернопіль: Підручники і посібники, 2001 р.
11. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електроенергетики та електропостачання: підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2009. 436 с.

12. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств: підручник для студентів електромеханічних спеціальностей. Харків: ФОП Панов А. М., 2016. 272 с.
13. Основи охорони праці. Купник М.П. і ін. Київ: Основа, 2000 р. 41с.
14. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: ДНАОП 0.00 – 1.21 – 98. Офіц. вид. Київ: Держбуд України, 2001 р. 24 с.
15. Рудницький В.Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: навчальний посібник. Суми: ВТД «Університетська книга», 2012. 280с.
16. Сегеда М.І Теоретичні основи електротехніки: Навч.посіб. Тернопіль, ТДУ, 2003 р. 350 с.
17. Черемісін М. М., Зубко В. М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: навч. посіб. Харків: Факт, 2005 р. 168 с.
18. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.
19. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. Донецьк: НГУ, 2015. 540 с.