

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:

**«АВТОМАТИЧНА КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ
НАВАНТАЖЕННЯ У СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
М'ЯСОПЕРЕРОБНОГО ПІДПРИЄМСТВА»**

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

_____ Кулик Х. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: _____ Гречин Д. П.
(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**

Кулик Христині Вікторівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Автоматична компенсації реактивної потужності навантаження у системі електропостачання м'ясопереробного підприємства»

керівник роботи к.т.н., доцент Гречин Д. П.

(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. Огляд стану питання щодо компенсації реактивної потужності навантаження

2. Електропостачання м'ясопереробного підприємства

3. Аналіз роботи системи електропостачання м'ясопереробного підприємства

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 кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Огляд стану питання щодо компенсації реактивної потужності</i>	<i>28.02.2025 – 1.05.2025</i>	
2	<i>Розрахунок електропостачання м'ясопереробного підприємства</i>	<i>2.05.2025 – 1.08.2025</i>	
3	<i>Побудова моделі системи електропостачання м'ясопереробного підприємства та її дослідження</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>	

Студентка

Кулик Х. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Гречин Д. П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.313:63

Р Е Ф Е Р А Т

Кулик Х. В. «Автоматична компенсації реактивної потужності навантаження у системі електропостачання м'ясопереробного підприємства». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького, 2025 р. 58 с. текстової частини, 19 таблиць, 14 рисунків, 23 джерел посилання.

У кваліфікаційній роботі: проаналізовано питання щодо компенсації реактивної потужності, проведено розрахунок та вибір елементів системи електропостачання м'ясопереробного підприємства таких як трансформаторну підстанцію, марки проводів живлення, пристрій компенсації; побудовано модель MATLAB/Simulink мережі електропостачання м'ясопереробного підприємства та проведено дослідження її роботи; висвітлено зміст питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях; визначено термін окупності запропонованого пристрою компенсації.

Ключові слова: компенсація реактивної потужності, м'ясопереробне підприємство, електропостачання, марки проводів живлення, трансформаторна підстанція, модель MATLAB/Simulink, графічна залежність, струм, напруга, коефіцієнт потужності, результати експерименту, термін окупності.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД СТАНУ ПИТАННЯ ЩОДО КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НАВАНТАЖЕННЯ	8
1.1 Покращення значення коефіцієнта потужності у електроустановках	8
1.2 Заходи підвищення природного коефіцієнта потужності	11
1.3 Підвищення коефіцієнта потужності компенсуючими пристроями	19
РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ М'ЯСОПЕРЕРОБНОГО ПІДПРИЄМСТВА	25
2.1 Визначення розрахункового навантаження	25
2.2 Розрахунок мережі і вибір перерізів проводів	30
2.3 Вибір трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ	34
2.4 Система автоматичної компенсації реактивної потужності	35
РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ М'ЯСОПЕРЕРОБНОГО ПІДПРИЄМСТВА	39
3.1 Побудова моделі електропостачання м'ясопереробного підприємства	39
3.2 Дослідження роботи системи електропостачання м'ясопереробного підприємства	41
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	48
4.1 Моделювання процесів виникнення травм	48
4.3 Розробка заходів щодо безпеки у надзвичайних ситуаціях	52
РОЗДІЛ 5 ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ	54
ВИСНОВКИ	55
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	56

ВСТУП

Актуальність роботи. На підприємстві експлуатується значна кількість електрообладнання, яке функціонує в різних режимах: номінального навантаження, перевантаження, недовантаження та холостого ходу. Однак рідко трапляється, щоб усе обладнання одночасно працювало в режимі номінального навантаження. Через це коефіцієнт потужності майже ніколи не відповідає номінальному значенню. Більше того, навіть у разі роботи двигунів у номінальному режимі багато з них мають коефіцієнт потужності нижчий за 0,9.

Таким чином, для досягнення належного рівня коефіцієнта потужності практично кожне підприємство має встановлювати пристрої компенсації реактивної потужності навантаження. У протилежному випадку доводиться сплачувати надбавки за електроенергію, що збільшує собівартість продукції та знижує її конкурентоспроможність. Додатково виникає потреба у збільшенні перерізу кабелів живлення, модернізації трансформаторів тощо. Якщо коефіцієнт потужності перевищує 0,96, підприємству надається знижка при оплаті електроенергії.

Це підкреслює актуальність і доцільність впровадження систем компенсації реактивної потужності. Технічна реалізація таких систем сьогодні не становить труднощів, адже багато провідних компаній у галузі електроенергетики серійно виробляють спеціальні регулятори коефіцієнта потужності, конденсаторні батареї та комутаційне обладнання для роботи із цими компонентами. Таке обладнання випускається як у вигляді комплектних рішень із заданою ступінчастою зміною потужності компенсації і різною дискретністю комутації, так і у вигляді окремих компонентів, що дає змогу створювати системи компенсації для будь-яких потужностей. Одним із ключових елементів таких систем є мікропроцесорний регулятор коефіцієнта потужності. Цей блок отримує інформацію від датчиків струму та напруги, визначає поточне значення коефіцієнта потужності й управляє комутацією

конденсаторних батарей. Завдяки цьому система здатна підтримувати оптимальний рівень коефіцієнта потужності практично безперервно.

Згідно з даними рекламних матеріалів фірм, що продають такі системи, термін їх окупності складає від 0,5 до 3,5 років.

Дослідження варто проводити із залученням сучасних методів та інструментів аналізу, таких як моделювання. Оптимальним вибором для цього є застосування програмного середовища MATLAB/Simulink.

Об'єкт дослідження: робота мережі електропостачання м'ясопереробного підприємства із пристроєм компенсації та без нього.

Мета роботи: дослідити роботу мережі електропостачання м'ясопереробного підприємства із пристроєм компенсації та без нього.

Предмет дослідження: робота мережі електропостачання м'ясопереробного підприємства на предмет впливу установки компенсації реактивної потужності на енергетичні показники мережі.

Завдання дослідження:

- здійснити огляд стану питання щодо компенсації реактивної потужності навантаження;
- провести розрахунок електропостачання м'ясопереробного підприємства та вибрати трансформаторну підстанцію та проводи мережі електропостачання;
- у програмі MATLAB/Simulink створити модель мережі електропостачання м'ясопереробного підприємства та провести дослідження її роботи із пристроєм компенсації та без нього;
- розкрити зміст питань охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях;
- провести розрахунок ефективності прийнятих рішень, зокрема визначити термін окупності.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД СТАНУ ПИТАННЯ ЩОДО КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НАВАНТАЖЕННЯ

1.1 Покращення значення коефіцієнта потужності у електроустановках

Для зменшення втрат електроенергії та забезпечення стабільного рівня напруги в електромережах важливу роль відіграє підвищення коефіцієнта потужності ($\cos \varphi$) електроустановок. Низький рівень $\cos \varphi$ спричиняє значне навантаження генераторів, а також трансформаторів, які підвищують чи знижують напругу, через реактивну потужність. Це не тільки знижує їхній коефіцієнт корисної дії (ККД), але й у багатьох випадках обмежує можливість використання їхньої активної потужності на номінальному рівні.

У ситуаціях, коли споживачі електроенергії працюють із низьким $\cos \varphi$, для підтримання номінального рівня активної потужності доводиться підвищувати струм як у мережах, так і в окремих струмоприймачах. Як наслідок, втрати електроенергії зростають пропорційно квадрату струму. Окрім збільшення втрат енергії у проводах мережі, низький коефіцієнт потужності також знижує ефективність роботи електроприймачів через їхнє неповне завантаження. Також він сприяє зростанню втрат напруги в мережі.

Відомо, що ці втрати можуть бути виражені у вигляді залежності, що враховує параметри лінії і її стан.

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} \quad (1.1)$$

або

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3}IL}{U} (R \cos \varphi + X \sin \varphi) 100 = \frac{SL}{U^2} (R \cos \varphi + X \sin \varphi) 100$$

де L — довжина лінії; P , Q — навантаження лінії активною і реактивною потужністю; U — лінійна напруга; I — струм навантаження; R , X — активний і реактивний опір; S — навантаження лінії повною потужністю.

Аналізуючи формулу (2.1), легко помітити, що зі збільшенням реактивної потужності Q зростають втрати напруги в мережі, що, у свою чергу, призводить до підвищення електричних втрат у проводах. Електричні установки, залежно від характеру споживання активної та реактивної енергії, можна поділити на чотири групи.

До першої групи належать установки, які споживають виключно активну енергію, такі як лампи розжарювання, електронагрівальні прилади та печі опору.

Друга група охоплює установки, що споживають як активну, так і реактивну енергію: асинхронні двигуни, трансформатори, реактори, електромагнітні апарати управління та захисту, лінії передачі тощо. До цієї групи варто зауважити, що частка асинхронних електродвигунів становить приблизно 70% всієї реактивної енергії, споживаної промисловими енергосистемами, трансформатори споживають близько 20%, а решта 10% припадає на електроіндукційні апарати, електролінії тощо.

Третю групу формують установки, призначені для генерації та передачі реактивної енергії в мережу, наприклад, статичні конденсатори та синхронні компенсатори.

Четверта група включає установки, які одночасно споживають і генерують реактивну енергію, до них відносяться синхронні двигуни та синхронізовані асинхронні двигуни.

Для визначення $\cos \varphi$ підприємству необхідно володіти даними про обсяги спожитої активної та реактивної енергії. Водночас слід враховувати, що в умовах експлуатації та проектування електроустановок використовуються такі параметри $\cos \varphi$: поточне, середньозважене, природне і загальне.

Під поточним $\cos \varphi$ мають на увазі його значення у конкретний момент часу. Це значення можна визначити за допомогою фазометра або розрахувати на основі показань ватметра, амперметра та вольтметра.

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3}UI}.$$

Поточне значення $\cos \varphi$ дозволяє оцінити стабільність споживання реактивної потужності та планувати заходи для її регулювання. Це, у свою чергу, сприяє підвищенню коефіцієнта потужності як окремих електроприймачів, так і всього електрогосподарства в цілому.

Середнє значення $\cos \varphi$ є усередненим показником за певний період часу (доба, місяць, рік або інший проміжок). Цей параметр здебільшого використовується для розрахунків з енергозабезпечуючими організаціями за спожиту електроенергію. Середнє значення $\cos \varphi$ розраховується за відповідною формулою:

$$\cos \varphi_{c.g} = \cos \arctg \frac{\int_{t_1}^{t_2} Q dt}{\int_{t_1}^{t_2} P dt} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{W_p}{W_a}\right)^2}} \quad (1.2)$$

де W_a — показник лічильника активної електроенергії за певний проміжок часу;

W_p — показник лічильника реактивної електроенергії за певний проміжок часу.

Під природним коефіцієнтом потужності мається на увазі його значення, яке визначається без врахування роботи спеціальних компенсуючих пристроїв. У цьому випадку природний $\cos \varphi$ може приймати поточне чи середнє визначене значення.

Загальний коефіцієнт потужності, навпаки, враховує роботу компенсуючих пристроїв, і його значення також може бути як поточним, так і середнім. Дослідження показують, що низький рівень $\cos \varphi$ здебільшого асоціюється з недоліками в організації виробничих процесів.

Для підвищення цього показника найчастіше застосовуються наступні заходи:

- заміна слабо завантажених електродвигунів на двигуни з меншою потужністю;

- правильний вибір типу, конструкції та потужності електродвигунів відповідно до навантаження і графіка його змін, а також умов експлуатації;
- зниження напруги для двигунів, які значну частину часу працюють із малим навантаженням;
- заміна асинхронних електродвигунів синхронними там, де це дозволяють умови роботи електроприводу;
- використання штучної компенсації $\cos \phi$, наприклад через установлення батарей статичних конденсаторів або інших компенсуючих пристроїв;
- установлення обмежувачів холостого ходу електроприводів, які автоматично відключають двигун при тривалому простої чи падінні навантаження до нуля;
- збільшення коефіцієнта завантаження трансформаторів;
- підвищення якості ремонту електродвигунів.

1.2 Заходи підвищення природного коефіцієнта потужності

Вибір електродвигунів за потужністю і типом безпосередньо пов'язаний із показниками $\cos \phi$ та ККД установки.

Встановлено, що асинхронні електродвигуни демонструють найвищі значення к.к.д. і $\cos \phi$ при завантаженні понад 75% від їх номінальної потужності. Якщо розглядати асинхронні двигуни з короткозамкнутим ротором, то за однакових інших параметрів (як-от потужність, швидкість обертання та конструктивне виконання), вони забезпечують вищий коефіцієнт корисної дії (приблизно на 3% вищий) і покращений коефіцієнт потужності (на 4-5%) у порівнянні з двигунами, оснащеними контактними кільцями.

У ситуаціях, коли умови навколишнього середовища дозволяють встановлювати як відкриті, так і закриті електродвигуни, слід надавати перевагу відкритим. Це зумовлено тим, що вони забезпечують кращі енергетичні характеристики.

Заміна малозавантажених асинхронних електродвигунів на двигуни меншої потужності є доцільною під час планових ремонтів і модернізацій електрифікованих систем за умови, що двигуни не є вбудованими в механізми. У свою чергу, заміна вбудованих електродвигунів є занадто витратною і недоцільною. У разі вирішення питання про заміну таких двигунів важливо орієнтуватися на дослідження Держенергонагляду. Вони вказують, що заміна невбудованих двигунів виправдана, якщо їхнє середнє навантаження не перевищує 45% номінальної потужності. У випадках, коли середнє навантаження знаходиться в діапазоні від 45 до 70%, необхідно проводити техніко-економічний аналіз для визначення доцільності заміни. Якщо ж навантаження перевищує 70% номінального значення, заміна електродвигуна в більшості випадків визнається недоцільною.

Процес оцінки доцільності заміни малозавантаженого асинхронного двигуна менш потужним варіантом пов'язаний із розрахунками скорочення сумарних втрат активної енергії в енергосистемі та самому двигуні внаслідок такого рішення. Для цього використовується відповідна формула для обчислення сумарних втрат активної енергії:

$$\Delta P_{\text{сум}} = [Q_{xx}(1 - \beta^2) + \beta^2 Q_n] K_e + \Delta P_{xx} + \beta^2 \Delta P_{an}, \quad (1.3)$$

де $Q_{xx} = \frac{P_n}{\eta_n} m$ - значення реактивної потужності при холостому ході двигуна, кВАр;

Q_n - значення реактивної потужності електродвигуна при 100% завантаженню, кВАр;

P_n, η_n - відповідно номінальна потужність, кВт і коефіцієнт корисної дії двигуна;

β - коефіцієнт завантаження електродвигуна;

m - розрахунковий коефіцієнт, що визначається по номінальному коефіцієнту потужності;

K_e - величина економічного еквіваленту реактивної потужності в даній точці мережі.

Цей еквівалент визначається відношенням значення зниження втрат активної потужності ΔP_1 (на шляху від джерела живлення до точки мережі де проводиться розрахунок) до значення зменшення реактивної потужності ($Q_1 - Q_2$), що зумовлено проведенням заходів для підвищення $\cos \phi$. Значення K_e знаходиться у межах від 0,02 до $0,15 \frac{\text{кВт}}{\text{кВАр}}$. При цьому величина K_e збільшується по мірі віддалення точки мережі (приймача) від генератора станції та збільшення кількості ступенів трансформації при передаванні електроенергії в дане місце мережі;

$\Delta P_{an} = P_n \left(\frac{1 - \eta_n}{\eta_n} \right) \left(\frac{1}{1 + \gamma} \right)$ - значення приросту втрат активної потужності в двигунах при 100% завантаженні, кВт;

$\Delta P_{xx} = P_n \left(\frac{1 - \eta_n}{\eta_n} \right) \left(\frac{\gamma}{1 + \gamma} \right)$ - значення втрат активної потужності за холостого ходу електродвигунів, кВт;

$\gamma = \frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{an}}$ - розрахунковий коефіцієнт, що визначається конструкцією електродвигуна.

Якщо відомий характер зміни коефіцієнта корисної дії за паспортними даними, то γ визначається із розв'язку двох рівнянь:

$$P_n \left(\frac{1 - \eta_n}{\eta_n} \right) = \Delta P_{an} (1 - \gamma),$$

$$0,5 P_n \left(\frac{1 - \eta_{\beta=0,5}}{\eta_{\beta=0,5}} \right) = \Delta P_{an} (0,25 - \gamma),$$

де η_n , $\eta_{\beta=0,5}$ — відповідно значення номінального коефіцієнта корисної дії і коефіцієнта корисної дії при коефіцієнті завантаження $\beta = 0,5$.

Для асинхронного електродвигуна, у якого характер зміни коефіцієнта корисної дії неможливо визначити за паспортними даними, значення γ визначається наближено за формулою:

$$\gamma = \frac{\Delta P_{xx}}{(100 - \eta_n \%) - \Delta P_{xx} \%},$$

де $\Delta P_{x.x}\%$ — величина втрат неробочого ходу, виражене у відсотках від номінальної активної потужності, споживаної двигуном. Залежність зміни $\Delta P_{x.x}\%$ від потужності електродвигуна можна відстежити за табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Втрати потужності двигунів

P_n електродвигуна, кВт	1	2	5	10	20	30	50	100	200
$\Delta P_{x.x}\%$ — втрати холостого ходу	11	8,8	7	6	5,5	4,8	4,2	3,8	3,0

Зниження напруги у слабо завантажених асинхронних електродвигунах дозволяє підвищити їхній коефіцієнт корисної дії та коефіцієнт потужності $\cos \phi$. Відомо, що збільшення напруги спричиняє зростання струму холостого ходу відповідно до закону кривої намагнічення. Це призводить до значного підвищення магнітної індукції, близької до насичення, що, у свою чергу, викликає суттєве зростання струму намагнічення і знижує коефіцієнт потужності.

Найчастіше для зниження напруги у таких двигунах застосовують перемикання обмотки статора з конфігурації «трикутник» на «зірку». Цей метод підходить лише для електродвигунів, у яких передбачена виведена нульова точка. За нормальних умов обмотка статора таких двигунів повинна бути з'єднана за схемою «трикутник», а середній рівень завантаження двигуна не повинен перевищувати 35-40%.

Згідно практичного досвіду, у електродвигунах, що мають коефіцієнт завантаження 0,25, коли перемикають обмотки статора з «трикутника» на «зірку» коефіцієнт корисної дії і коефіцієнт потужності $\cos \phi$ стають приблизно рівними номінальним. Окрім того, слід пам'ятати, що при перемиканні обмотки статора з «трикутника» на «зірку» напруга зменшується в $\sqrt{3}$ раз, а обертовий момент (як максимальний, так і пусковий) зменшуються в 3 рази. Отже перемикаючи обмотки статора з «трикутника» на «зірку» необхідно врахувати

значення граничного коефіцієнта завантаження електродвигуна, яким оцінюють умови стійкої роботи електродвигуна. Значення цього коефіцієнта

$$\beta_{np} = \frac{K_{mm}}{4,5},$$

де β_{np} — значення граничного коефіцієнта завантаження електродвигуна;

K_{mm} — значення кратності максимального обертаючого моменту до до номінального. Значення K_{mm} наводиться в каталожних даних двигунів.

У багатьох електроприводів коефіцієнт завантаження значну частину часу експлуатації не перевищує показники 0,35–0,40, а в певні періоди працює в номінальному режимі. Встановлення автоматичних перемикачів обмотки статора із конфігурації «трикутник» на «зірку» для таких двигунів сприяє досягненню економічної вигоди.

Один з ключових методів зниження непродуктивних витрат електроенергії та поліпшення коефіцієнта потужності підприємства полягає в обмеженні неробочого ходу асинхронних електродвигунів. Практика показує, що значна кількість таких двигунів часто працює у режимі холостого ходу.

Вимкнення електродвигунів під час міжопераційних пауз, коли вони перебувають у стані без навантаження, суттєво знижує споживання активної та реактивної енергії з мережі. Дослідження підтверджують, що використання обмежувачів холостого ходу є економічно виправданим у випадках, коли тривалість міжопераційного періоду перевищує 10 секунд.

Міжопераційний період, наприклад для верстатів, охоплює час, необхідний для виконання таких дій: зняття оброблюваної деталі з верстата; встановлення нової деталі; приведення інструменту у робоче положення.

При застосуванні обмежувачів холостого ходу економію активної енергії за годину можна визначити за спеціальними формулами, розробленими для розрахунку її споживання.

$$\Delta W_a = E_a \frac{ZP_n T_{всп}}{3600} \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (1.4)$$

для реактивної енергії

$$\Delta W_p = E_p \frac{Z P_n T_{всп}}{3600} \text{кВАр} \cdot \text{год} \quad (1.5)$$

де E_p — значення ефективності, визначається номінальним $\cos \phi_n$ електродвигуна;

E_a — значення ефективності, що визначається потужністю неробочого ходу електроприводу;

Z — число технологічних циклів, год;

$T_{всп}$ — тривалість допоміжного (міжопераційного) часу, с/цикл;

P_n — номінальна потужність електродвигуна, кВт.

Збільшення коефіцієнта завантаження трансформаторів суттєво впливає на зниження втрат електроенергії. З усього споживання реактивної потужності приблизно 20% припадає на трансформатори, причому близько 80% цієї потужності складає потужність їхнього холостого ходу. Відповідно, $\cos \phi$ у мережі, що живить трансформатор, буде тим вищим, чим більший коефіцієнт його завантаження.

Таблиця 1.2 – Експериментальні значення відношення η „зірки” до η „трикутника” при різних β

Коефіцієнт завантаження	Величина відношення	Коефіцієнт завантаження	Величина відношення
0,10	1,27	0,30	1,04
0,15	1,14	0,35	1,02
0,20	1,10	0,40	1,01
0,25	1,06	0,45	1,005
		0,50	1,00

У практиці підвищення ефективності трансформаторів часто збільшують коефіцієнт завантаження та скорочують тривалість їх холостих ходів. Це здійснюється шляхом заміни, перегрупування або відключення окремих трансформаторів у години знижених навантажень. Заміна мало завантажених трансформаторів (з коефіцієнтом завантаження до 0,3) на менш потужні, більш економічні моделі зазвичай є виправданим рішенням.

Доцільність таких заходів визначається через розрахунок величини втрат активної та реактивної потужності, із приведенням останньої до активної за допомогою економічного еквівалента реактивної потужності в конкретній точці мережі.

Втрати трансформаторів поділяються на постійні (втрати холостого ходу) та змінні (втрати у міді). Каталоги трансформаторів надають значення постійних і змінних активних втрат (ΔP_{xx} і ΔP_{kz}), де змінні втрати віднесені до номінальної потужності трансформатора. Реактивні втрати також поділяються на постійні та змінні, і їх розрахунок здійснюється за величиною струму холостого ходу (I_{xx}) і напруги короткого замикання (U_{kz}), які зазначені в каталогах у відсотках від повного струму (для $I_{xx}\%$) і питомої напруги (для $U_{kz}\%$).

Наприклад, величина реактивних втрат при холостому ході трансформатора ΔQ_{xx} визначається відповідними параметрами.

$$\Delta Q_{xx} = 0,01 I_{xx} S_n, \quad (1.6)$$

де I_{xx} — струм неробочого ходу у відсотках від номінального струму;

S_n — значення номінальної потужності трансформатора.

Значення втрат реактивної потужності за номінального навантаження трансформатора

$$\Delta Q_{kz} = 0,01 U_{kz} S_n, \quad (1.7)$$

де U_{kz} — напруга к. з. %.

При роботі трансформатора із сталим навантаженням, значення постійних втрат рівне змінним, а тому трансформатор працює із мінімальними втратами як у ньому, так і в мережі, а тому виконується умова

$$\Delta P_{xx} + K_e \Delta Q_{xx} = \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 (\Delta P_{kz} + K_e \Delta Q_{kz}), \text{ кВт},$$

де K_e — значення економічного еквіваленту реактивної потужності у конкретному місці мережі кВт/кВАр.

$$\frac{S}{S_n} = \frac{I}{I_n} = \beta,$$

звідки β — значення коефіцієнта завантаження трансформатора;

I_n — величина струму номінального навантаження трансформатора S_n , А;

I — величина струму фактичного навантаження трансформатора S , А.

Звідси

$$\beta = \sqrt{\frac{\Delta P_{xx} + K_e \Delta Q_{xx}}{\Delta P_{\kappa z} + K_e \Delta Q_{\kappa z}}}.$$

Практика експлуатації трансформаторів демонструє, що підвищення коефіцієнта завантаження трансформатора до 0,6 супроводжується значним зростанням коефіцієнта потужності. Однак із подальшим збільшенням коефіцієнта завантаження від 0,6 до 1,0 покращення $\cos \varphi$ стає менш значним. Наприклад, при підвищенні коефіцієнта завантаження із 0,2 до 0,4 $\cos \varphi$ зростає на 0,05—0,08, тоді як при збільшенні значення коефіцієнта завантаження з 0,6 до 1,0 $\cos \varphi$ підвищується лише на 0,02—0,01.

Утримання постійного рівня завантаження трансформатора, за якого постійні втрати дорівнюють змінним втратам, практично неможливе. Це пояснюється тим, що у ході експлуатації трансформатора рівень його завантаження змінюється як протягом доби, так і протягом різних сезонів року. З огляду на це, в умовах практичного застосування необхідно обирати такий рівень завантаження трансформатора, який забезпечить мінімальні втрати за рік. Іншими словами, постійні втрати за рік повинні дорівнювати змінним втратам за рік. Це співвідношення можна виразити у вигляді наступного рівняння:

$$\beta_{\max} = \sqrt{\frac{T_{\kappa} (\Delta P_{xx} + K_e \Delta Q_{xx})}{\tau_i (\Delta P_{\kappa z} + K_e \Delta Q_{\kappa z})}},$$

де T_{κ} — кількість годин роботи трансформатора в році;

τ_i — кількість втрат годин максимуму у році.

Ця величина залежить від значення коефіцієнта завантаження або від числа використання годин максимуму навантаження у році, що визначається по графіку.

Якість ремонту асинхронних електродвигунів відіграє суттєву роль у впливі на природний коефіцієнт потужності. Під час виконання ремонтних робіт необхідно забезпечувати повне відновлення номінальних параметрів

електродвигуна. Недбале або неякісне проведення ремонту часто призводить до збільшеного споживання реактивної потужності, нерівномірного навантаження фаз, підвищення струму холостого ходу тощо, що, своєю чергою, спричиняє збільшення втрат електроенергії та погіршення загального коефіцієнта потужності підприємства.

У деяких випадках, як-от обточування ротора за умов значного спрацювання підшипників, збільшення повітряного зазору електродвигуна може суттєво погіршити показник $\cos \varphi$. Варто зазначити, що понад 75% загального магнітного опору асинхронного двигуна припадає саме на цей зазор, який впливає на близько четвертину споживаної реактивної потужності.

Інколи після ремонту електродвигуни залишають з вагомими відхиленнями від заводських характеристик, що погіршує їхні експлуатаційні показники, зокрема коефіцієнт потужності, а також збільшує енергетичні втрати. Під час експлуатації таких двигунів необхідно ретельно контролювати величину повітряного зазору, адже підвищення рівня вібрації та зношення підшипників безпосередньо впливає на його зміну. Регулярне вимірювання цього параметра і перевірка відповідності номінальному значенню є важливими кроками для забезпечення стабільної роботи двигуна.

Після проведення капітального чи поточного ремонту кожен електродвигун обов'язково тестують на відповідному стенді. Це дозволяє визначити рівень відповідності його технічних характеристик паспортним даним і гарантувати якість виконаної роботи.

1.3 Підвищення коефіцієнта потужності компенсуючими пристроями

З часом компенсувальні пристрої реактивної потужності в енергосистемах еволюціонували, відзначаючи поступове зростання їхньої різноманітності та технічної складності. На початкових етапах розвитку енергетичних систем, які тоді функціонували як локальні мережі, генератори електростанцій виконували

роль стабілізаторів балансу активної і реактивної потужності. Їх конструкцію проектували з номінальним коефіцієнтом потужності, що дорівнював $\cos\varphi=0,6$.



Рисунок 1.2 – Схема класифікації компенсувальних пристроїв

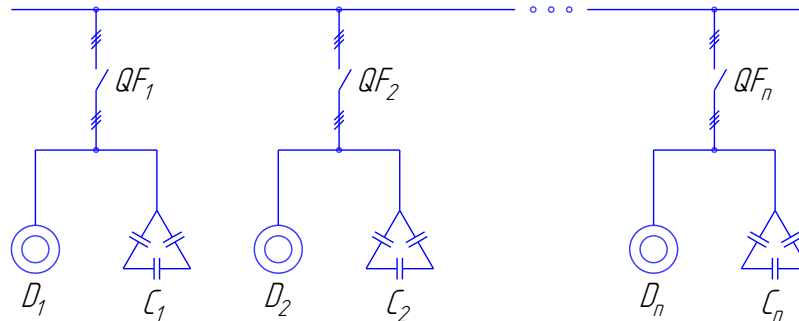
Класифікація компенсувальних пристроїв наведена на рисунку 1.2, де розглянуто їх конструктивні особливості, принцип дії, ключові техніко-економічні показники, а також переваги і недоліки.

Реактивний струм створює додаткове навантаження на лінії електропередачі, що, своєю чергою, обумовлює необхідність збільшення перерізів проводів і кабелів, а також веде до зростання капітальних витрат на будівництво зовнішніх і внутрішньомайданчикових мереж. Реактивна потужність враховується разом з активною постачальником електроенергії та оплачується за встановленими тарифами, що суттєво впливає на загальну вартість рахунку за електроенергію.

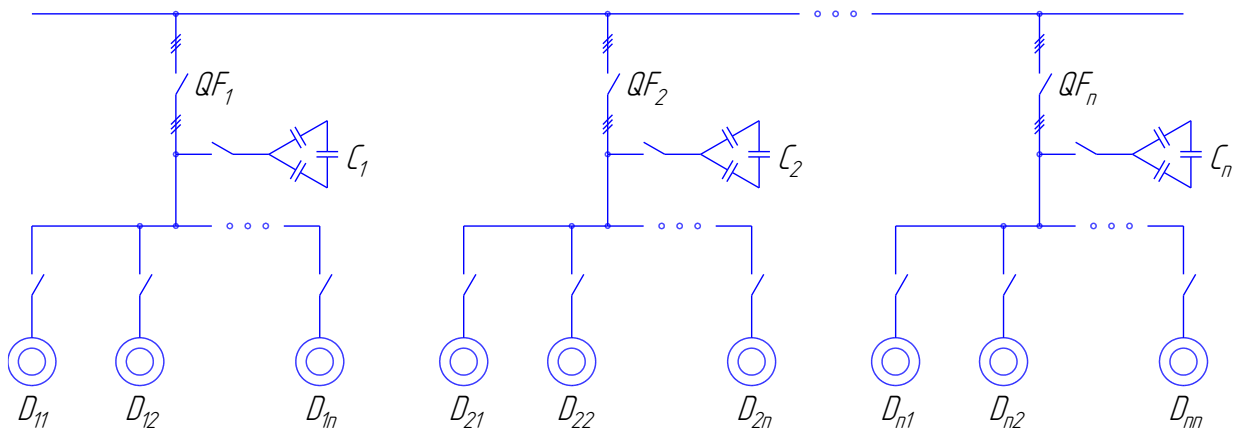
Оптимальним методом зниження споживання реактивної потужності є використання установок компенсації (конденсаторних батарей, синхронних двигунів і компенсаторів). Підключення таких пристроїв до мережі дозволяє зменшити втрати енергії й напруги. У практичному застосуванні коефіцієнт

потужності після проведення компенсації зазвичай знаходиться у межах від 0,93 до 0,99.

Індивідуальна компенсація



Групова компенсація



Централізована компенсація

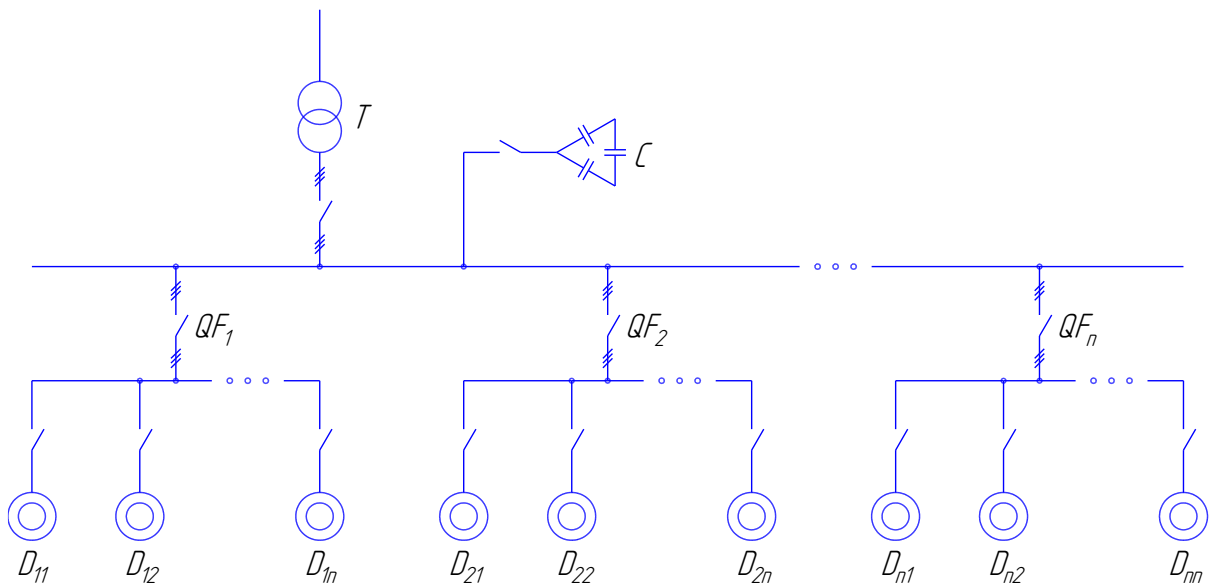


Рисунок 2.3 – Типи компенсації: індивідуальна, групова та централізована

Відносну ефективність зменшення реактивного навантаження в конкретній точці електричної мережі оцінюють за допомогою економічного еквівалента реактивної потужності. Він кількісно визначається як величина зменшення втрат активної потужності при скороченні реактивного навантаження на 1 кВАр.

Штучне підвищення коефіцієнта потужності зазвичай реалізується через використання компенсуючих пристроїв, таких як синхронні двигуни, статичні конденсатори й синхронні компенсатори. У сфері торгівлі та громадського харчування для цього переважно застосовують статичні конденсатори, які вирізняються простотою експлуатації.

Статичні конденсатори являють собою спеціалізовані ємності для генерації реактивної енергії. Потужність одного елемента конденсатора варіюється від 2,5 до 10 кВАр або навіть більше.

Установлення компенсуючих пристроїв на підприємствах можливе лише за умови отримання дозволу від відповідної енергопостачальної організації. При цьому потужність таких пристроїв розраховується за спеціальною формулою.

$$Q_{\kappa\pi} = P_{cp} (tg\varphi_1 - tg\varphi_2) \alpha, \quad (1.8)$$

де P_{cp} — значення середньорічного споживана активної потужності визначається за формулою

$$P_{cp} = \frac{W_a}{T}.$$

Розрахункова формула потужності компенсуючого пристрою

$$Q_{\kappa\gamma} = \frac{W_a (tg\varphi_1 - tg\varphi_2) \alpha}{T}, \quad (1.9)$$

де W_a — споживання електричної енергії за рік в кВт • год.

При цьому значення $T = 2000$ год за однозмінної роботи підприємства, $T = 4000$ год за двозмінної роботи, $T = 6000$ год за тризмінної роботи, і $T = 8000$ год за безперервно діючого підприємства;

$tg \varphi_2$ — значення тангенса кута зсуву фаз, що відповідає середньовизначеному коефіцієнту потужності за рік (після встановлення компенсуючого пристрою);

$\operatorname{tg} \varphi_1$ — значення тангенса кута зсуву фаз, що відповідає середньовизначеному коефіцієнту потужності за рік (до встановлення компенсуючого пристрою);

α — значення розрахункового коефіцієнта, що враховує підвищення природного коефіцієнту потужності на працюючому підприємстві шляхом підвищення режимів роботи обладнання. Для працюючих підприємств приймають $\alpha = 0,8 - 0,9$, при проектуванні — 1.

Розміщення компенсуючих пристроїв на підприємстві може бути індивідуальним, груповим або централізованим.

Індивідуальне розташування компенсуючих пристроїв зазвичай застосовується при напрузі до 500 В. У цьому випадку статичні конденсатори підключаються безпосередньо до затискачів, наприклад, асинхронних двигунів.

Такий спосіб установки конденсаторів добре виправдовує себе, якщо електродвигуни працюють тривалий час без перерви. Це пов'язано з тим, що при відключенні приймача електроенергії автоматично відключається і компенсуючий пристрій.

Групове розташування передбачає підключення батареї конденсаторів до цехового розподільного обладнання або групової збірки. Згідно з техніко-економічними розрахунками, цей варіант є оптимальним для середніх і невеликих підприємств.

При централізованому розташуванні батарея конденсаторів встановлюється на стороні високої або низької напруги трансформаторної підстанції підприємства. Такий спосіб монтажу дозволяє максимально ефективно використовувати їх потужність.

Остаточний вибір місця розташування компенсуючих пристроїв, а також їх типу має ґрунтуватися на результатах техніко-економічних розрахунків. Основою для визначення найекономічнішого способу розташування статичних конденсаторів і вибору їх виду є порівняння первинних витрат із річними експлуатаційними витратами. Ключовим фактором у цьому випадку є термін окупності, який не повинен перевищувати 8 років.

Термін може бути розрахований за спеціальною формулою.

$$T_{ок} = \frac{K_A - K_B}{C_B - C_A} \quad (2.10)$$

де C_A і C_B — значення річних експлуатаційних витрат порівнюваних варіантів, що включають і амортизаційні відрахування, грн;

K_A і K_B — значення первинних витрат порівнюваних варіантів, грн.

До первинних витрат належать:

- 1) вартість компенсуючого пристрою;
- 2) витрати на генераторну потужність, необхідну для покриття енергетичних втрат під час пікового навантаження системи як у самому компенсуючому пристрої, так і в інших елементах системи у зв'язку з його встановленням;

3) вартість системних компонентів (кабелів високої і низької напруги, трансформаторів), яка залежить від варіанту компенсації реактивної потужності.

До річних експлуатаційних витрат належать:

- 1) амортизаційні відрахування та витрати на ремонт, узгоджені з первинними витратами;
- 2) собівартість втрат електроенергії в компенсуючих пристроях та елементах системи, де ці втрати відрізняються залежно від обраного варіанту.

Під час визначення втрат активної енергії у порівнюваних варіантах необхідно враховувати відносне збільшення втрат енергії під час передачі реактивної потужності.

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ М'ЯСОПЕРЕРОБНОГО ПІДПРИЄМСТВА

2.1 Визначення розрахункового навантаження

Основним завданням під час проведення розрахунків електричної мережі для забезпечення електропостачання будь-якого об'єкта є визначення розрахункових навантажень. Для виконання цього необхідно встановити потужності усіх елементів електрообладнання, до яких ліній вони підключені, протяжність кожної ділянки мережі, коефіцієнти використання обладнання, а також їхній $\cos \varphi$.

Результати розрахунків електроприймачів заносяться у таблицю 2.1. На основі даних з цієї таблиці обчислюють середній коефіцієнт використання електроприймачів.

$$K_{\text{в}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}} * K_{\text{в}i}}{\sum_{s=1}^n P_{\text{ном}}} ; \quad (2.1)$$

$$K_{\text{в}} = \frac{298,7}{361,5} = 0,83.$$

Середня активна потужність

$$P_{\text{роз.с}} = K_{\text{в}} \cdot \sum P_{\text{ном}} , \quad (2.2)$$

$$P_{\text{роз.с}} = 0,83 \cdot 361,5 = 300 \text{ кВт.}$$

Щоб визначити $\text{tg} \varphi$ визначаємо середньозважений

$$\cos \varphi = \frac{\sum P_{\text{ном}} \cos \varphi_1}{\sum P_{\text{ном}}} ; \quad (2.3)$$

$$\cos \varphi = \frac{305,3}{361,5} = 0,85,$$

$$\arccos 0,85 = 32,38^\circ ,$$

$$\text{tg} \varphi_1 = \text{tg} 32,38^\circ = 0,63 .$$

Середня реактивна потужність:

$$Q_{PO3.C} = P_{PO3} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.4)$$

$$Q_{PO3.C} = 300 \cdot 0,63 = 189 \text{ кВар.}$$

Таблиця 2.1 – Розраховане навантаження

№ п/п	Назви електроприймача	P n, кВт	K _в	cosφ	Tgφ
1	Цех обвалювання	5	0,8	0,7	1,0
2	Цех посолу сировини	7,5	0,6	0,8	0,75
3	Склад спецій	2,5	0,4	0,9	0,78
4	Склад готової продукції	18,5	0,7	0,7	1,0
5	Мийка	4	0,3	0,8	0,75
6	Цех фаршо – приготування	27	0,9	0,7	1,0
7	Цех формування	32	0,7	0,7	1,0
8	Цех упаковки	17,5	0,8	0,8	0,75
9	Склад готової продукції	18,5	0,7	0,7	1,0
10	Механічний цех	12	0,7	0,8	0,75
11	Цех вакуумної упаковки	26	0,8	0,8	0,75
12	Сушила для ковбас	10	0,5	0,7	1,0
13	Склад копченої продукції	18,5	0,9	0,9	0,48
14	Склад вареної продукції	18,5	0,9	0,9	0,48
15	Коптильня	5	0,3	0,8	0,75
16	Склад вареної продукції II	37	0,9	0,9	0,48
17	Цех упаковки мороженої продукції	16	0,8	0,8	0,75
18	Морозильня	37	0,9	0,9	0,48
19	Склад готової продукції	18,5	0,7	0,7	1,0
20	Склад готової продукції	18,5	0,7	0,7	1,0
21	Морозильня	18,5	0,9	0,9	0,48
22	Рампа	7,5	0,3	0,7	1,0
23	Пункт реалізації	5	0,9	0,7	1,0

Визначаємо розрахункову активну потужність враховуючи коефіцієнт максимуму активної потужності $K_{MAX}=1,1$

$$P_{\Sigma} = K_{\max} \cdot P_{PO3}, \quad (2.5)$$

$$P_{\Sigma} = 1,1 \cdot 300 = 330 \text{ кВт.}$$

Розрахункова реактивну потужність:

$$Q_{\Sigma} = 1,1 \cdot Q_{PO3.C}, \quad (2.6)$$

$$Q_{\Sigma} = 1,1 \cdot 189 = 208 \text{ кВАр.}$$

Розрахункова повна потужність:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (2.7)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{330^2 + 208^2} = 390 \text{ кВА.}$$

Розраховані величини потужності для всіх об'єктів окремо зведено у таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Розраховані значення потужності

№п/п	Назва приміщення	P_{Σ} , кВт	$\cos \varphi$	Q_{Σ} , кВт	S_{Σ} , кВт	I, А
1	Цех обвалювання	4,6	0,83	3,2	5,5	7,9
2	Цех посолу сировини	6,8	0,83	4,7	8,2	11,8
3	Склад спецій	2,2	0,83	1,5	2,7	3,9
4	Склад готової продукції	17,0	0,83	11,8	20,5	29,6
5	Мийка	3,0	0,83	2,0	3,6	5,2
6	Цех фаршо–приготування	20,5	0,83	14,2	24,7	35,7
7	Цех формування	24,2	0,83	16,8	29,2	42,1
8	Цех упаковки	13,2	0,83	9,1	15,9	22,9
9	Склад готової продукції	14,1	0,83	9,8	17,0	24,5
10	Механічний цех	11,0	0,83	7,6	13,3	19,2
11	Цех вакуумної упаковки	23,8	0,83	16,5	28,7	41,4
12	Сушила для ковбас	9,1	0,83	6,3	11,0	15,9
13	Склад копченої продукції	16,9	0,83	11,7	20,4	29,5
14	Склад вареної продукції	16,9	0,83	11,7	20,4	29,5
15	Коптильня	4,6	0,83	2,8	5,5	7,9
16	Склад вареної продукції	33,8	0,83	23,4	40,7	58,7
17	Цех упаковки мороженої продукції	14,6	0,83	10,1	17,6	25,4
18	Морозильня	33,8	0,83	23,4	40,7	58,7
19	Склад готової продукції	16,9	0,83	11,7	20,4	29,5
20	Склад готової продукції	16,9	0,83	11,7	20,4	29,5
21	Морозильня	16,9	0,83	11,7	20,4	29,5
22	Рампа	6,8	0,83	4,7	8,2	11,8
23	Пункт реалізації	4,6	0,83	3,2	5,5	7,9

ТП 10/04кВ

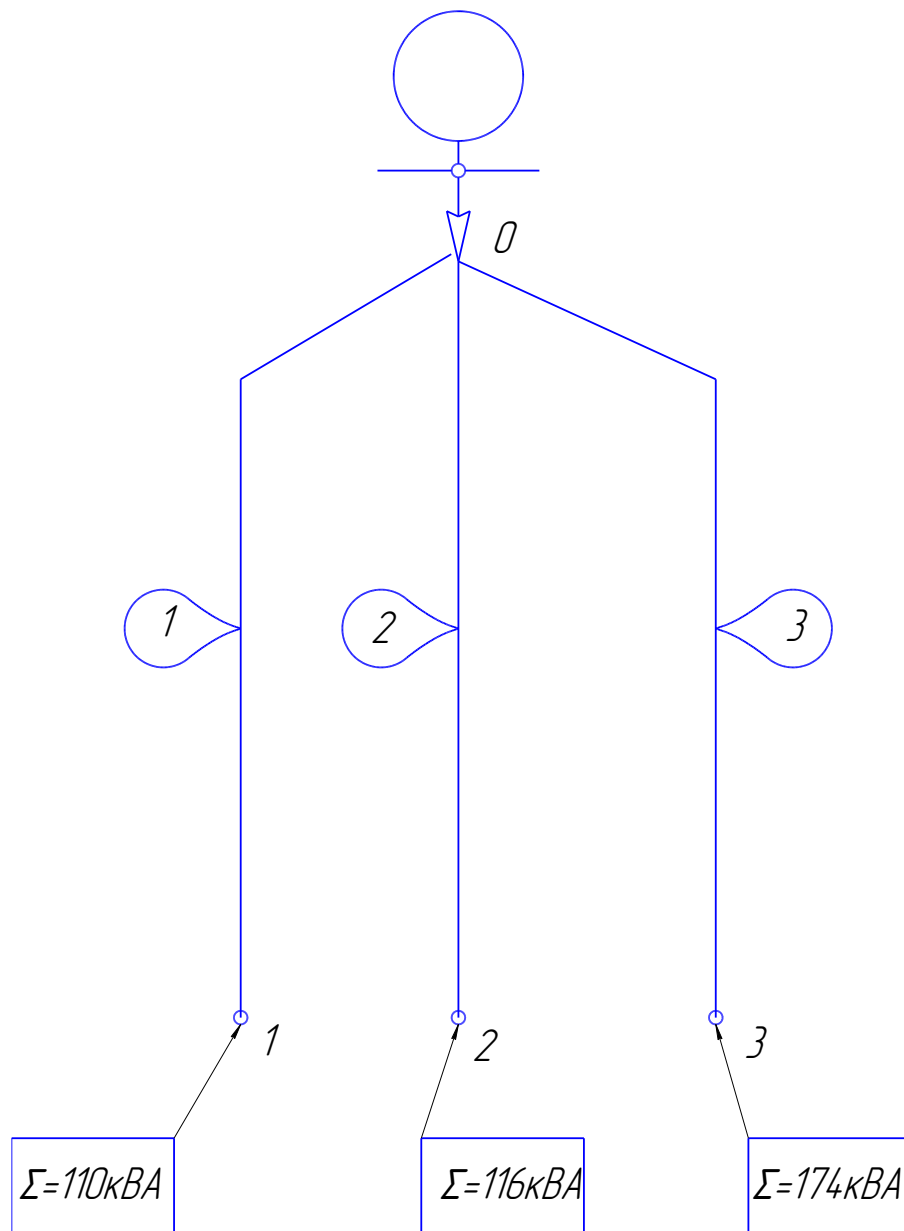


Рисунок 2.1 – Функціональна схема розміщення вузлів електричних навантажень

Таблиця 2.3 – Розраховані параметри ділянок лінії

Лінія	1	2	3
Довжина,м	0,1	0,1	0,1
P, кВт	91,5	96,4	144,3
Q, кВАр	63,3	66,4	99,9
S, кВА	110,3	116,3	173,9
I, А	159,1	167,9	250

Для зменшення втрат в лінії електропостачання цього об'єкта доцільно використовувати не одну, а три паралельні лінії електропередач. Такий підхід дасть змогу знизити загальне навантаження на кожну лінію, що, у свою чергу, зменшить просідання напруги. Крім того, сумарні струми будуть меншими, що дозволить застосовувати кабелі з меншим перетином.

Групування провадиться таким чином, щоб забезпечити приблизно рівномірний розподіл навантаження. Отримані результати записуються в таблицю 2.3.

За проведенням розрахунком із каталогу вибираємо закриту трансформаторну підстанцію із трансформатором ТМ-400-10/0,4 кВ.

Таблиця 2.3 – Паспортні дані трансформатора ТМ-400-10/0,4 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	%	%
400	10	0,4	Y/Y _н -0	0,95	5,5	4,5	2,5

Розраховуємо опори обмоток трансформатора приведені до високої напруги трансформатора :

- активний опір – $r_T = P_{\text{кз}} \cdot \frac{U_{\text{В ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-3}} = 3,5 \text{ Ом};$
- повний опір – $z_T = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}} \cdot 10^{-3}} = 13,8 \text{ Ом};$
- реактивний опір – $x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} = 13,4 \text{ Ом}.$

У трансформатора є 5 виводів зі сторони напруги 10 кВ: 0, $\pm 2,5\%$, $\pm 5\%$ від номінального значення напруги цієї обмотки. Перемикання виводів можна здійснюють лише при вимкненому стані всіх обмоток трансформатора (ПБЗ – перемикання без збудження).

Щоб знизити втрати напруги в лінії та зменшити січення проводів лінії розбиваємо всіх споживачів на три групи. Фідер А – 1 фідер Б – 2, фідер В – 3.

2.2 Розрахунок мереж і вибір перерізів проводів

Розрахунок мережі 10 кВ

Розраховуємо активну втрату напруги у магістралі 10 кВ:

$$\Delta U_p = \frac{x_o}{U_{ном}} Q \cdot l, \quad (2.8)$$

$$\Delta U_p = \frac{0,35}{10000} 229,6 \cdot 1000 = 8 \text{ В.}$$

Допустима активна складова напруги буде:

$$\Delta U_{ад} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p, \quad (2.9)$$

$$\Delta U_{ад} = 400 - 8 = 392 \text{ В.}$$

Величина перерізу провідника магістралі 10 кВ становитиме:

$$F_{розр} = \frac{P \cdot l}{U_{ном} \cdot \Delta U_a \cdot g}, \quad (2.10)$$

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

$$F_{розр} = \frac{332,2 \cdot 1000}{10000 \cdot 392 \cdot 32 \cdot 10^{-6}} = 3 \text{ мм}^2.$$

Таблиця 2.6 – Характеристика проводів 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

Згідно з правилами улаштування електроустановок мінімальне значення перерізу сталесалюмінієвого проводу за механічною міцністю марки АС для ліній 10 кВ повинен становити 25 мм². Тому виберемо для лінії 10 кВ провід марки АС-25 із характеристикою показаною у табл. 2.6.

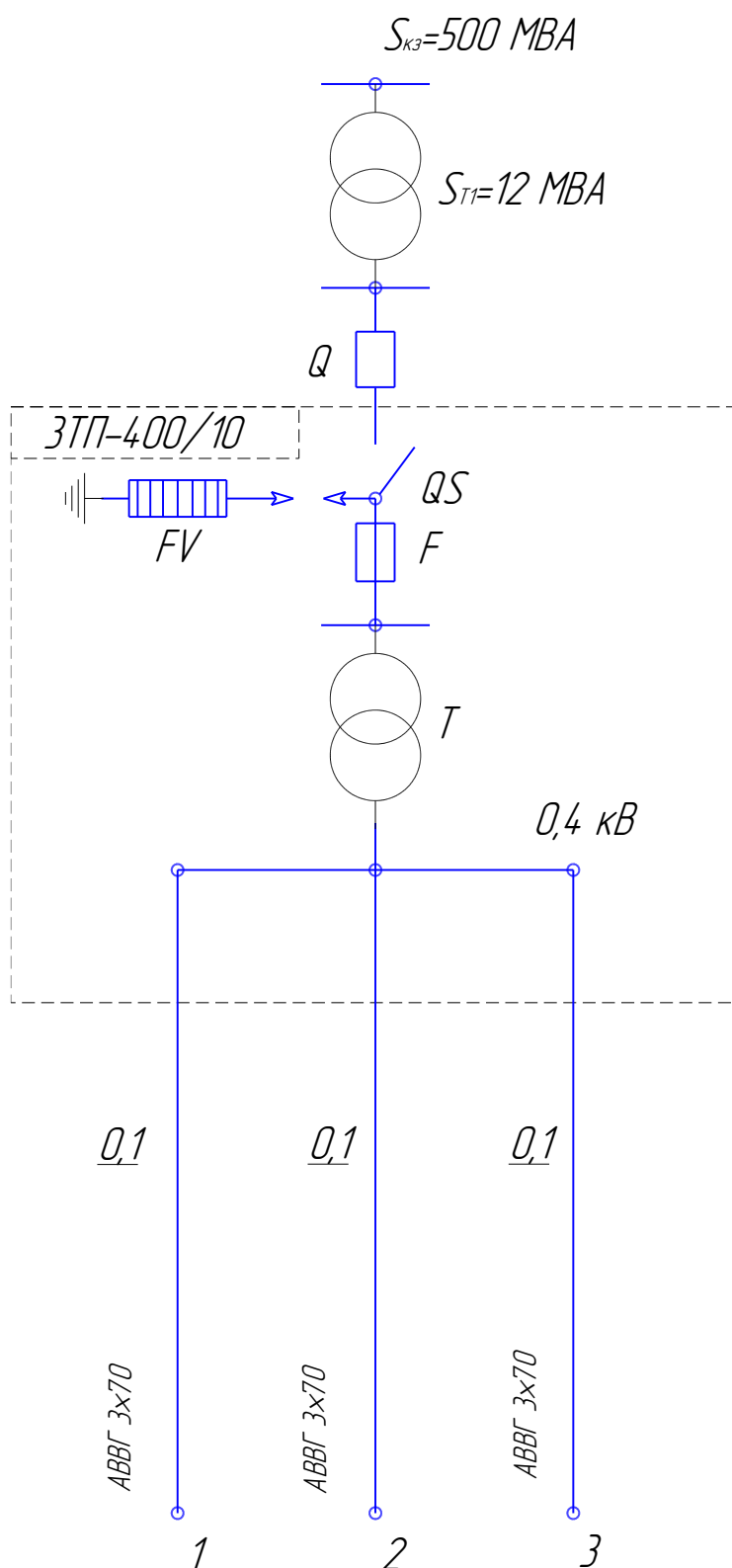


Рисунок 2.2 –Схема принципова мережі електропостачання

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(r_o \cdot \cos \varphi + x_o \cdot \sin \varphi \right) \sum_{i=1}^n I_i \cdot l_i, \text{В} \quad (2.11)$$

де: I_i, l_i – струм та довжина i -ї ділянки магістралі; n – кількість ділянок магістралі; $\Delta U_a, \Delta U_p$ – активна та реактивна складові втрати напруги; r_o, x_o – питомий активний і реактивний опори лінії електропередачі.

$$\Delta U = \sqrt{3}(1,146 \cdot 0,85 + 0,377 \cdot 0,53) \frac{578}{25} \cdot 1,0 = 46 \text{ В (0,5 \%)}.$$

Значення втрати напруги в обмотках трансформатора 10/0,4 кВ в режимі максимального навантаження:

$$\Delta U = \frac{I_H}{k_{tr}} \cdot Z_m = \frac{578}{25} \cdot 13,8 = 319 \text{ В (3,2\%)}.$$

Розрахунок мережі 0,38 кВ

Розрахуємо реактивну складову втрати напруги у магістралі 0-1 за формулою:

$$\Delta U_p = \frac{x_o}{U_{ном}} (Q_1 \cdot l_1), \quad (2.12)$$

$$\Delta U_p = \frac{0,35}{380} (63,3 \cdot 0,1) = 6,1 \text{ В}.$$

Допустиме значення активної складової напруги:

$$\Delta U_{a\partial 0-1} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p = 19 - 6,1 = 12,9 \text{ В}.$$

А розрахункове значення перерізу проводів магістралі 0-1 визначаємо за формулою:

$$F_{0-1розр} = \frac{P_1 \cdot l_1}{U_{ном} \cdot \Delta U_{a\partial 0-1} \cdot g}, \quad (2.13)$$

$$F_{0-1розр} = \frac{91,5 \cdot 0,1}{0,4 \cdot 12,9 \cdot 32 \cdot 10^{-6}} = 55 \text{ мм}^2.$$

Аналогічно проводимо розрахунок магістралей 0-2 та 0-3.

Результати розрахунку приведено у табл.2.7.

Таблиця 2.7 – Розрахована втрата напруги у магістралях та розраховані їх поперечні перерізи проводів

Магістраль	$U_p, \text{В}$	$U_{ад}, \text{В}$	$F_{розр.}, \text{мм}^2$
0-1	6,1	12,9	55
0-2	6,1	12,9	58
0-3	9,2	9,8	94

Після проведеного розрахунку вибираємо стандартні перерізи та марки проводів приймемо відповідні номінальні перерізи проводів електричної мережі 0,38 кВ. Результати наведено у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Характеристика проводів електричних мереж ліній 0,38 кВ

Лінія мережі 0,38 кВ	Марка проводу	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	Допустимий струм, А
1,2,3	АВВГ-3× 70	0,46	0,283	220

За характеристиками вибраних проводів розраховуємо дійсні втрати напруги у кожній лінії мережі напругою 0,38 кВ згідно формули (2.10). Результати розрахунку приведено у табл.2.9.

Таблиця 2.9 – Значення дійсних спадів напруги у магістралях

Магістраль	0-1	0-2	0-3
$\Delta U, \text{В}$	15,8	16,8	19,0

Визначення втрат електроенергії у мережі

Втрати електроенергії у мережі складаються із втрат у мережах 10кВ та 0,38 кВ, а також із втрат у трансформаторі 10/0,4 кВ.

Втрати енергії у мережі 10 кВ:

$$\Delta W_{10} = \sum_{i=1}^n 3 \cdot I_{\max.i}^2 \cdot r_i \cdot \tau, \quad (2.14)$$

де:

$$I_{л.10\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{390}{\sqrt{3} \cdot 10} = 22,5 \text{ А.}$$

$\tau = 1300$ год.

Втрати енергії в мережі 10 кВ:

$$\Delta W_{10} = 3 \cdot 22,5^2 \cdot 1,0 \cdot 1,146 \cdot 1300 \cdot 10^{-3} = 2262 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрата енергії в мережі 0,38 кВ:

$$\Delta W_{0,38} = \sum_{i=1}^{11} 3 \cdot I_{\max,i}^2 \cdot r_i \cdot \tau = 16078 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрат енергії у трансформаторі 10/0,4 кВ складається із постійних втрат (які визначаються не залежно від рівня навантаження):

$$\Delta W_c = \Delta P_{нх} \cdot 8760 = 0,95 \cdot 8760 = 8322 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

та зі змінних втрат (які визначаються згідно рівня навантаження):

$$\Delta W_o = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{\Sigma вч}}{S_{т.ном}} \right)^2 \cdot \tau = 5,5 \cdot \left(\frac{390}{400} \right)^2 \cdot 1300 = 6797 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати енергії у розрахованій електричній мережі:

- змінні – $\Delta W_{зм} = \Delta W_{10} + \Delta W_{0,38} + \Delta W_o = 25137 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$;
- постійні – $\Delta W_{пост} = \Delta W_c = 8322 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$;
- сумарні – $\Delta W = \Delta W_{пост} + \Delta W_{зм} = 33459 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$

2.3 Вибір трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ

Для живлення проектованої мережі на 0,38 кВ заплановано використання закритої трансформаторної підстанції типу ЗТП-400-10/0.4 кВ. Ця підстанція розташовується в окремій будівлі, яка являє собою двоярусну цегляну споруду з панельними перекриттями та розділеними секціями для обладнання. На другому ярусі знаходиться розподільний пристрій високої напруги.

Вхідний розподільний пристрій на 10 кВ включає трифазний роз'єднувач із заземлюючими ножами, який монтується на найближчій опорі ліній 10 кВ, а також вентильні розрядники, що забезпечують захист обладнання від

атмосферних і комутаційних перенапруг зі сторони 10 кВ. На першому ярусі встановлений силовий трансформатор потужністю 400 кВА та розподільний пристрій на 0,38 кВ. Для захисту трансформатора від багатофазних коротких замикань на вводах 10 кВ передбачено запобіжники.

Розподільний пристрій 0,38 кВ розташовується у спеціалізованих шафах. У комплект РУ 0,4 кВ входять рубильник, з яким інтегровані вентильні розрядники для захисту від перенапруг зі сторони ліній 0,38 кВ, трифазний комплект трансформаторів струму для обліку активної енергії, а також двофазний комплект трансформаторів струму (у фазах А та С), під'єднаний до теплового реле для захисту трансформатора від перевантажень. Керування, відключення та захист двох ліній на 0,38 кВ від коротких замикань здійснюється за допомогою автоматичних вимикачів типу ВА.

2.4 Система автоматичної компенсації реактивної потужності

Коефіцієнт потужності визначаємо за формулою

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}.$$

Повну потужність визначаємо за формулою

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}.$$

Реактивну потужність визначаємо за формулою

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = P \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1}.$$

Значення сумарної активної потужності 330 кВт, а коефіцієнт потужності 0,83.

Проведемо розрахунок

$$Q = 330 \sqrt{\frac{1}{0,83^2} - 1} = 222 \text{ кВАр}.$$

Отже виберемо автоматичну установку для компенсації реактивної потужності із потужністю конденсаторних батарей 240 кВАр, що має

ступінчасте регулювання. В установку входить чотири батареї - дві 80кВАр, одна 60 кВАр і одна 20 кВАр типу Modulo50. Така комбінація номінальних значень потужностей батарей забезпечить досить високу плавність регулювання. Ми отримаємо дев'ять можливих варіантів потужності пристрою компенсації: 20, 60, 80, 100, 140, 160, 180, 220, 240 кВАр. Автоматичне керування буде реалізоване за допомогою мікропроцесорного регулятора автоматичного регулювання коефіцієнта потужності DCRK12.

Система автоматичної компенсації, зображена на рисунку 3.11, включає мікропроцесорний регулятор автоматичної корекції коефіцієнта потужності DCRK12, який отримує живлення від лінійної напруги 380 В. Дані про величину струму надходять із трансформатора струму СТ1. На основі цієї інформації, а також значення напруги й коефіцієнта потужності, відбувається замикання ключів 1–4, які подають живлення на котушки контакторів КМ1–КМ4. Останні, у свою чергу, підключають конденсатори до мережі. Мікропроцесорна система забезпечує автоматичне налаштування своїх функцій, виконання функціональних тестів і стабільне автоматичне функціонування регулятора. У конструкції системи передбачено захист від перевантаження конденсаторних батарей і перегріву передньої панелі для забезпечення безпечної та надійної роботи.

Мікропроцесорний контролер DCRK.

Основні параметри:

- цифрове програмування;
- кількість ступенів 12;
- 12-ступенева конфігурація в корпусі 144x144 мм;
- захист від перевантажувального струму конденсаторів;
- внутрішній захист від перегріву щита керування;
- інтерфейс програмування TTL/RS232;
- автоматична настройка;
- конфігуровані аварійні сигнали.

Технічні характеристики:

- напруга живлення і керування U_e 380-415 В (стандарт);
- напруга живлення і керування U_e 220/415/440/480/525 В (по запиту);
- номінальна частота 50/60 Гц;
- споживана потужність 6,2ВА (DCRK5/7) та 5 ВА (DCRK8/12);
- номінальний струм I_e 5А;
- регулювання коефіцієнта потужності 0,8 індуктивного- 0,8 ємнісного;
- вимірювання напруги 0,85...1,1 U_e ;
- вимірювання струму 2,5%... 120% I_e ;
- вимірювання температури -30...+85°C;
- вимірювання перевантаження конденсаторів 0...250%;
- час перекомутації ступеней 5...240с;
- ступінь захисту IP54 (DCRK5/7) та IP41 (DCRK8/12).

Регулятор коефіцієнта потужності DCRK — цифровий пристрій, який виконує функції контролю і регулювання реактивної потужності системи і здійснює зчитування показів коефіцієнта потужності з високою точністю, на яку не впливають зміни властивостей електронних компонентів.

Алгоритм контролю забезпечує нормальну роботу приладу навіть в системі, яка характеризується високим коефіцієнтом гармонік. Коефіцієнт потужності системи регулюється групою перемикаючих конденсаторів виходячи з розрахованої реактивної потужності системи своєчасно і точно. Результатом є суттєве зменшення кількості перемикачів і більш ефективне використання конденсаторних батарей.

В нормальному режимі роботи дисплей відображає коефіцієнт потужності системи, причому світлодіоди IND і CAP відображають характер навантаження (індуктивне і ємнісне відповідно). Мигаюча десяткова крапка означає від'ємне значення (віддача реактивної енергії в мережу).

Для відображення і перемикання значень натиснути кнопку MODE.

При висвічуванні світлодіодів V, A, Dkvarі т. д. на дисплеї відображаються відповідне значення.

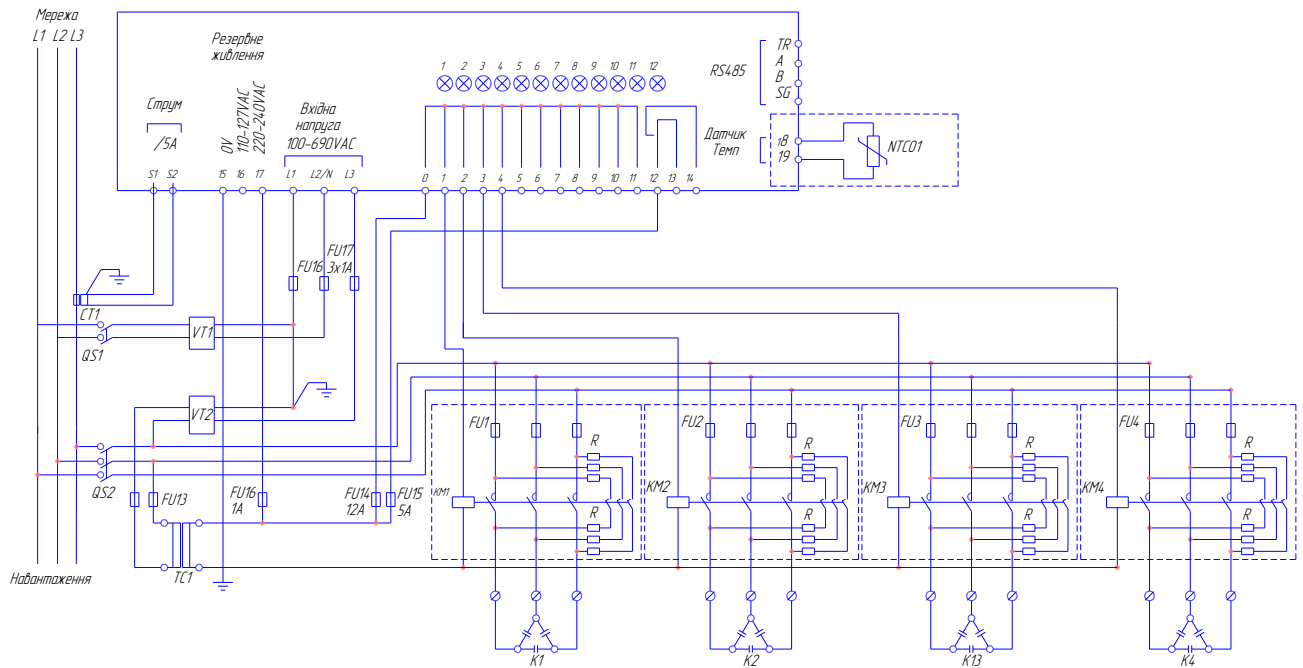


Рисунок 2.3 – Принципова схема автоматичної компенсації реактивної потужності.

Основні характеристики конденсаторів фірми MODULO:

- напруга 220-800 В, 50/60 Гц;
- потужність 2,5-50 кВАр;
- допустима перенапруга 10% 8 годин в добу;
- перевантаження за струмом 50 %;
- втрати <0,3 Вт/кВАр;
- температура -25...+55 °С.

Електрична схема приєднання регулятора представлена на рис. 2.3.

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ М'ЯСОПЕРЕРОБНОГО ПІДПРИЄМСТВА

3.1 Побудова моделі електропостачання м'ясопереробного підприємства

Модель системи електропостачання створюється в математичному середовищі MATLAB/Simulink, як зображено на рисунку 3.1 згідно схеми рисунок 2.2. Схема включає джерело електроживлення з напругою 10 кВ, трансформаторну підстанцію потужністю 400 кВА (10/0,4 кВ), три лінії живлення 0,4 кВ із підключеним навантаженням, а також блок конденсаторів для моделювання компенсації реактивної потужності. У межах схеми планується проводити вимірювання коефіцієнта потужності, струмів в лініях, а також рівень у вузлі розгалуження 0,4 кВ та трьох споживачах.

Для налаштування параметрів мережі здійснюється розрахунок її характеристик відповідно до довжин ліній, указаних у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Параметри 0,4 кВ лінії 1, 2, 3 електропостачання для моделі

Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	l , км	r_L , Ом	x_L , Ом	L , Гн
АВВГ-3×70	0,46	0,283	0,1	0,046	0,0283	0,00009

Налаштування параметрів навантаження мережі здійснюється згідно із даними таблиці 3.1.

Таблиця 3.2 – Розраховані параметри навантаження

Лінія	1	2	3
Довжина, м	0,1	0,1	0,1
P , кВт	91,5	96,4	144,3
Q , кВАр	63,3	66,4	99,9
S , кВА	110,3	116,3	173,9
I , А	159,1	167,9	250

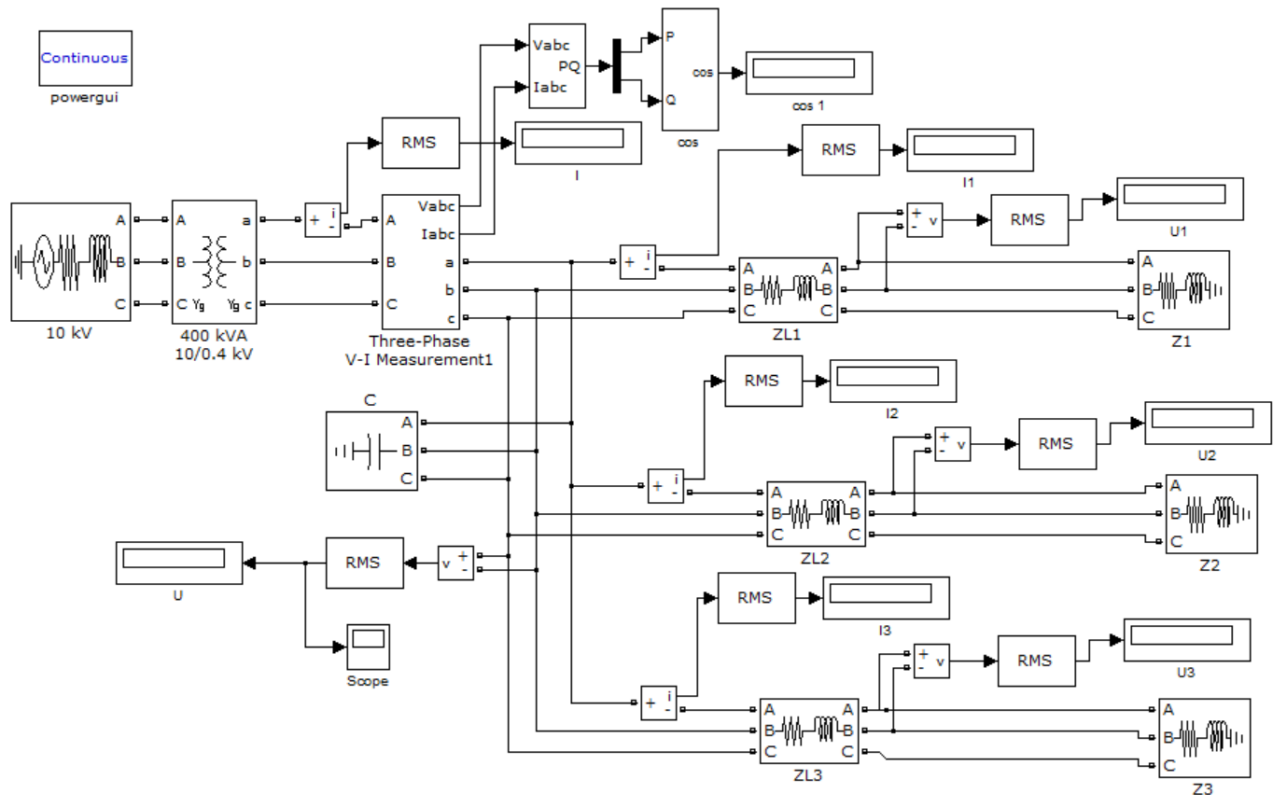


Рисунок 3.1 – Модель MATLAB/Simulink системи електропостачання м'ясопереробного підприємства

При побудові моделі використані наступні елементи (блоки) програми MATLAB/Simulink:

- опір лінії *Three-Phase Series RLC Branch*;
- трифазне навантаження та пристрій компенсації *Three-Phase Series RLC Load*;
- джерело живлення *Inductive source with neutral*;
- дисплеї *Display* відображення числового значення вимірювальної величини;
- блоки *RMS* перетворюють синусоїдний сигнал у діюче значення;
- вимірювачі напруги, струму, активної та реактивної потужності.

3.2 Дослідження роботи системи електропостачання м'ясопереробного підприємства

Дослідження проведемо шляхом зміни потужності пристрою компенсації від нуля до максимального значення вибраного компенсатора. Оскільки установка складається із чотирьох батарей – дві 80кВАр, одна 60 кВАр і одна 20 кВАр, то така комбінація номінальних значень потужностей батарей забезпечить досить високу плавність регулювання. Ми отримаємо дев'ять можливих варіантів потужності пристрою компенсації: 20, 60, 80, 100, 140, 160, 180, 220, 240 кВАр. А тому вимірювання проведемо саме для цих значень.

Перший дослід проведемо для номінального навантаження у всіх трьох лініях. Результати дослідження показано у таблицях 3.3 та 3.4.

Таблиця 3.3 – Експериментальні дані дослідження у вузлі розгалуження 0,4 кВ при номінальному навантаженні

Q, кВАр	I, А	U, В	cos φ
0	508,4	364,3	0,824
20	495,8	372,1	0,890
60	476,9	372,4	0,903
80	469,7	375,0	0,913
100	461,5	380,0	0,917
140	454,8	382,8	0,98
160	449,6	387,6	0,984
180	449,8	390,0	0,993
220	453,4	395,6	1,000
240	457,2	398,3	0,998

Другий дослід проведемо для навантаження, що становить 80% від номінального активного навантаження у всіх трьох лініях (режим недовантаження). Результати дослідження показано у таблицях 3.5 та 3.6.

Таблиця 3.4 – Експериментальні дані дослідження на трьох споживачах при номінальному навантаженні

Q, кВАр	I ₁ , А	U ₁ , В	I ₂ , А	U ₂ , В	I ₃ , А	U ₃ , В
0	141,4	350,6	148,5	349,9	218,5	343,4
20	142,0	353,6	149,1	352,9	219,5	346,4
60	144,0	358,6	151,3	357,9	222,6	351,3
80	145,0	361,5	152,3	360,8	224,1	354,1
100	146,2	365,0	153,6	364,3	226,0	357,5
140	148,3	369,1	155,7	368,4	229,1	361,6
160	149,6	372,6	157,1	371,9	231,2	365,0
180	158,2	374,5	158,2	374,5	232,9	367,6
220	153,0	380,7	160,7	380,0	236,5	373,0
240	154,1	383,3	161,9	383,1	238,2	376,0

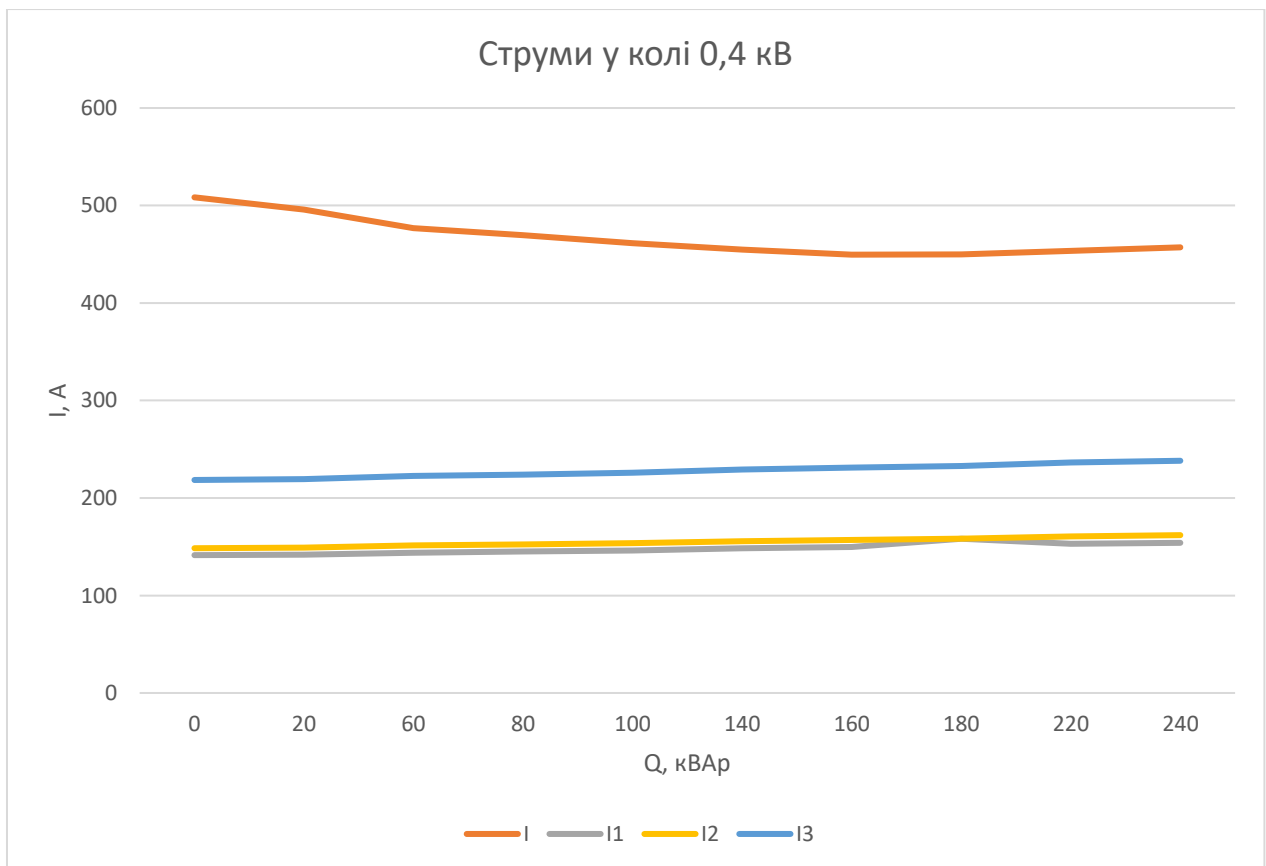


Рисунок 3.2 – Графічна залежність струмів у колі 0,4 кВ при зміні потужності пристрою компенсації при номінальному навантаженні

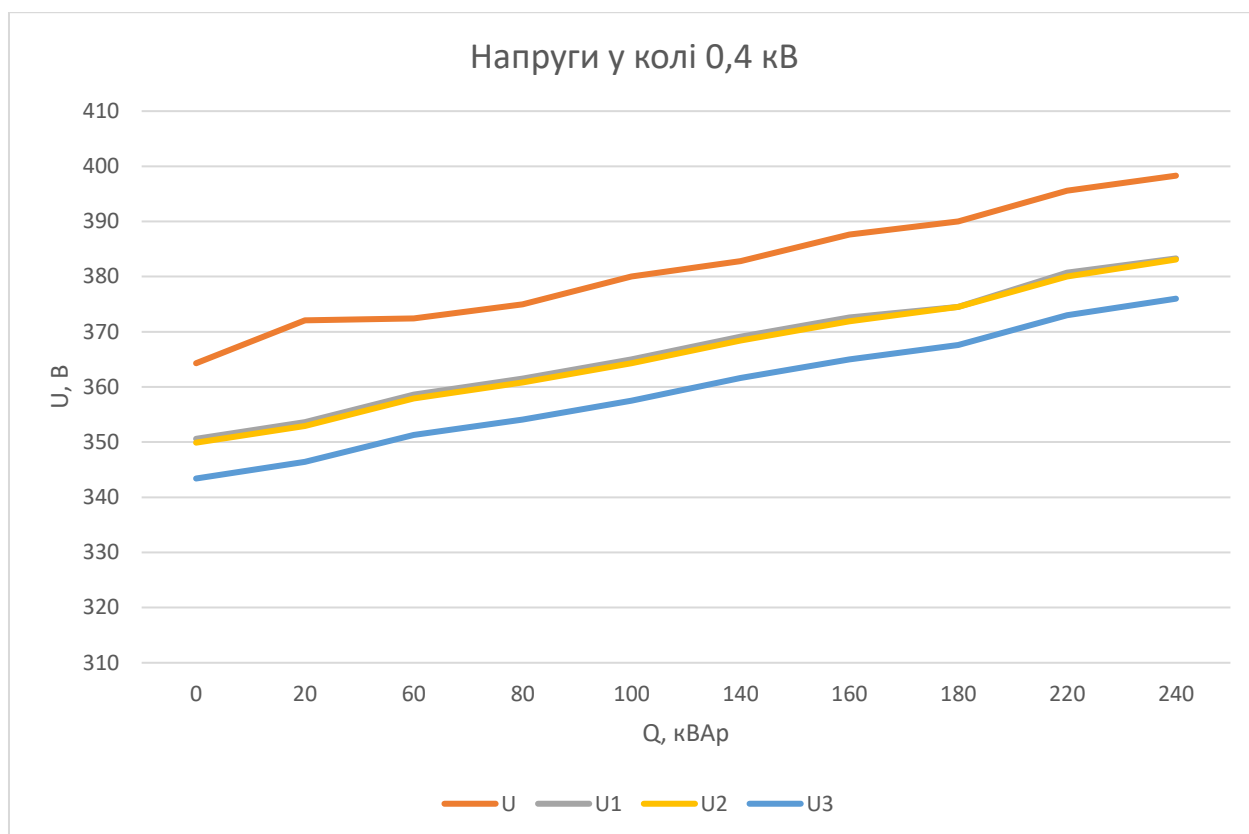


Рисунок 3.3 – Графічна залежність напруги у вузлі розгалуження кола 0,4 кВ та на споживачах тпри зміні потужності пристрою компенсації при номінальному навантаженні

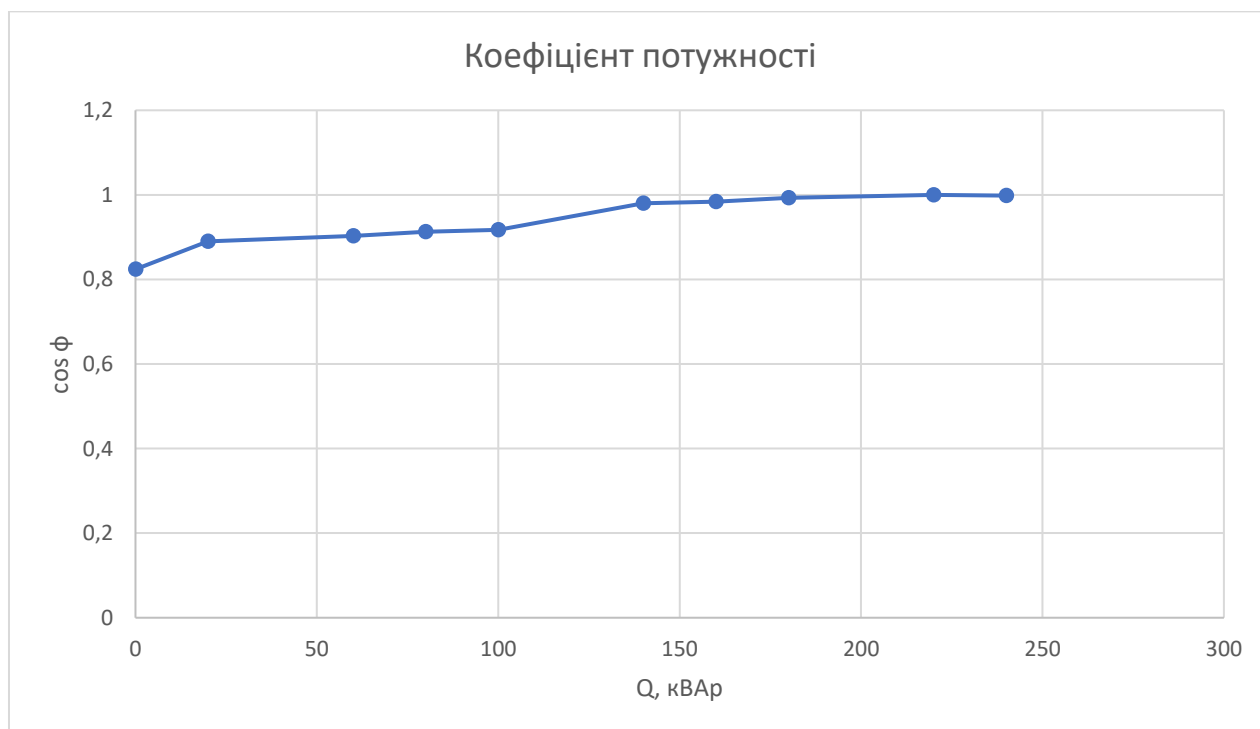


Рисунок 3.4 – Графічна залежність коефіцієнта потужності при зміні потужності пристрою компенсації при номінальному навантаженні

Таблиця 3.5 – Експериментальні дані дослідження у вузлі розгалуження 0,4 кВ
при недовантаженні

Q, кВАр	I, А	U, В	cos φ
0	446,1	365,3	0,761
20	432,2	374,6	0,841
60	410,0	376,0	0,857
80	395,7	377,5	0,882
100	390,4	378,0	0,913
140	376,1	383,9	0,980
160	368,0	388,2	0,987
180	366,3	390,4	0,994
220	367,2	397,5	1,000
240	371,5	400,6	0,996

Таблиця 3.6 – Експериментальні дані дослідження на трьох споживачах при
недовантаженні

Q, кВАр	I1, А	U1, В	I2, А	U2, В	I3, А	U3, В
0	123,9	353,3	130,1	352,8	192	347,1
20	124,4	356,3	130,6	355,7	192,7	350,0
60	126,2	362,1	132,5	361,5	195,6	355,7
80	127,3	364,5	133,6	363,9	197,2	358
100	128,0	367,4	134,4	366,8	198,4	360,9
140	130,0	371,9	136,5	371,3	201,4	365,3
160	131,2	375,6	137,8	375,0	203,4	369,0
180	132,2	378,0	138,8	377,4	204,8	371,3
220	134,2	384,1	140,9	383,4	208,0	377,3
240	135,3	387,0	142,1	386,4	209,7	380,2

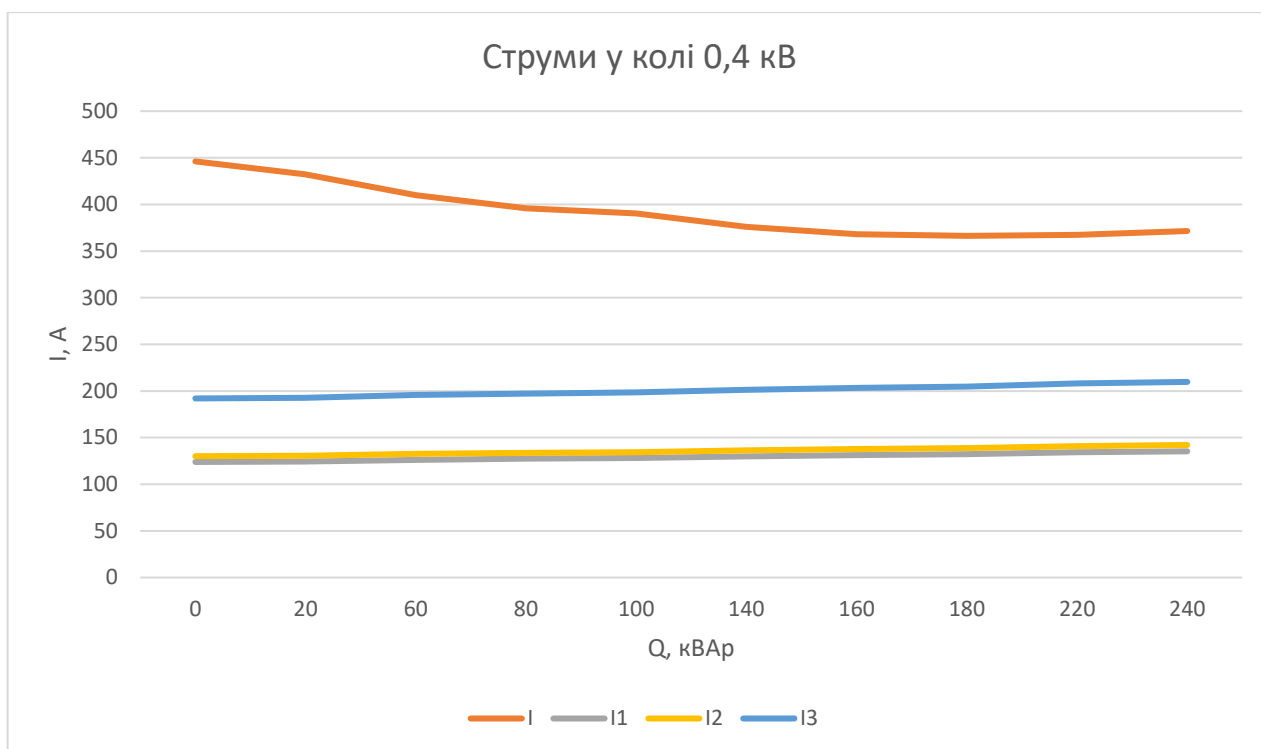


Рисунок 3.5 – Графічна залежність струмів у колі 0,4 кВ при зміні потужності пристрою компенсації при недовантаженні

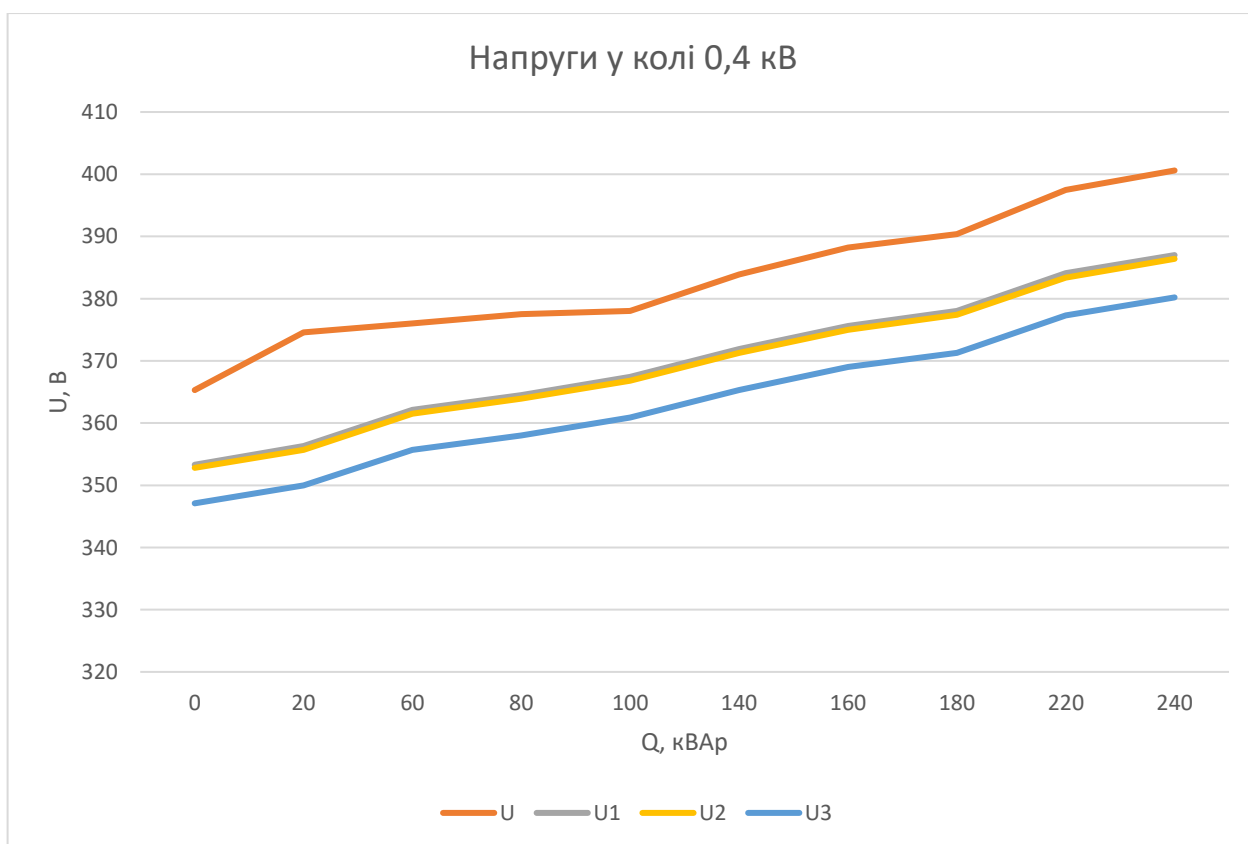


Рисунок 3.6 – Графічна залежність напруги у вузлі розгалуження колі 0,4 кВ та на споживачах при зміні потужності пристрою компенсації при недовантаженні

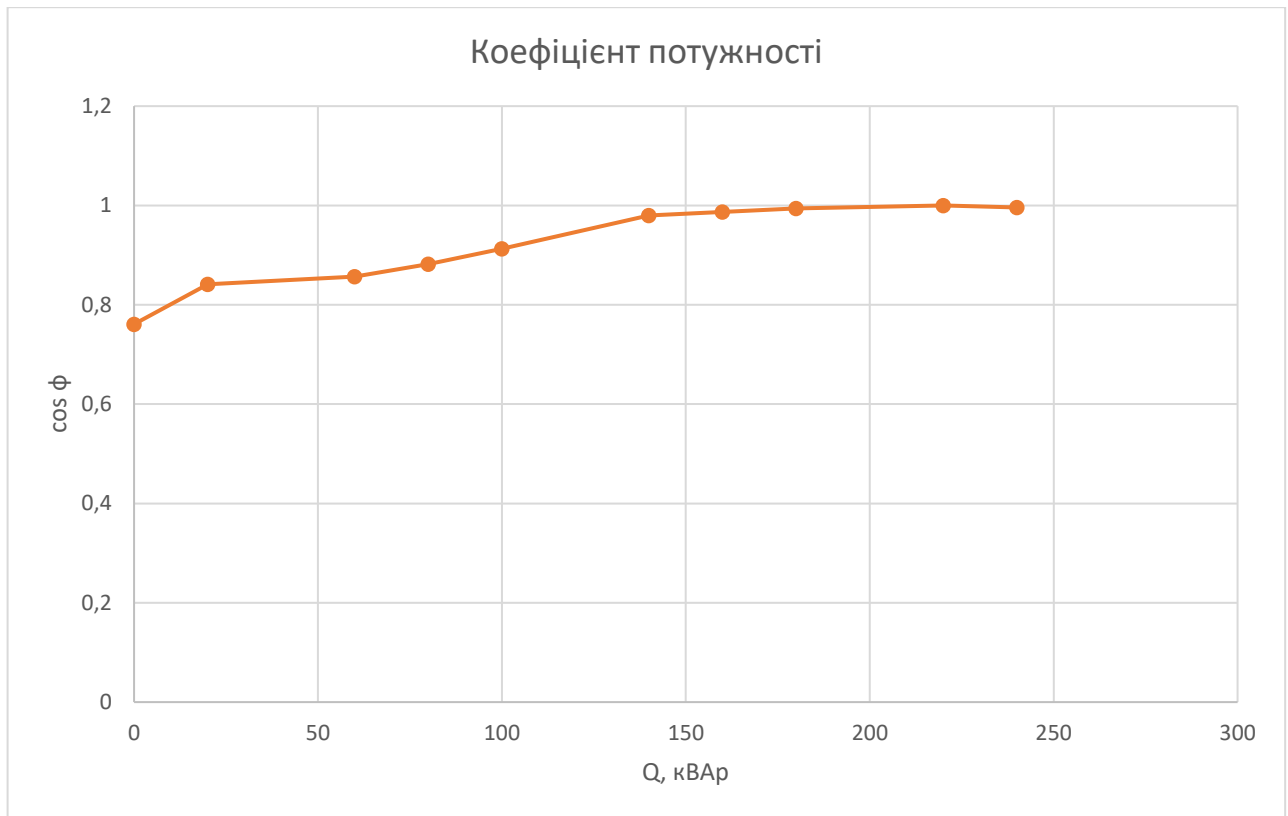


Рисунок 3.7 – Графічна залежність коефіцієнта потужності при зміні потужності пристрою компенсації при недовантаженні

За результатами другого дослідів, при недовантаженні, також будемо графічні залежності струму рисунок 3.5, напруги рисунок 3.6, коефіцієнта потужності рисунок 3.7 в залежності від потужності пристрою компенсації реактивної потужності. Із отриманих результатів видно, що при відсутності компенсації сумарний струм навантаження має максимальне значення, напруга у вузлі розгалуження становить орієнтовано 365 В, а на на споживачах ще менше, коефіцієнт потужності становить орієнтовно 0,82. Поступове збільшення потужності пристрою компенсації забезпечує покращення оголошених показників. При потужності 100 кВАр, коефіцієнт потужності становить більше ніж 0,9, напруга на всіх споживачах стає більшою від 360 В, що входить у межі 5% відхилення. Подальше збільшення потужності компенсації до 220 кВАр забезпечує коефіцієнт потужності на рівні 1, мінімальний сумарний споживаний струм та напругу подекуди більшу від 380 В. Подальше збільшення потужності пристрою компенсації до 240 кВАр призводить до перезбудження, коефіцієнт потужності зменшується, напруга далі зростає і починає знов зростати струм.

За результатами другого дослідження будуюмо графічні залежності струму рисунок 3.2, напруги рисунок 3.3, коефіцієнта потужності рисунок 3.4 в залежності від потужності пристрою компенсації реактивної потужності. Із отриманих результатів видно, що при відсутності компенсації сумарний струм навантаження має максимальне значення, напруга у вузлі розгалуження становить орієнтовано 365 В, а на на споживачах ще менше, коефіцієнт потужності становить орієнтовно 0,76. Поступове збільшення потужності пристрою компенсації забезпечує покращення оголошених показників. При потужності 100 кВАр, коефіцієнт потужності становить більше ніж 0,9, напруга на всіх споживачах стає більшою від 360 В, що входить у межі 5% відхилення. Подальше збільшення потужності компенсації до 220 кВАр забезпечує коефіцієнт потужності на рівні 1, мінімальний сумарний споживаний струм та напругу подекуди більшу від 380 В. Подальше збільшення потужності пристрою компенсації до 240 кВАр призводить до перезбудження, коефіцієнт потужності зменшується, напруга далі зростає і починає знов зростати струм.

Отримані результати дослідження показали високу ефективність використання пристрою компенсації реактивної потужності та забезпечення належного значення коефіцієнта потужності.

При забезпеченні високого значення коефіцієнта потужності підприємство може отримати скидку при оплаті за електроенергію. Хоча належне значення яке не призведе до отримання надбавки при оплаті за електроенергію цілком буде достатнє.

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Моделювання процесів виникнення травм

Даний метод доцільно застосовувати для аналізу існуючих або потенційних небезпек, що виявлені при обстеженні робочих місць, окремих марок машин, агрегатів, а також різних споруд, виробничих процесів і технологій. Але як показали дослідження. Будь-яка аварія або катастрофа може бути наслідком однієї із багатьох потенційних небезпечних ситуацій або їх поєднання. Тому метод логічного моделювання не може бути застосований для моделювання складних процесів, що імітують формування і виникнення складних аварій. Обчисленням рівня безпеки можна спрямувати удосконалення конструкції технічних засобів на зниження їх небезпек, а також вживати термінованих заходів для усунення небезпек з більш високим рівнем.

Метод "дерева", дерева несправностей або дерева помилок оператора застосовують для аналізу складних систем. Аналіз умов обставин та причин різних аварій, виробничих травм та деяких катастроф показав, що процеси формування та виникнення цих явищ можна заздалегідь моделювати, застосовуючи метод побудови "дерева" відказів та помилок оператора людино-машинних систем у сільському господарстві. Так побудовані операторні або логіко-імітаційні моделі травм.

Основні принципи побудови моделі такі. Визначається виробництво, на якому мали місце раніше або можуть мати місце аварії, виробничі травми. Для побудови логіко-імітаційних моделей застосовують різні символи. Що характеризують ті чи інші полії. Як правило побудова моделі починається з головної операції, а наступні розміщуються зверху вниз аж до базових подій.

Методикою оцінки рівня безпеки 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 того 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 відказів 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.

Таблиця 4.1 – Результати обчислень ймовірностей випадкових подій логіко — імітаційної моделі

Випадкова подія, що увійшла в дану модель.	Номер події	Показник %
1	2	3
Стан контролю з охорони праці	1	0,3
Професійний рівень працюючого	2	0,5
Помилка працюючого	3	0,5
Підставка не фіксується	4	0,8
Стан підставки не оглядався	5	0,46
Стан контролю з охорони праці	6	0,4
Досвід працюючого	7	0,3
Травма	17	0,044

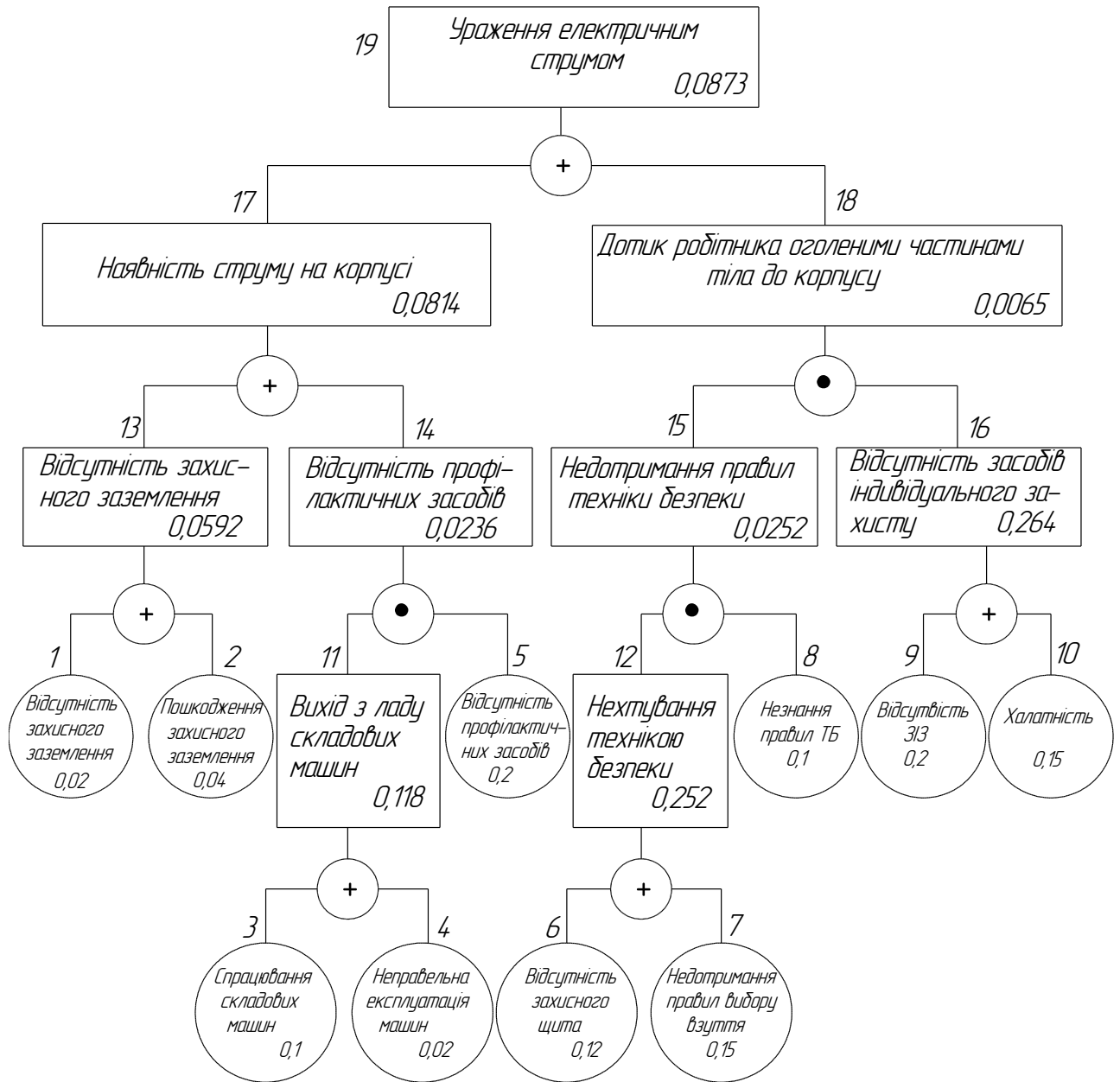


Рисунок 4.1 – Модель помилок і відмов оператора

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, P_2 за допомогою оператора "І" входять у наступну третю подію. Тоді ймовірність виникнення цієї події P_3 можна визначити так:

$$P_3 = P_1 \cdot P_2$$

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:

$$P_4 = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3$$

3- Оператор "І" об'єднує n події з ймовірностями P_1 і $P_2 \dots P_n$ тоді ймовірність вихідної події P буде:

$$P = P_1 \cdot P_2 \dots P_n$$

Результати обчислень ймовірностей випадкових подій логіко — імітаційної моделі представлені в табл. 4.1.

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

$$P_3 = P_1 + P_2 - P_1 \cdot P_2$$

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:

$$P_4 = P_1 + P_2 + P_3 - P_1 \cdot P_2 - P_1 \cdot P_3 - P_2 \cdot P_3 + P_1 \cdot P_2 \cdot P_3$$

6-Якщо оператор "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.

4.2 Розробка заходів щодо безпеки у надзвичайних ситуаціях

Одним з найважливіших завдань служби охорони праці є забезпечення захисту населення у випадку виникнення надзвичайних ситуацій.

Адже, актуальність проблеми природно-техногенної безпеки для населення і території, зумовлена зростанням втрат людей, що спричиняється небезпечними природними явищами, промисловими аваріями та катастрофами. Ризик надзвичайних ситуацій природного та техногенного характеру невідомо зростає, тому питання захисту цивільного населення від надзвичайних ситуацій на сьогодні є дуже важливе.

Відповідальність за організацію цивільної оборони згідно із Законом “Про цивільну оборону України” лягає на керівника господарства. Керівництво господарства повинно забезпечити працівників засобами захисту (індивідуального та колективного), створює загони для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

Найбільш повне та організоване виконання заходів цивільної оборони на об’єкті досягається завчасною розробкою плану заходів, які необхідні проводити при загрозі або виникненні надзвичайних ситуацій:

- оповіщення та інформуванні, яке досягається утриманням в постійній готовності систем оповіщення, які переважно інформують про прогноз погоди;
- спостереження і контроль за довкіллям, продуктами харчування і водою, забезпечується створенням та підтримкою в постійній готовності загальнодержавної і територіальних систем спостереження і контролю з включенням до них існуючих сил та засобів контролю незалежно від підпорядкованості;

- укриття в захисних спорудах, якому підлягає працююча зміна та усе населення, досягається створенням фонду захисних споруд;

- евакуаційні заходи, які проводяться на території господарства та за його межами переважно під час виникнення пожеж;

- медичний захист проводиться для зменшення ступеня зараження людей, своєчасного надання допомоги постраждалим;

Одним із основних завдань цивільної оборони є навчання населення вмінню застосування засоби індивідуального захисту та дій у надзвичайних ситуаціях.

Тому заходи щодо зниження ступеня впливу негативних наслідків аварійних ситуацій здійснюються з метою завчасної підготовки підприємств від надзвичайних ситуацій та створення умов для підвищення стійкості їх роботи, проведення своєчасних робіт щодо рятувальних заходів.

РОЗДІЛ 5

ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ

М'ясопереробному підприємстві споживання електроенергії за рік становить орієнтовно 620 000 кВт·год. Плата за електроенергію при ціні 4,32 грн/кВт·год, за рік

$$620\,000 \cdot 4,32 = 2\,678\,400 \text{ грн.}$$

За коефіцієнта потужності 0,8, додатково необхідно платити 7% від вартості електроенергії

$$2\,678\,400 \cdot 0,07 = 187\,488 \text{ грн.}$$

Ціна системи автоматичної компенсації реактивної потужності: 130 000 грн.

Час окупності:

$$T = 130\,000 / 187\,488 = 0,7 \text{ року.}$$

Визначені техніко-економічні показники зведено у таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Техніко - економічні показники

Показник	Величина
Вартість спожитої енергії, грн.	2 678 400
Коефіцієнт потужності без компенсуючих пристроїв	0,8
Надбавка, % грн.	7 187 488
Коефіцієнт потужності з компенсуючим пристроєм	0,92
Капітальні затрати на запропоновану систему компенсації, грн.	130 000
Термін окупності, років	0,7

ВИСНОВКИ

1. У кваліфікаційній роботі здійснено огляд стану питання щодо компенсації реактивної потужності навантаження і в результаті вирішено використати мікропроцесорну конденсаторну установку.

2. Проведено розрахунок і вибір елементів системи електропостачання м'ясопереробного підприємства у результаті вибрали трансформаторну підстанцію та проводи мережі електропостачання, а також пристрій компенсації реактивної потужності.

3. У програмі MATLAB/Simulink створено модель мережі електропостачання м'ясопереробного підприємства та проведено дослідження її роботи із пристроєм компенсації та без нього при номінальному навантаженні та недовантаженні мережі, у результаті видно високу ефективність компенсації реактивної потужності.

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. Пораховано термін окупності системи автоматичного регулювання коефіцієнта потужності, який становить 0,7 року.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

- 1 Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання. Навчальний посібник. Харків: Тимченко, 2008 р. 496 с.
- 2 Бялобржеський О. В., Сухоніс Т. Ю., Качалка В. Ю. Контроль і керування якістю електричної енергії. Кременчук. 2014 р. 127 с.
- 3 Василега П.О. Електропостачання. Суми: Університетська книга, 2008. 415с.
- 4 Варецький Ю.О. Методичні настанови та завдання до курсового проекту для студентів спеціальності 6.91.900. Львів. ЛНАУ. 2004. 54 с.
- 5 Геврик Є. О. Безпека життєдіяльності. К.: Ельга-Н, КНТ. 2007. 384 с.
- 6 Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах: навч. посіб. Київ: Вища школа, 2006 р. 67 с.
- 7 Гончарук В.Є., Качан С. І., Орел С. М., Пуцило В. І. Оцінка обстановки у надзвичайних ситуаціях: навч. посіб. Київ: Львів, 2004. 136 с.
- 8 Дурняк Б.В., Чумакевич В.О., Лях І.М., Яцун А.М Основи електропостачання агропромислового комплексу: Навч.посіб. Львів. Українська академія друкарства, 2017. 544 с.
- 9 Єрмолаєв С. О., Мунтян В. О., Яковлев В. Ф. Експлуатація енергообладнання та засобів автоматизації в системі АПК. Підручник. Київ: Мета, 2003 р. 543 с.
- 10 Зорін В.В., Тисленко В.В. Системи електропостачання загального призначення: навч. Посібник. Чернігів 2005. 341 с.
- 11 Козирський В. В., Каплун В. В., Волошин С. М. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник. Київ: Аграрна освіта. 2011 р. 448 с.
- 12 Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем. Львів: НУ«ЛП», 2013 р. 533 с.
- 13 Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. Тернопіль: Підручники і посібники. 2001. 984 с.

- 14 Лавріненко Ю. М., Марченко О. С., Савченко П. І. Електропривод: підручник Київ: Видавництво «Ліра-К», 2009 р. 504 с.
- 15 Лут М. Т., Мірошник О. В., Трунова І. М. Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК. Підручник для студентів ВНЗ. Харків: Факт, 2008 р. 438 с.
- 16 Маліновський А. А. Основи електропостачання: навч. посіб. А. А. Маліновський, Б.К. Хохулін. Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка». 2005. 324 с.
- 17 Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електроенергетики та електропостачання: підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка». 2009 р. 436 с.
- 18 Малинівський С. М. Загальна електротехніка. Львів: НУ «Львівська політехніка», 2001 р. 596 с.
- 19 Мірошник О. В., Трунова І. М. Організація технічної експлуатації енергетичного устаткування підприємств АПК. Харків: ПП ЧЕРВЯК, 2005 р. 128с.
- 20 Паначевський Б. І. Загальна електротехніка. Київ: Каравела, 2004 р. 440с.
- 21 Правила улаштування електроустановок. Харків: Форт, 2009 р. 736 с.
- 22 Сегеда М.І Теоретичні основи електротехніки: Навч.посіб. Тернопіль, ТДУ, 2003. 350 с.
- 23 Титаренко М. В. Електротехніка: навч. посіб. для студентів інженерно-технічних (не електротехнічних) спеціальностей вузів. Київ: Кондор, 2015 р. 240 с.