

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:
**«АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ФАБРИЧНО-
СУШИЛЬНОГО ЦЕХУ»**

Виконав: студент VI курсу
групи Ен – 61 спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка».
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

_____ Гурелич Н. М.
(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**

Гурелич Назар Миколайович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Аналіз роботи системи електропостачання фабрично-сушильного цеху»

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. Регулювання реактивної потужності

2. Електропостачання цеху

3. Аналіз роботи системи електропостачання цеху

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>Аналіз питання регулювання реактивної потужності</i>	<i>28.02.2025 – 1.05.2025</i>	
2	<i>Розрахунок електропостачання цеху</i>	<i>2.05.2025 – 1.08.2025</i>	
3	<i>Побудова моделі системи електропостачання цеху 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>	

Студент

Гурелич Н. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

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

Р Е Ф Е Р А Т

Гурелич Н. М. «Аналіз роботи системи електропостачання фабрично-сушильного цеху». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького, 2025 р. 64 с. текстової частини, 12 таблиць, 26 рисунків, 21 джерел посилання.

У кваліфікаційній роботі: розглянуто питання реактивної потужності проаналізовано компенсувальні пристрої, способи регулювання реактивної потужності; розраховано мережу електропостачання цеху та вибрано трансформаторну підстанцію та марки проводів живлення мереж; побудовано модель MATLAB/Simulink системи електропостачання цеху, проведено дослідження її роботи при зміні потужності пристрою компенсації реактивної потужності при номінальному навантаженні та недовантаженні, вибрано автоматизований пристрій компенсації реактивної потужності; проаналізовано питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях; проведено наближений економічний розрахунок ефективності прийнятих рішень та визначено термін окупності.

Ключові слова: реактивна потужність, компенсація реактивної потужності, коефіцієнт потужності, електропостачання цеху, трансформаторна підстанція, мережа електропостачання, проводи живлення, модель MATLAB/Simulink, графічні залежності, результати експерименту, термін окупності.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 РЕГУЛЮВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	8
1.1 Реактивна потужність в системах електропостачання	8
1.2 Класифікація компенсувальних пристроїв	19
1.3 Способи регулювання реактивної потужності	22
РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЦЕХУ	28
2.1 Визначення розрахункового навантаження ліній електропередачі та ТП 6/0,38 кВ	32
2.2 Вибір трансформатора підстанції 6/0,4 кВ	35
2.3 Розрахунок та вибір перерізів проводів мережі	36
РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЦЕХУ	42
3.1 Побудова моделі системи електропостачання	42
3.2 Дослідження роботи системи електропостачання	45
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	54
4.1 Оцінка рівня небезпеки виникнення травм	54
4.2 Безпека у надзвичайних ситуаціях	59
РОЗДІЛ 5 ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ	61
ВИСНОВКИ	62
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	63

ВСТУП

Актуальність роботи. Електропостачання виробничих потужностей є одним із ключових елементів успішного функціонування будь-якого підприємства. Електроенергія виступає універсальним джерелом енергії, що забезпечує безперебійну роботу широкого спектра об'єктів: від виробничих і комунальних до побутових. Вона є основою сучасної інфраструктури, забезпечуючи освітлення та живлення різноманітного обладнання — від електродвигунів і комп'ютерної техніки до автоматизованих систем, медичних пристроїв, машинобудівного обладнання та установок хімічної промисловості.

Окрім цього, електроенергія використовується як ресурс для теплообмінних процесів, перетворюючись на тепло. У наш час значна частина обладнання працює на електриці, що потребує масштабних процесів виробництва, передачі, розподілу та перетворення електроенергії в межах країни. Ефективне та ощадливе використання електроенергії є важливим фактором як для самих споживачів і енергетичної галузі, так і для вирішення ключових завдань у сферах енергоощадності, екологічної стабільності, раціонального використання ресурсів та зміцнення національної безпеки.

Роль електроенергетики має вирішальне значення у забезпеченні належної роботи підприємств, а також у створенні оптимальних умов для їх функціонування.

Сучасні технології дозволяють аналізувати режими роботи обладнання та здійснювати моделювання за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення. Одним із найефективніших інструментів у цій сфері є MATLAB/Simulink. Це середовище з широкими можливостями для дослідження роботи як окремих елементів, таких як напівпровідникові компоненти чи пристрої споживання, так і складних систем електропостачання з різними параметрами напруги, потужності та конфігурації.

Об'єкт дослідження: система електропостачання виробничих потужностей сушильного цеху.

Мета роботи: розрахувати електропостачання цеху, вибрати необхідне обладнання, побудувати модель MATLAB/Simulink мережі електропостачання цеху та проаналізувати її роботу.

Предмет дослідження: робота мережі електропостачання сушильного цеху з конденсаторною установкою.

Завдання дослідження:

- проаналізувати питання регулювання реактивної потужності, класифікацію пристроїв компенсації, способи регулювання реактивної потужності;
- провести розрахунок електропостачання цеху та вибрати необхідні елементи мережі;
- побудувати модель MATLAB/Simulink мережі електропостачання цеху та провести дослідження її роботи;
- розкрити питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях;
- визначити термін окупності.

РОЗДІЛ 1

РЕГУЛЮВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

1.1 Реактивна потужність в системах електропостачання

Поняття реактивної потужності

Поняття реактивної потужності дозволяє математично моделювати або графічно зображати у вигляді хвильових та векторних діаграм різноманітні процеси, що відбуваються в електричних мережах. Практика проектування і експлуатації електромереж підтверджує, що за участі реактивної потужності можна вирішити низку важливих задач: підвищення економічності роботи мережі та її окремих елементів через компенсацію реактивної потужності, регулювання напруги, зміцнення стабільності вузлів навантаження, а також забезпечення стійкої паралельної роботи генераторів на електростанціях і в рамках системи. Як відомо, дефіцит реактивної потужності призводить до зниження рівня напруги в мережі. Спроби компенсувати цей рівень внесенням змін у трансформацію коефіцієнтів часто не дають бажаного результату.

При подальшому збільшенні дефіциту можливо порушення статичної стійкості системи. Таким чином, аналізуючи або проектуючи електричні мережі, важливо враховувати реактивну потужність як фізичну сутність та математичну величину. Проте під час її використання виникають певні труднощі, зокрема, інтегрування реактивної потужності в часі, її пофазне додавання в умовах несиметрії, а також аналіз впливу вищих гармонік. Незважаючи на окремі аналогії з поняттям активної потужності, необхідно враховувати специфічні особливості реактивної потужності. До її ключових властивостей відносяться: середнє значення за період дорівнює нулю у будь-якій фазі та точці мережі; сума миттєвих значень усіх трьох фаз завжди дорівнює нулю; можливість врівноваження реактивної потужності між вузлами мережі та споживачами без втручання електростанцій.

Для розгляду співвідношень і залежностей між параметрами струму, напруги, а також повною, активною та реактивною потужностями у колі змінного синусоїдального струму можливо представити миттєві значення напруги і струму у вигляді:

$$u = \sqrt{2}U \sin \omega t, \quad (1.1)$$

$$i = \sqrt{2}I \sin(\omega t + \varphi), \quad (1.2)$$

їхній добуток – це є миттєва потужність

$$S = ui = 2UI \sin \omega t \sin(\omega t - \varphi). \quad (1.3)$$

Враховуючи формули геометрії

$$\begin{aligned} S &= UI(\cos \varphi - \cos(2\omega t - \varphi)) = \\ &= UI \cos \varphi (1 - \cos 2\omega t) - UI \sin \varphi \sin 2\omega t \end{aligned} \quad (1.4)$$

При $\varphi=0^\circ$ другий доданок дорівнює нулю.

Миттєве значення потужності

$$S = UI \cos \varphi (1 - \cos 2\omega t) \quad (1.5)$$

представлене на хвильовій діаграмі (рис. 1.1), знаходиться між нулем і максимальним значенням та не міняє свій знак.

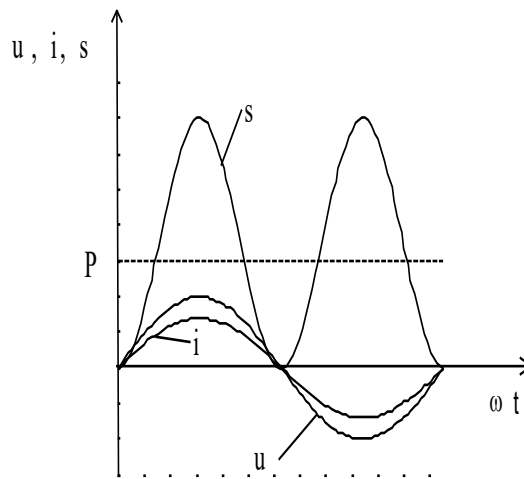


Рисунок 1.1 – Значення миттєві потужності при $\varphi=0^\circ$.

Середнє значення за період і називається активною потужністю.

$$S_c = UI \cos \varphi = P \quad (1.6)$$

При $\varphi=90^\circ$ перший доданок формули (1.5) дорівнює нулю, а миттєве значення потужності

$$S = UI \sin \varphi \sin 2\omega t \quad (1.7)$$

представлено на хвильовій діаграмі (рис. 1.2). Середня величина за період цього доданку дорівнює нулю.

Варто враховувати, що якщо в одній частині кола виникає потужність подібного характеру, як це показано на хвильовій діаграмі рис. 1.2 (при куті $\varphi=90^\circ$), то обов'язково в іншій частині кола спостерігається потужність з протилежним знаком, яка визначається кутом $\varphi=-90^\circ$ (див. рис. 1.2, б).

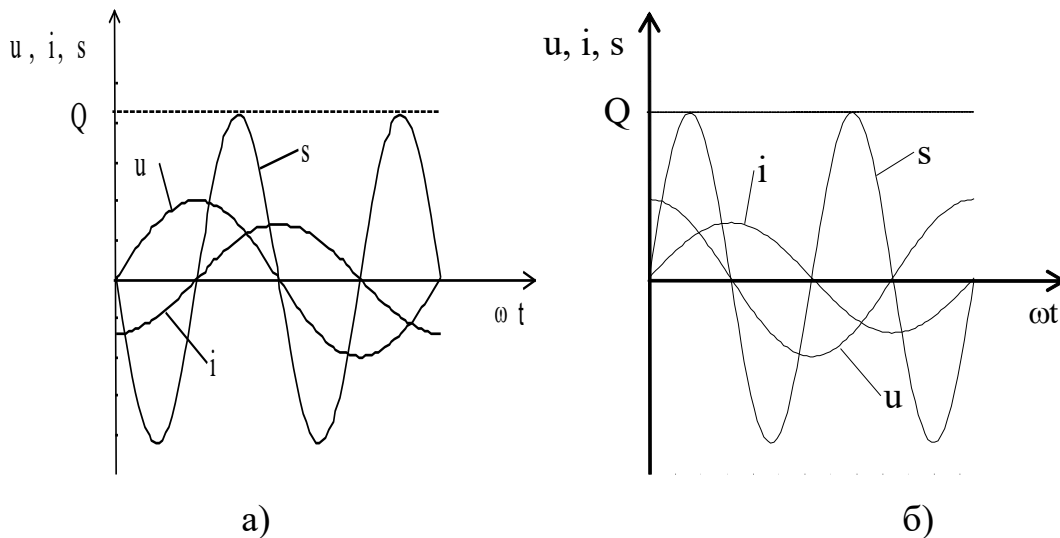


Рисунок 1.2 – Миттєві потужності при $\varphi = 90^\circ$ (а),
та при $\varphi = -90^\circ$ (б).

Потужності такого типу не виконують жодної роботи, вони являють собою потужність, що забезпечує обмін між полем магнітної індукції та електричним полем, і фактично створюють ці поля. Цей процес обміну є невід'ємною та ключовою складовою функціонування режимів передачі електричної енергії.

Амплітуда такої обмінної потужності у формулі (1.7) визначається наступним чином:

$$Q = 2UI \sin \varphi \quad (1.8)$$

і використовується в розрахунках як реактивна потужність.

Для кожного окремого випадку при довільному значенні кута φ можна створити відповідну хвильову діаграму. На рисунку 1.3 наведено хвильові діаграми для ситуації, коли $\varphi = 45^\circ$.

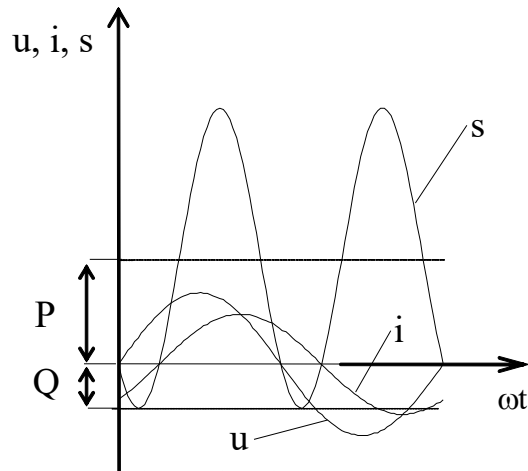


Рисунок 1.3 – Значення миттєвої потужності при $\varphi=45^\circ$.

З цієї хвильової діаграми активну потужність можна визначити як середнє значення функції $S(t)$ за певний період, тоді як реактивна потужність відповідає амплітуді від'ємного значення $S(t)$.

У комплексній формі запису вираз для повної потужності може бути поданий у такому вигляді:

$$\begin{aligned}\dot{S} &= \dot{U} \dot{I}^* = U e^{+j\varphi_u} I e^{-j\varphi_i} = \\ &= UI e^{j(\varphi_u - \varphi_i)} = UI e^{j\varphi}\end{aligned}\quad (1.9)$$

де $\dot{I}^*$ - спряжений комплекс величини струму.

Тоді

$$\dot{S} = UI \cos \varphi \pm j UI \sin \varphi = P \pm jQ \quad (1.10)$$

Споживання та генерація реактивної потужності

Реактивна потужність часто характеризують коефіцієнтом потужності

$$\cos \varphi = P/S$$

чи як коефіцієнт реактивної потужності

$$\tan \varphi = Q/P.$$

Величина $\tan \varphi$, з точки зору аналізу режимів при високих значеннях $\cos \varphi$, розглядається як показник, який краще відображає вплив реактивної потужності. У сучасних нормативних документах $\tan \varphi$ визначається як розрахункова величина.

При використанні цих коефіцієнтів, у випадках необхідності, додатково уточнюється їхній характер (ємнісний або індуктивний). Згідно з встановленими позначеннями, споживання реактивної потужності асоціюється із увімкненням індуктивного навантаження, а генерація — з увімкненням ємного.

Переважає більшість споживачів електричної енергії має активно-індуктивний характер. Потужність їхнього навантаження записується у наступному вигляді.

$$\dot{S} = P + jQ \quad (1.11)$$

Активно-ємнісний характер навантаження має лише незначна частина споживачів, який представляється у вигляді

$$\dot{S} = P - jQ \quad (1.12)$$

Електричну енергію з електричних систем отримують такі споживачі, як промислові підприємства, транспортні системи, сільське господарство та комунально-побутові об'єкти. Найпоширенішим типом електроприймача в більшості галузей є асинхронний двигун.

Також електроенергія використовується в електропечах різного призначення, перетворювальних пристроях, зварювальних агрегатах і системах електричного освітлення. Усі ці споживачі поряд з активною потужністю споживають і реактивну. Величина реактивної потужності (визначається значенням $\tan \varphi$) може змінюватись у досить широких межах. Це залежить від конструктивних особливостей електроприймача, умов його роботи, поданої напруги та інших факторів. Наприклад, для асинхронних двигунів при завантаженні на рівні 50% номінальної потужності $\tan \varphi$ коливається від 0,85 у двигунів потужністю 2000 кВт до 2,5 у двигунів із потужністю 1 кВт при номінальній напрузі.

З підвищенням напруги показник $\tan \varphi$ зменшується, тоді як $\cos \varphi$ зростає. Для перетворювачів величина коефіцієнта потужності залежить від комутаційних кутів γ та керуючих параметрів (α і β), а також від об'єму

реактивної потужності, що необхідна для намагнічення та врахування втрат розсіювання в анодному трансформаторі.

У промисловості активно застосовуються різноманітні електропечі: дугові руднотермічні, сталеплавильні, для електрошлакового переплаву, індукційні плавильні та нагрівальні тощо. Їх характерним технічним нюансом є значне споживання реактивної потужності, яке порівняно з активною потужністю печей у десятки або навіть сотні мегават видається надзвичайно великим. Без належних заходів із компенсації такої потужності неможливо забезпечити стабільну і нормальну роботу цих установок.

Значну частину навантаження в промисловості створюють зварювальні агрегати, коефіцієнт потужності яких змінюється в межах від 0,2–0,3 до 0,4–0,5 залежно від конструкції і режиму роботи. Загалом природній коефіцієнт потужності промисловості оцінюється на рівні 0,6–0,7 із тенденцією до поступового зниження.

Реактивна потужність в електричній мережі

Реактивні навантаження в електроенергосистемах забезпечуються за рахунок роботи генераторів електричних станцій, генерування ємнісної потужності лініями електропередач, а також за допомогою спеціальних компенсувальних пристроїв. Потужність таких пристроїв визначається залежно від потужності споживачів і режимів їх роботи, а також від можливостей і умов функціонування реактивної потужності безпосередньо в самій системі.

У споживачів електроенергії знаки похідних активної й реактивної потужностей зазвичай збігаються. Це свідчить про те, що зі збільшенням споживання активної потужності зростає й споживання реактивної, і навпаки. Однак варто зазначити, що рівень змін у споживанні активної потужності є більш значним порівняно з реактивною. На режими реактивної потужності значний вплив чинять характеристики електричної мережі.

Для ілюстрації цього розглянемо роботу певної ділянки мережі з точки зору реактивної потужності. У режимі неробочого ходу мережа сама генерує реактивну потужність, яка обчислюється за відповідною формулою:

$$Q_c = U^2 \omega C = U^2 B \quad (1.13)$$

де B - ємнісна провідність лінії.

При навантаженні мережі в індуктивностях виникають втрати реактивної потужності, які розраховують за такою формулою

$$\Delta Q_L = \frac{S^2}{U^2} X_L \quad (1.14)$$

де X_L - індуктивний опір лінії.

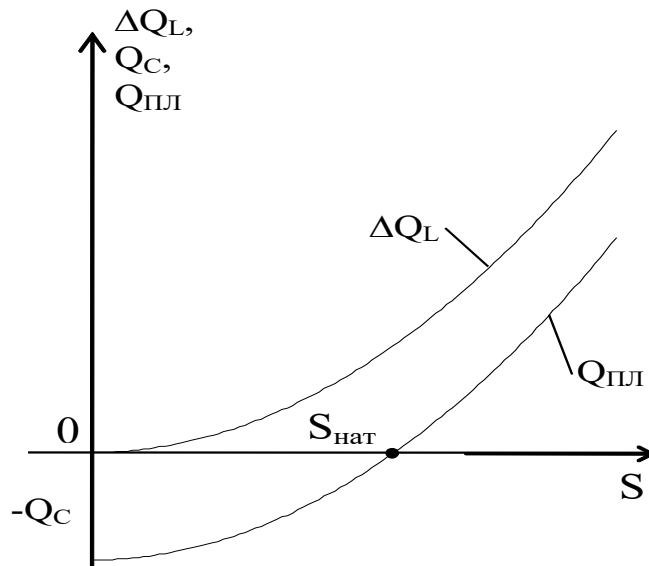


Рисунок 1.4 – Графічні залежності зарядної потужності Q_C , втрат реактивної потужності ΔQ_L та власної реактивної потужності лінії $Q_{ПЛ}$ визначаються рівнем завантаження лінії S

На рисунку 1.4 представлені залежності зарядної ємнісної потужності лінії, втрат реактивної потужності ΔQ_L та загальної величини $Q_{ВЛ}$ (власної реактивної потужності) від рівня завантаження лінії. У режимі роботи від 0 до значення $S_{нат}$ спостерігається надлишок реактивної потужності, що означає її генерацію лінією.

Режим, за якого $-Q_C$ дорівнює ΔQ_L , називається режимом натуральної потужності. Подальше збільшення навантаження призводить до того, що лінія починає споживати реактивну потужність. Таке споживання на фоні зростаючого попиту з боку споживачів посилює дефіцит реактивної потужності в системі. Для його покриття необхідне залучення сторонніх джерел, інакше це спричиняє суттєві зміни параметрів роботи системи, зокрема зниження напруги

до рівнів, за яких досягається баланс реактивної потужності. У крайніх випадках можливе порушення стійкості роботи системи.

У лініях електропередачі напругою 220 кВ і вище величина власної реактивної потужності може бути співставною із потужністю навантаження. Таким чином, власна реактивна потужність ліній та реактивна потужність споживачів відіграють важливу і часто визначальну роль у функціонуванні електричної системи. Основним режимом для забезпечення балансу реактивної потужності є режим максимального навантаження. У цьому режимі компенсуючі пристрої мають забезпечувати максимальну потужність.

Система також встановлює обмеження на максимальну величину реактивної потужності, яку може споживати кожне підприємство. У мінімальних режимах роботи системи виникає надлишок реактивної потужності, яку промисловість повинна споживати для підтримання балансу. Тому в таких умовах система запроваджує обмеження на мінімальну величину реактивної потужності, яку кожне підприємство має споживати.

Недоліки передачі реактивної потужності

З огляду на особливості реактивної складової потужності, її вплив варто врахувати ще на етапі проєктування систем електропостачання. У разі відсутності компенсації реактивної потужності, елементи мережі, такі як трансформатори та лінії електропередач, потрібно підбирати за значенням повної потужності навантаження, яка включає як активну, так і реактивну складові.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1.15)$$

Природний коефіцієнт реактивної потужності в промисловості зазвичай становить приблизно 0,6–0,7. Це свідчить про те, що реактивна потужність може перевищувати активну, а отже, її вплив на вибір параметрів обладнання буде більш значним, ніж вплив активної потужності.

Розглянемо простий приклад для наочності. Якщо активна потужність дорівнює одиниці у відносних одиницях ($P^*=1$), то при зазначеному природному коефіцієнті потужності реактивна потужність буде більшою за

одиницю ($Q^* \geq 1$). У такому випадку потужність трансформаторів та переріз струмопровідних частин потрібно визначати за величиною повної потужності.

Однак у ситуації повної компенсації реактивної потужності обладнання розраховується лише за активною потужністю $P=1$, яка на 1,5 раза менша за повну. Як наслідок, потужність трансформаторів та переріз струмопровідних частин також будуть меншими. Це дозволяє суттєво скоротити капіталовкладення та річні витрати як на утримання системи, так і на втрати електроенергії.

При передачі електроенергії виникають втрати напруги, потужності та енергії. У розрахунках втрати напруги часто прирівнюють до поздовжньої складової зниження напруги, яка обчислюється за відповідною формулою

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U} = \frac{P}{U}r + \frac{Q}{U}x \quad (1.16)$$

одна частина залежить від активної потужності P та активного опору R , а інша — від реактивної потужності Q та опору X . З урахуванням опорів трансформаторів, поздовжні параметри мережі характеризуються співвідношенням, у якому активний опір R майже завжди значно менший за реактивний опір X . Через це вплив реактивної потужності на втрати напруги перевищує вплив активної потужності. Внаслідок передачі реактивної потужності виникають суттєві втрати напруги, що знижує загальний рівень напруги в мережі. Це, у свою чергу, призводить до збільшення втрат потужності та енергії, одночасно погіршуючи коефіцієнти запасу статичної стійкості навантажень.

$$K_{ст} = \frac{U}{U_{ст}} \quad (1.17)$$

де $U_{ст}$ - критичний рівень напруги за умовою статичної стійкості.

Знижується і рівень статичної, і динамічної стійкості при паралельній роботі генераторів системи.

Вплив реактивної потужності на втрати активної потужності, а отже й енергії, можна проілюструвати шляхом аналізу формули.

$$\Delta P = 3I^2 R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p \quad (1.18)$$

ΔP_p — це складова втрат активної потужності в будь-якому елементі мережі з активним опором R , спричинена протіканням через нього реактивної потужності Q .

З наведеної формули зрозуміло, що при рівності величин P і Q втрати активної потужності вдвічі перевищують ті, що виникають при наявності лише активної потужності P . Через тривале недооцінювання важливості компенсації реактивної потужності в мережах енергосистеми спостерігається значний рівень втрат активної енергії. Ця величина становить близько 9,5% від загального обсягу виробленої енергії, тоді як у країнах Європи вона перебуває в межах 5–6,5%.

У 1985 році рівень оснащення мереж компенсувальними пристроями в нашій країні досяг лише 0,24 кВАр на кожен кіловат максимального навантаження, тоді як у розвинених країнах цей показник становив 0,8–1 кВАр/кВт. Очевидно, що рівень втрат енергії в мережах безпосередньо залежить від ефективності компенсації реактивної потужності.

Заходи зменшення споживання реактивної потужності

Зменшити споживання реактивної потужності споживачами можна шляхом впровадження організаційних і технічних заходів. У першу чергу слід розглядати організаційні заходи, адже вони не потребують значних фінансових витрат.

Основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни, трансформатори та вентильні перетворювачі, тому їх роботу та схеми варто проаналізувати за такими аспектами:

1. Заміна малозавантажених асинхронних двигунів на двигуни меншої потужності.
2. Можливість зниження напруги для двигунів із систематичним недовантаженням.
3. Обмеження тривалості неробочого ходу двигунів та зварювальних трансформаторів.

4. Використання синхронних двигунів замість асинхронних.
5. Заміна малозавантажених трансформаторів.
6. Застосування оптимальних силових схем і систем керування у перетворювачах.
7. Оптимізація технологічних процесів для підвищення коефіцієнтів використання основного обладнання.

Заміна малозавантажених асинхронних двигунів і трансформаторів є доцільною, якщо коефіцієнт їх використання становить менше 0,45. Якщо цей показник перевищує 0,7, проводити заміну не варто. Для випадків з коефіцієнтом у межах 0,45-0,7 заміна вимагає спеціального обґрунтування у вигляді розрахунку, який передбачає не лише оцінку зниження втрат активної потужності, але й враховує витрати на двигуни, їх заміну та компенсацію реактивної потужності.

Практично реалізувати зниження напруги на двигунах часто важко через необхідність спеціальних пристроїв. Проте якщо двигун завантажений менше ніж на 30% номінальної потужності, доцільно перемкнути його обмотки з конфігурації "трикутник" на "зірку", якщо це технічно можливо. У такому разі споживання реактивної потужності може зменшитися майже втричі.

Обмеження тривалості неробочого ходу двигунів і трансформаторів значно знижує відносне споживання реактивної потужності, що особливо ефективно на підприємствах зі змінним технологічним процесом, де можливе тривале простоювання обладнання у режимі неробочого ходу.

Перехід від асинхронних до синхронних двигунів завжди допомагає скоротити споживання реактивної потужності, проте такі зміни не завжди можливі через технічні обмеження, особливо пов'язані з умовами запуску обладнання. Крім того, синхронний двигун коштує значно дорожче, тому заміна доцільна лише у випадках, коли вона дає додаткові переваги, наприклад, підвищує продуктивність агрегату за рахунок збільшення швидкості приводного механізму або забезпечує інші технологічні вигоди.

Регульовані перетворювачі постійного струму теж споживають реактивну потужність із мережі, що залежить від кута зсуву фази між першими

гармоніками струму і напруги, який визначається параметрами регулювання та комутації, описаними специфічними формулами й показниками (наприклад, кутами α і γ).

$$\cos \varphi_1 = \cos(\alpha + \frac{\gamma}{2}) \quad (1.19)$$

З практичної сторони коефіцієнт потужності за основними гармоніками струму та напруги

$$\cos \varphi_1 \cong U_B / U_{B0} \quad (1.20)$$

де U_B – середня величина випрямленої напруги;

U_{B0} - напруга ідеального неробочого ходу випрямляча.

Похибка розрахунку за даною формулою у визначенні кута φ_1 не перевищує 1° .

Точніше врахування спотворення форми кривих струмів і напруг коефіцієнт потужності перетворювача визначають

$$\psi = \frac{P}{S} = \frac{S_1}{S} \cdot \frac{P}{S_1} \quad (1.21)$$

де S_1 - повна потужність, по основній гармоніці напруги і струму зі сторони живлення.

Враховуючи те, що $P = 3U_1 I_1 \cos \varphi_1$ і $S_1 = 3U_1 I_1$, отримуємо

$$\psi = \lambda \cos \varphi_1 \quad (1.22)$$

де $\lambda = S_1/S$ - коефіцієнт спотворення, що враховує відхилення кривих струму і напруги від синусоїдальної форми.

На коефіцієнт потужності перетворювача впливає не лише величина кута зсуву фаз перших гармонік напруги і струму (φ_1), але й коефіцієнт спотворення (λ). Відповідно, для зменшення споживання реактивної потужності керовані перетворювачі доцільно використовувати у тривалих режимах за умов мінімального кута керування (α).

1.2 Класифікація компенсувальних пристроїв

Одночасно в місцях дефіциту реактивної потужності все активніше почали використовувати конденсаторні батареї (переважно для низьковольтних мереж), а в зонах її профіциту — шунтові реактори, що встановлювались переважно на довгих лініях електропередач. Ці два види обладнання, з огляду на їхню нерегульованість, класифікують як статичні компенсувальні пристрої.

Подальший розвиток технологій пов'язаний із вдосконаленням конструкцій конденсаторних батарей і реакторів, включаючи різноманітні схеми їх з'єднання та впровадження сучасних методів регулювання.

Компенсувальні пристрої поділяються на такі основні групи:

- статичні (регульовані та нерегульовані, створені на основі конденсаторних батарей та реакторів);
- динамічні (синхронні компенсатори, синхронні двигуни);
- комбіновані.

Синхронні компенсатори та синхронні двигуни

Синхронні компенсатори відіграють суттєву роль у системних мережах і в промислових мережах можуть застосовуватись лише за згодою енергосистеми. З технічної точки зору вони майже ідеальні пристрої, хоча інколи їм притаманна недостатня швидкість регулювання. Їхній діапазон регулювання реактивної потужності варіюється від номінального значення Q_n при генерації до 50-60% Q_n у режимі споживання.

У випадках коротких замикань, коли виникає дефіцит реактивної потужності, синхронні машини здатні на короткий час значно збільшувати генерацію реактивної потужності, що називається форсуванням. Ця властивість суттєво підвищує динамічну стійкість системи.

Синхронні компенсатори зазвичай виготовляються на потужність 50, 100 і 160 МВАр і встановлюються на великих підстанціях з автотрансформаторами потужністю від 125 МВА. Їх підключають до третинної обмотки, що забезпечує високий ступінь реактивного спротиву, однак викликає труднощі у повному використанні їх переваг.

У випадку ліній надвисокої напруги рекомендовано підключення через послідовно включені конденсаторні установки. Така комбінована схема “синхронний компенсатор – конденсаторна установка” дозволяє спростувати управління режимами. Попри свої переваги, вартість синхронних компенсаторів у розрахунку на одиницю потужності перевищує базову для конденсаторних батарей у 2-3 рази, а втрати активної потужності складають понад 20 кВт/МВАр, що знижує їх економічну доцільність.

Основними перевагами компенсаторів залишаються:

1. Плавне і широке регулювання реактивної потужності: від генерації Q_n до споживання $(0,5-0,6)Q_n$.

2. Здатність на короткий час підвищувати генерацію реактивної потужності.

До недоліків належать:

1. Висока капітальна вартість.

2. Значні питомі витрати активної потужності.

3. Складність експлуатації через потребу у спеціальних приміщеннях, налагодженні масляних систем, циркуляційній воді для охолоджувачів або складному газовому господарстві при водневому охолодженні.

4. Відносно низька швидкість регулювання у випадках ударних навантажень (наприклад, реверсивні прокатні стани).

5. Проблеми передавання реактивної потужності через третинні обмотки автотрансформаторів у найпотужніших моделях.

Довгий час вважалося, що компенсувальні властивості синхронних двигунів завжди економічно вигідні. Але дослідження 70-х років довели, що це твердження залежить від умов конкретного випадку.

Для визначення економічної доцільності застосування таких двигунів як компенсувальних пристроїв одночасно з виконанням основних технологічних функцій потрібен техніко-економічний аналіз у порівнянні з іншими способами компенсації. У таких розрахунках капітальні витрати на двигун не враховуються, оскільки його встановлення продиктоване технологічними потребами.

Переваги синхронних двигунів з технічної точки зору подібні до переваг синхронних компенсаторів, проте основним їх недоліком є значні витрати активної потужності на створення реактивної складової. Рішення про доцільність використання синхронних двигунів як компенсувальних пристроїв приймається на основі техніко-економічного розрахунку.

Шунтові конденсаторні батареї та реактори

Нерегульовані конденсаторні батареї високої та середньої напруги мають найнижчу вартість одиниці потужності і мінімальні питомі втрати активної потужності, що становлять приблизно 1,5–2,5 кВт/МВАр.

Для конденсаторних установок низької напруги вартість одиниці потужності є майже вдвічі вищою, а питомі втрати складають 3,5–4 кВт/МВАр. У мережах енергетичних систем широко застосовуються нерегульовані конденсаторні батареї з номінальною напругою 6, 10, 35, 110 кВ і вище, потужністю від кількох мегавар до 100 і більше.

В промислових електромережах середньої напруги (6 та 10 кВ) використовують комплексні установки типу УК-6 (10)-450 потужністю 450 кВАр та інші подібні моделі. У мережах низької напруги популярними є комплектні конденсаторні установки серії УК-0,38 або УКН з потужністю 100, 150, 300, 450, 600 і 900 кВАр.

Основними перевагами нерегульованих конденсаторних установок для компенсації реактивної потужності є:

1. Низька вартість.
2. Невеликі втрати активної потужності.
3. Проста конструкція і схема.

Серед недоліків можна виділити:

1. Відсутність можливості регулювання потужності.
2. Вплив негативного регулюючого ефекту на напругу, коли генерація реактивної потужності зменшується пропорційно квадрату напруги у точці приєднання батареї при її зниженні замість необхідного збільшення за таких умов.
3. Струмові стрибки під час увімкнення та напругові під час вимкнення.

З урахуванням вказаних характеристик нерегульованих конденсаторних батарей їх доцільно використовувати як нерегульовану базисну частину складного компенсатора. На основі проведеного аналізу було обрано систему компенсації реактивної енергії на базі статичних конденсаторів.

1.3 Способи регулювання реактивної потужності

Статичні компенсатори прямого регулювання

Потужність трифазного статичного елемента, при з'єднанні у зірку, визначають за формулами

$$Q = \frac{U^2}{x}, \quad Q = \sqrt{3}U \cdot I, \quad Q = 3I^2 \cdot x \quad (1.23)$$

або для конденсаторів ємністю C у фазі

$$Q_C = U^2 \cdot \omega \cdot C = U^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \quad (1.24)$$

З аналізу першого виразу можна зробити висновок, що при постійній напрузі потужність пристрою може регулюватися шляхом зміни опору x . На основі другого і третього виразів стає зрозуміло, що за умови незмінної напруги можливо здійснювати регулювання потужності змінного струму. Якщо у першому виразі зафіксувати значення реактивного опору, то стає очевидним, що потужність може бути відрегульована зміною рівня напруги. З третього виразу впливає можливість регулювання потужності статичної конденсаторної установки через зміну частоти.

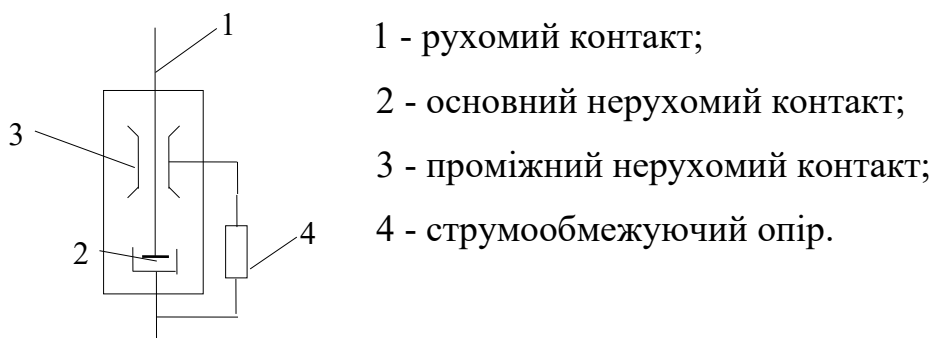
Регулювання зміною опору

Одним із найбільш простих способів регулювання потужності конденсаторної батареї є її поділ на секції з можливістю комутації кожної секції до шин споживача. Такий підхід дозволяє змінювати потужність ступенево. Співвідношення параметрів секцій може бути різноманітним: наприклад, 1:1:1:1, або 0,5:1:1, або 1:2:3, або 1:2:4. Збільшення кількості ступенів потужності стає особливо важливим у випадках, коли необхідно забезпечити плавне регулювання таких параметрів, як напруга, реактивна потужність чи коефіцієнт реактивної потужності.

Використання різних співвідношень параметрів у поєднанні зі зміною схем з'єднання секцій від "зірки" до "трикутника" значно розширює можливості регулювання. Цей принцип широко застосовується на практиці.

Наприклад, в установках напругою до 1000 В, таких як УКН-0,38, співвідношення параметрів 0,5:1:1 дозволяє досягати п'яти ступенів регулювання потужності за наявності лише трьох конденсаторів.

Для середньої напруги (6 або 10 кВ) цей процес здійснюється через комплектні конденсаторні установки, що зазвичай реалізуються у вигляді шафи з конденсаторами загальною потужністю 450 кВар. Ця потужність визначає один ступінь регулювання. Використання декількох таких шаф дає змогу реалізувати регулювання за схемою 1:1:1:1. Той самий підхід застосовується для конденсаторних батарей із номінальною напругою 110 кВ, де комутація здійснюється за допомогою тиристорних ключів.



- 1 - рухомий контакт;
- 2 - основний нерухомий контакт;
- 3 - проміжний нерухомий контакт;
- 4 - струмообмежуючий опір.

Рисунок 1.5 – Принципова схема вимикача, що реалізує ефект струмообмеження

Серед недоліків таких систем виділяються велика дискретність ступенів та труднощі, що виникають під час комутації секцій. Підключення конденсаторів, особливо за умови наявності вже увімкнених секцій, може супроводжуватися значними токовими стрибками. Під час вимкнення конденсаторів також можливі значні перенапруги. Для зменшення струмових стрибків при увімкненні та перенапруг при вимкненні використовуються такі рішення: - вимикачі з третім (проміжним) ковзаючим контактом і резистором, що підключається між двома нерухомими контактами (рис. 1.5). Тиристорні

вимикачі та ключі, момент комутації яких обирається керуючою схемою таким чином, щоб забезпечити мінімальні стрибки струму.

Амплітуда та фаза вільної складової перехідного струму й напруги в електричному колі залежать від моменту увімкнення. Це коло включає ємність конденсаторної батареї та індуктивність живильного мережевого контуру.

Реактивний опір мережі (X_L) становить приблизно 10–20% опору конденсаторної батареї (X_C), а активний опір мережі в подібних випадках, як правило, не враховується. Оптимальним моментом для увімкнення незарядженого конденсатора є час проходження напруги мережі через нульове значення. У такому випадку під час перехідного процесу амплітуда струму не перевищує дворазового значення усталеного струму, а напруга на конденсаторній батареї практично відповідає її усталеному значенню.

При вимкненні конденсаторної батареї найкращим моментом вважається проходження струму через нульове значення. У цей момент напруга на конденсаторі досягає амплітудного рівня, і через збереження заряду на обкладинках вона залишається стабільною певний час.

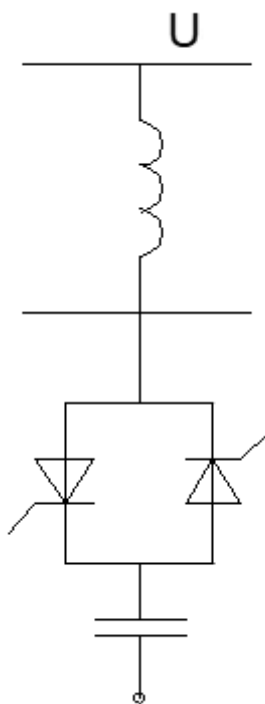


Рисунок 1.6 – Тиристорний вимикач (ключ) для комутації конденсаторної батареї: принципова схема однієї фази.

У процесі регулювання реактивної потужності в мережах із різким змінами навантаження після вимкнення конденсаторної батареї її часто повторно увімкнюють через короткий проміжок часу. У таких ситуаціях напруга на конденсаторах може суттєво відрізнятися від нульового значення. Застосування тиристорного вимикача дає можливість контролювати момент увімкнення й виконувати це навіть через один період (0,02 секунди) після вимкнення.

Перехідний процес при увімкненні зарядженого конденсатора відзначається більш сприятливими характеристиками порівняно з незарядженим. Тиристорний вимикач складається з двох зустрічно-паралельно з'єднаних тиристорів Т1 і Т2. Управління здійснюється за допомогою прямокутних імпульсів напруги тривалістю близько 100° (5–5,5 мс).

Регулювання зміною струму

Регулювання струму в головному колі статичних елементів, таких як конденсатори чи реактори, здійснюється за допомогою тиристорних пристроїв, принципова схема яких зображена на рис. 1.6. Основна їхня відмінність від тиристорних ключів полягає в здатності плавно регулювати момент відкриття вентилів, що забезпечує поступове змінення струму головного контуру.

Цей спосіб регулювання ефективний для роботи з реакторами, але не застосовується для конденсаторів. Причина полягає у характерних особливостях комутації конденсаторів, які супроводжуються значними стрибками струму під час увімкнення і стрибками напруги при вимкненні.

Це вимагає високих запасів параметрів тиристорів для забезпечення їхньої надійної роботи, що значно підвищує вартість таких систем. Унаслідок цього використання пристроїв з таким типом регулювання для конденсаторів стає економічно недоцільним.

Для реакторів струм головного кола можна також регулювати шляхом підмагнічення магнітопроводу постійним струмом або використанням принципу параметричного регулювання, заснованого на насиченні осердя реактора. При підмагнічуванні магнітопроводу постійним струмом змінюється характер та положення зони перегину вольт-амперної характеристики (рис. 1.7).

Ця зміна дозволяє варіювати струм реактора залежно від рівня струму підмагнічення при заданій робочій напрузі.

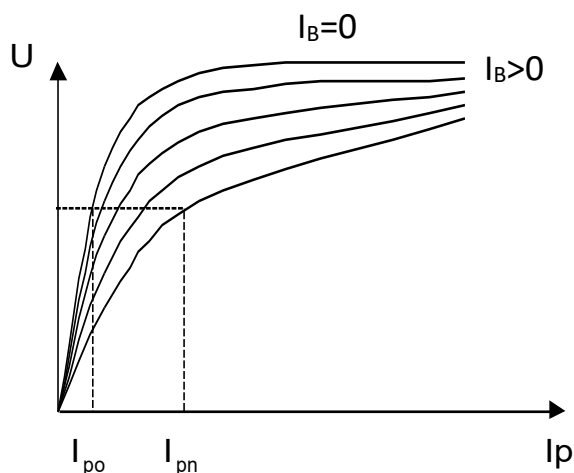


Рисунок 1.7 – Графічна залежність реактора з підмагніченням.

Принцип параметричного регулювання базується на використанні ділянки вольт-амперної характеристики в зоні насичення (рис. 1.8). Зі збільшенням напруги в точці підключення реактора зростає струм у реакторі, який має індуктивну природу. Це призводить до збільшення втрат напруги в певних елементах системи, що, своєю чергою, зменшує рівень напруги в цій точці. Зі зниженням напруги цей процес стабілізації відбувається у зворотному напрямку.

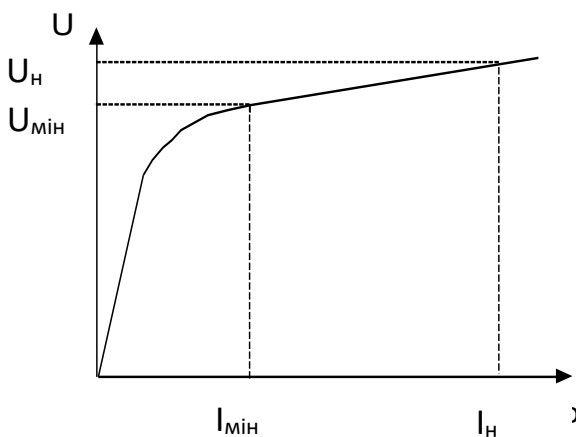


Рисунок 1.8 – Графічна залежність реактора з параметричним регулюванням

До переваг усіх цих методів регулювання можна віднести:

- високу швидкодію при регулюванні потужності;
- плавне регулювання потужності, а в останньому випадку — можливість авторегулювання.

Серед основних недоліків виділяються такі:

- великі втрати потужності, що можуть досягати 10–15 кВт/МВАр;
- значна вартість;
- поява вищих гармонік, особливо при використанні тиристорів;
- відносна складність керівних схем.

Регулювання зміною напруги

Для будь-якого статичного елемента, такого як котушка індуктивності, конденсатор чи резистор, зміна напруги, прикладеної до нього, спричиняє зміну потужності, яка пропорційна квадрату напруги.

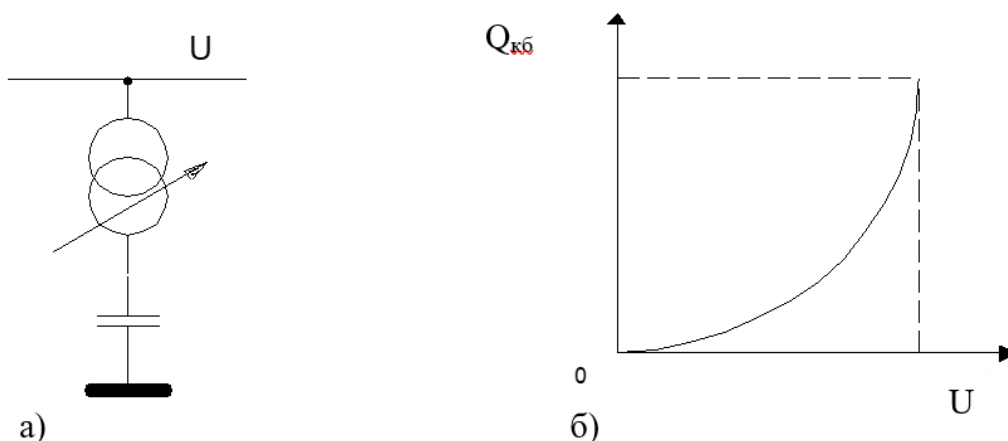


Рисунок 1.9 – Регулювання потужності конденсаторної батареї зміною напруги:

а) схема; б) характеристика регулювальна.

Найпростіший спосіб регулювання в трифазній мережі можна реалізувати за допомогою схеми, показаної на рис. 1.9, де також наведено регулювальну характеристику. У цій схемі потужність трансформатора повинна бути рівною потужності статичного елемента. Однак існує можливість здійснити регулювання напруги на статичному елементі за іншою схемою, зображеною на рис. 1.10,а.

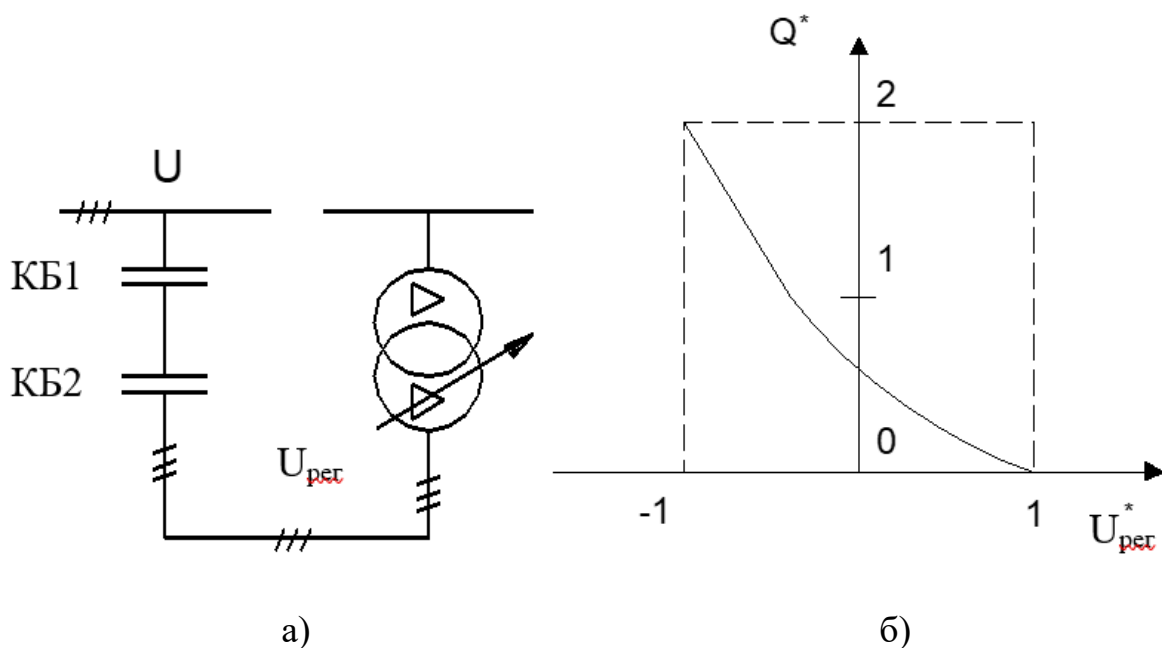


Рисунок 1.10 – Регулювання потужності конденсаторної установки зміною напруги:

а) принципова схема; б) регулювальна характеристика.

На відміну від попередньої схеми, яка приєднана до системи в одній точці, ця схема підключається до системи у двох точках. Регулювання напруги відбувається з боку розімкнених “нульових” виводів статичного елемента. У граничному випадку максимальна напруга, прикладена до статичного елемента, досягає подвійного рівня мережевої напруги.

Таким чином, номінальна напруга та потужність статичного елемента в цій схемі вдвічі перевищують відповідні параметри у попередній схемі за умови, що всі інші показники, такі як струм, потужність регулювального трансформатора тощо, залишаються незмінними.

Коли регулятор знаходиться у положенні, при якому напруга на його виході $U_{\text{рег}}$ дорівнює за значенням і збігається за напрямком з напругою на шинах U_c , результуюча напруга на статичному елементі стає нульовою, так само як і його потужність. Якщо поступово зменшувати $U_{\text{рег}}$ до нуля, а потім змінити напрямок її вектора і збільшувати до значення $-U_{\text{рег}}$, результуюча напруга на статичному елементі спочатку зростатиме до величини U_c (при $U_{\text{рег}} = 0$), а потім досягне $U = 2U_c$. Відповідно, потужність статичного елемента

змінюється згідно з формулою, на основі якої побудована регулювальна характеристика (див. рис. 1.10, б).

$$Q_C = \frac{(U_C - U_{рег})^2}{x}.$$

Потужність регулювального трансформатора в цій системі становить половину потужності статичного елемента у порівнянні з попередньою схемою ($S_{pT} = 0,5S_{ст}$). У разі можливості або необхідності часткового регулювання потужності статичного елемента використання такої схеми дозволяє покращити економічні характеристики установки. Це обумовлено тим, що потужність регулювального трансформатора потребує лише частини від потужності, необхідної для забезпечення діапазону регулювання. Наприклад, при регулюванні напруги в межах $\pm 25\%$ від напруги мережі досягається максимальна потужність статичного елемента (у відносних одиницях).

$$Q_{*max} = \frac{(1 + 0,25)^2}{1,25} = 1,25.$$

Мінімальне значення потужності конденсаторної установки

$$Q_{*min} = \frac{(1 - 0,25)^2}{1,25} = 0,45.$$

Діапазон регулювання

$$D(Q_C) = Q_{*max} - Q_{*min} = 1,25 - 0,45 = 0,8.$$

Потужність регульованого трансформатора

$$S_{pT} = \Delta U \cdot 1,25I = 0,25 \cdot 1,25 = 0,3125.$$

Відношення потужності регульованого трансформатора до регулювального діапазону (відносна потужність трансформатора)

$$S_{pT*} = \frac{S_{pT}}{D(Q_C)} \cdot 100 = \frac{0,3125}{0,8} \cdot 100 = 39\%.$$

тобто потужність регульованого трансформатора є лише 39 % від регулювального діапазону.

Щодо максимальної потужності установки, потужність регулювального трансформатора складає лише 31%. Виходячи з цього показника, відповідно

оцінюється вплив вартості регулювального трансформатора та потужностних втрат у ньому порівняно зі схемою регулювання, наведеною на рис. 1.9.

Схеми регулювання мають такі переваги: простота конструкції, невисока вартість, низькі питомі втрати потужності та відсутність генерування вищих гармонік. Однак серед недоліків можна виділити: нелінійність регулювальної характеристики, необхідність використання спеціальних регулювальних трансформаторів, дискретність регулювання та швидкодію, яка обмежується характеристиками пристроїв РПН трансформаторів.

Регулювання зміною частоти

Принцип регулювання базується на тому, що в реактивних статичних елементах, таких як реактор і конденсатор, опори змінюються залежно від частоти.

$$Q_L = \frac{U^2}{x_L} = \frac{U^2}{2\pi f \cdot L}; \quad Q_C = \frac{U^2}{x_C} = U^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \quad (1.25)$$

Очевидно, що пристрій із регулюванням частоти може бути підключений до трифазної електричної мережі з номінальною частотою 50 Гц за допомогою відповідного перетворювача частоти (рис. 1.11). При підвищенні частоти, наприклад, до 400 Гц, потужність конденсатора, за умови збереження всіх інших параметрів без змін, зросте у 8 разів.

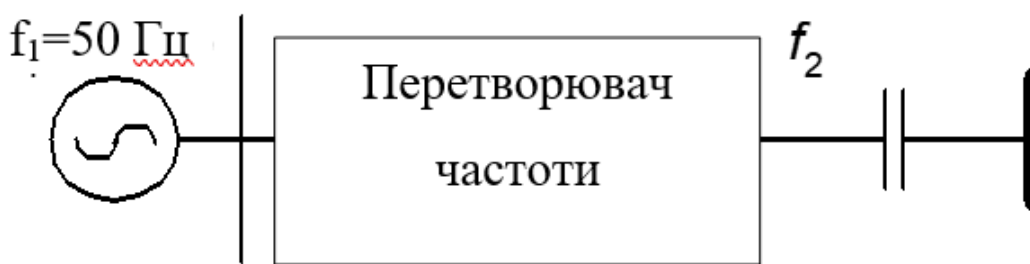


Рисунок 1.11 – Принципова схема частотного регулювання.

Вентильні перетворювачі змінного струму з можливістю регулювання вихідної напруги та частоти виконуються за двома основними схемами:

- з використанням ланки постійного струму та автономного інвертора;
- без застосування ланки постійного струму, із прямим з'єднанням між мережею живлення та колом навантаження.

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЦЕХУ

2.1 Визначення розрахункового навантаження ліній електропередачі та ТП 6/0,38 кВ

Під час розробки схеми постачання були враховані електрична потужність споживача, $\cos\phi$, коефіцієнт одночасності та завантаження. Закрита трансформаторна підстанція ЗТП 6/0,38 кВ знаходиться в електричному центрі навантажень мережі та обслуговує дев'ять фідерів.

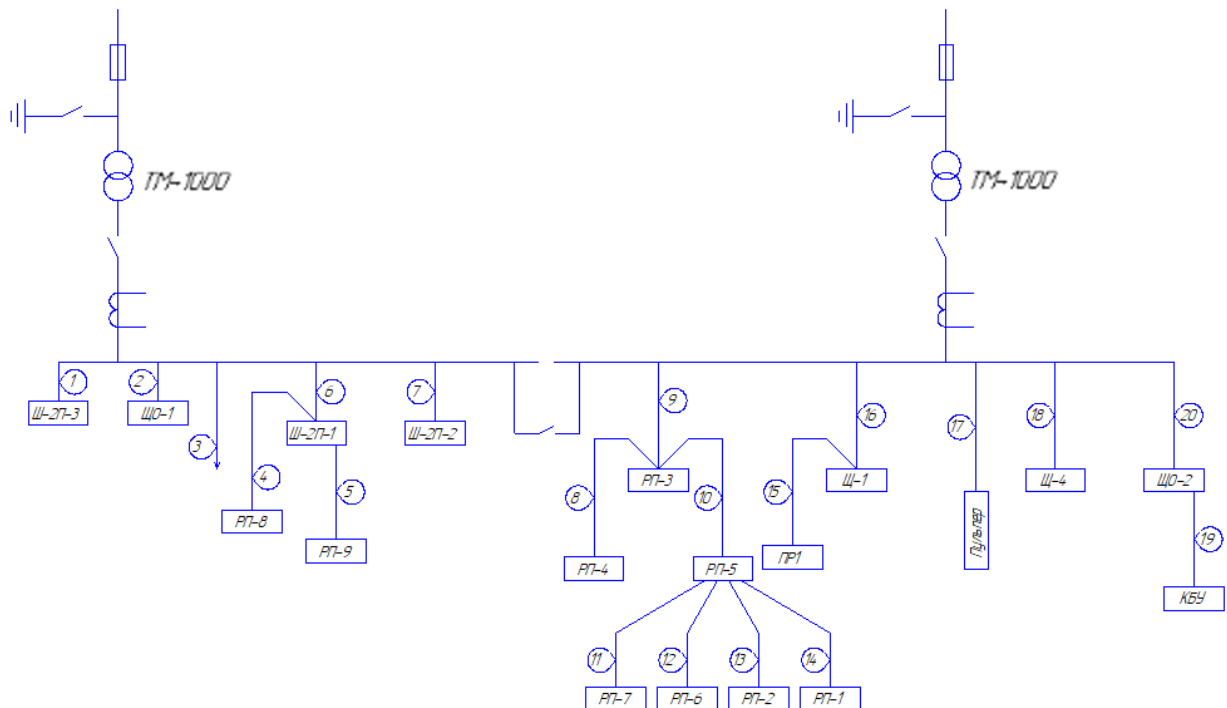


Рисунок 2.1 – Схематичне представлення розташування вузлів електричного навантаження

Визначаємо розрахункові навантаження об'єктів.

У даному випадку для навантажень одного рівня знаходимо:

$$P_1 = P_{Ш-2П-3} = 80 \text{ кВт.}$$

Розрахунок потужності навантаження по інших лініях розраховуємо аналогічно, результати розрахунку показано у таблиці 2.2.

Таблиця 2.1 - Усталені навантаження вузлів

№ п/п	Вузол	P_{Σ}	k_0	$\cos\varphi$	P_y , кВт
Перша секція					
1	Ш-2П-3	115	0,7	0,95	80
2	ЩО1	25	0,8	0,95	20
3		33,4	0,9	0,95	30
4	РП-8	43	0,7	0,95	30
5	РП-9	37,5	0,8	0,95	30
6	Ш-2П-1	75	0,8	0,95	60
7	Ш-2П-2	128,6	0,7	0,95	90
Друга секція					
8	РП-4	37,5	0,8	0,95	30
9	РП-3	56,3	0,8	0,95	45
10	РП-5	70	1	0,95	70
11	РП-7	33,4	0,6	0,95	20
12	РП-6	25	0,8	0,95	20
13	РП-2	21,5	0,7	0,95	15
14	РП-1	21,5	0,7	0,95	15
15	Привід 1	33,4	0,9	0,95	30
16	Щ1	82,4	0,85	0,95	70
17	Пульпер	70	1	0,95	70
18	Щ4	100	0,85	0,95	85
19	КБУ	53,3	0,75	0,95	40
20	ЩО2	80	0,75	0,95	60

Таблиця 2.2 – Розрахункова активна потужність по лініях мережі 0,38 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P , кВт	80	20	30	30	30	120	90	30	115	70
Лінія	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
P , кВт	20	20	15	15	30	100	70	85	40	60

Схема вузлів та ліній електричної мережі 0,38 кВ показано на рис. 2.1.

Розрахуємо навантаження трансформатора:

$$P_{\Sigma} = \Sigma P = 800 \text{ кВт.}$$

Повні потужність при коефіцієнті потужності ($\cos\varphi=0,95$):

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi} = \frac{800}{0,95} = 842 \text{ кВА.}$$

Значення розрахункових навантажень ліній мережі 0,38 кВ визначаємо аналогічно таблиця 2.3.

Таблиця 2.3 – Повна потужність навантаження ліній мережі 0,38 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
S, кВА	84,2	21	32	32	32	126	95	32	121	74
Лінія	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
S, кВА	21	21	16	16	32	105	74	90	42	63

Реактивна потужність ліній мережі 0,38 кВ:

$$Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg}\varphi, \text{кВАр} \quad (2.1)$$

Таблиця 2.4 – Реактивна потужність навантаження мережі 0,38 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q,кВАр	26,3	6,6	10	10	10	39,5	29,6	10	37,8	23
Лінія	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Q,кВАр	6,6	6,6	5,0	5,0	10	33	23	30	13,2	19,7

Струмове навантаження ліній визначається за формулою:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{А.} \quad (2.2)$$

Таблиця 3.5 – Струми навантаження ліній мережі 0,38 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I, А	124	30,3	46,2	46,2	46,2	182	137	46,2	175	107
Лінія	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
I, А	30,3	30,3	23	23	46,2	151,6	107	130	60,6	91

2.2 Вибір трансформатора підстанції 6/0,38 кВ

Згідно із сталого навантаження мережі 0,38 кВ потужність трансформатора закритої трансформаторної підстанції:

$$S_{розр} = S_{\Sigma} = 842 \text{ кВА} .$$

Зовнішнє живлення здійснюється по повітряній лінії 6 кВ, а на трансформаторній підстанції встановлювати два трансформатори 6/0,38 кВ. Робочий один, другий резервний. Схему мережі показано на рис. 2.2.

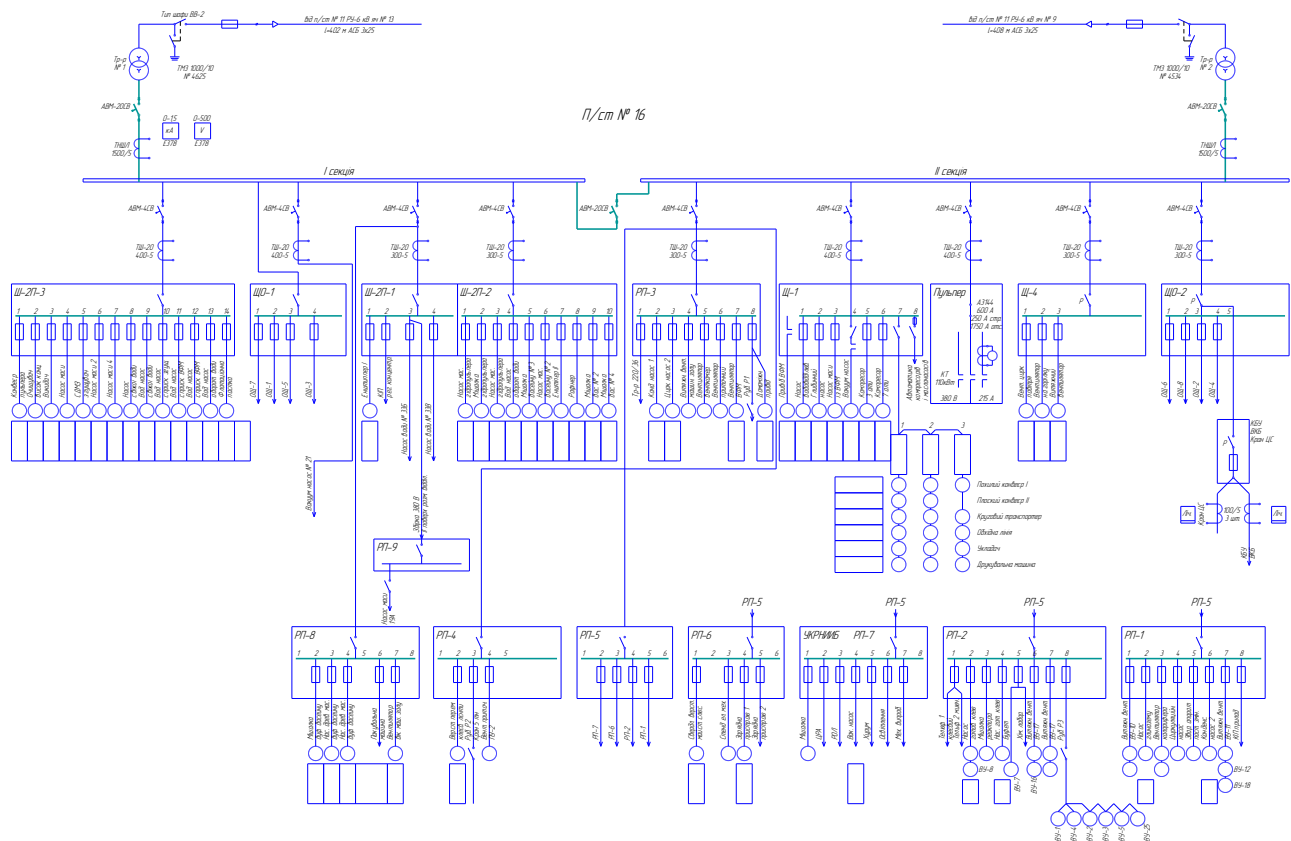


Рисунок 2.2 – Схема принципова проектованої мережі

Визначимо потужність трансформатора співвідношенням:

$$S_m \geq \frac{S_{розр}}{1,1} = \frac{842}{1,1} = 800 \text{ кВА}.$$

З додаткових літературних джерел вибираємо трансформатор типу ТМ-1000-6/0,38 кВ. У трансформатора 5 відгалужень на стороні 6 кВ: 0, $\pm 2,5\%$, $\pm 5\%$ від 10 кВ. Перемикання між відгалуженнями здійснюється лише при

вимкненому стані всіх обмоток трансформатора (ПБЗ – перемикання без збудження).

Таблиця 2.6 – Технічна характеристика трансформатора ТМ-1000-6/0,38 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	%	%
1000	6	0,38	Y/Y _н -0	1,5	7,6	5,5	2,5

Розраховуємо параметри трансформатора, що приведено до напруги 6 кВ трансформатора :

- повний опір – $z_T = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}} \cdot 10^{-3}} = 8,7 \text{ Ом};$
- активний опір – $r_T = P_{\text{кз}} \cdot \frac{U_{\text{Вном}}^2}{S_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-3}} = 1,9 \text{ Ом};$
- реактивний опір – $x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} = 8,5 \text{ Ом}.$

2.3 Розрахунок та вибір перерізів проводів мережі

Розрахунок мережі 6 кВ

Активна складова втрати напруги у мережі 6 кВ:

$$\Delta U_p = \frac{x_o}{U_{\text{ном}}} Q \cdot l, \text{В} \quad (2.3)$$

$$\Delta U_p = \frac{0,35}{6000} \cdot 318,5 \cdot 420 = 7,5 \text{В}.$$

Допустима активна складова напруги:

$$\Delta U_{a\partial} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p, \text{В} \quad (2.4)$$

$$\Delta U_{a\partial} = 400 - 7,5 = 392,5 \text{В}.$$

Розрахунковий переріз кабеля магістралі 6 кВ:

$$F_{розр} = \frac{P \cdot l}{U_{ном} \cdot \Delta U_a \cdot g}, \text{мм}^2 \quad (2.5)$$

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

$$F_{розр} = \frac{842 \cdot 420}{6000 \cdot 392,5 \cdot 32 \cdot 10^{-6}} = 4 \text{ мм}^2$$

Прийmemo для лінії 6 кВ кабель марки АСБ-3х25 з параметрами наведеними у табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Параметри кабеля електричної мережі 6 кВ

Лінія мережі 6 кВ	Марка кабеля	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Допустимий струм, А
ТП 35 кВ - ТП 6 кВ	АСБ-3х25	1,15	0,34	105

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi \right) \sum_{i=1}^n I_i \cdot l_i, \text{В} \quad (2.6)$$

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

$$\Delta U = \sqrt{3} (1,15 \cdot 0,95 + 0,34 \cdot 0,354) \frac{1835,5}{15} \cdot 0,402 = 111 \text{В} (1,1 \%).$$

Втрата напруги в обмотках трансформатора 6/0,23 кВ при максимальному навантаженні:

$$\Delta U = \frac{I_H}{k_{тр}} \cdot Z_m = \frac{1835,5}{15} \cdot 8,7 = 640 \text{В} (6,4\%).$$

Розрахунок мережі 0,38 кВ

Значення реактивної складової втрати напруги у магістралі 0-1:

$$\Delta U_p = \frac{x_0}{U_{ном}} \left(Q_1 \cdot l_1 \right), \text{В} \quad (2.7)$$

$$\Delta U_p = \frac{0,35}{380} (26,9 \cdot 0,08) = 2,0 \text{ В.}$$

Значення допустимої активної складової напруги:

$$\Delta U_{a\partial 0-1} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p = 19 - 2,0 = 17,0 \text{ В.}$$

Таблиця 2.8 – Величина допустимих струмів та поперечного січення вибраних кабелів

Магістраль	Ін, А	Ідоп, А	Грозр. , мм ²
1	124	150	25
2	30,3	38	2,5
3	46,2	49	4,0
4	46,2	49	4,0
5	46,2	49	4,0
6	182	185	35,0
7	137	150	25,0
8	46,2	49	4,0
9	175	185	35,0
10	107	115	16,0
11	30,3	38	2,5
12	30,3	38	2,5
13	23	27	1,5
14	23	27	1,5
15	46,2	49	4,0
16	151,6	185	35
17	107	115	16,0
18	130	150	25,0
19	60,6	60	6,0
20	91	90	10,0

Отож розрахунковий переріз проводів магістралі 0-1:

$$F_{0-1розр} = \frac{\frac{n}{\sum(P \cdot l)}}{U_{ном} \cdot \Delta U_{ад0-1} \cdot g}, \text{мм}^2 \quad (2.8)$$

$$F_{0-1розр} = \frac{80 \cdot 0,08}{0,38 \cdot 17,0 \cdot 58,1 \times 10^{-6}} = 16,0 \text{мм}^2.$$

Аналогічно проводимо розрахунок інших магістралей, результати у табл.2.8. По номенклатурі стандартних марок кабелів вибираємо відповідні значення номінальних перерізів проводів мережі 0,38 кВ, результати показано у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Характеристика мереж ліній 0,38 кВ

Лінія мережі 0,38 кВ	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
1	ВВГ 3×25	0,727	0,23
2	ВВГ 3×2,5	7,41	0,48
3	ВВГ 3×4,0	4,61	0,43
4	ВВГ 3×4,0	4,61	0,43
5	ВВГ 3×4,0	4,61	0,43
6	ВВГ 3×35,0	0,524	0,214
7	ВВГ 3×25,0	0,727	0,23
8	ВВГ 3×4,0	4,61	0,43
9	ВВГ 3×35,0	0,524	0,214
10	ВВГ 3×16,0	1,15	0,34
11	ВВГ 3×2,5	7,41	0,48
12	ВВГ 3×2,5	7,41	0,48
13	ВВГ 3×1,5	12,1	0,52
14	ВВГ 3×1,5	12,1	0,52
15	ВВГ 3×4,0	4,61	0,43
16	ВВГ 3×35	0,524	0,214
17	ВВГ 3×16,0	1,15	0,34

18	ВВГ 3×25,0	0,727	0,23
19	ВВГ 3×6,0	3,08	0,39
20	ВВГ 3×10,0	1,83	0,37

Витрати електроенергії в електричній мережі

Втрати енергії у розрахованій мережі складаються із втрат у мережах 6 кВ та 0,38 кВ та втрат у трансформаторі 6/0,38 кВ.

Втрати енергії у мережі 6 кВ:

$$\Delta W_6 = \sum_{i=1}^n 3 \cdot I_{\max,i}^2 \cdot r_i \cdot \tau, \text{кВт} \cdot \text{год} \quad (2.9)$$

де:

$$I_{л.6\max} = \frac{S_{\sum \text{вч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{842}{\sqrt{3} \cdot 6} = 81 \text{ А}$$

$\tau = 1800$ год. часу максимуму.

Тоді втрати енергії у мережі 6 кВ:

$$\Delta W_6 = 3 \cdot 81^2 \cdot 0.402 \cdot 0.702 \cdot 1800 \cdot 10^{-3} = 10000 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Втрата енергії у мережі 0,23 кВ:

$$\Delta W_{0,23} = \sum_{i=1}^{11} 3 \cdot I_{\max,i}^2 \cdot r_i \cdot \tau = 44150 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Втрати енергії у трансформаторі 6/0,23 кВ складається із постійних втрат, що не залежать від величини навантаження:

$$\Delta W_c = \Delta P_{нх} \cdot 8760 = 1,5 \cdot 8760 = 13140 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

та зі змінних втрат, які залежать від потужності навантаження:

$$\Delta W_o = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{\sum \text{вч}}}{S_{т.ном}} \right)^2 \cdot \tau = 7,6 \cdot \left(\frac{842}{1000} \right)^2 \cdot 1800 = 9698 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Втрати енергії у розрахованій мережі:

- постійні – $\Delta W_{пост} = \Delta W_c = 13140 \text{ кВт} \cdot \text{год}$

- змінні – $\Delta W_{зм} = \Delta W_6 + \Delta W_{0,23} + \Delta W_o = 63848 \text{ кВт} \cdot \text{год}$
- сумарні – $\Delta W = \Delta W_{пост} + \Delta W_{зм} = 76988 \text{ кВт} \cdot \text{год}$

Вибір трансформаторної підстанції 6/0,38 кВ

Для живлення проекрованої мережі напругою 0,38 кВ прийнята закрыта трансформаторна підстанція типу ЗТП-1000-6/0,38 кВ. Підстанція виконана як блок, що складається з кількох основних частин: розподільного пристрою на 6 кВ, розподільного пристрою на 0,38 кВ і силового трансформатора потужністю 1000 кВА. Вхідний розподільний пристрій 6 кВ включає трифазний роз'єднувач із заземлювальними ножами, встановлений на найближчій опорі ліній 6 кВ, а також вентильні розрядники, що забезпечують захист обладнання від атмосферних і комутаційних перенапруг з боку 6 кВ. На вводах силового трансформатора встановлені запобіжники для його захисту від багатофазних коротких замикань. Розподільний пристрій 0,38 кВ розташований у нижній шафі. На виводах трансформатора напругою 0,38 кВ встановлено рубильник, обладнаний вентильними розрядниками на ножах зі сторони ліній 0,38 кВ для захисту від перенапруг. Далі підключений трифазний комплект трансформаторів струму для живлення кола обліку активної енергії та двофазний комплект (у фазах А і С) трансформаторів струму, до якого підключено теплове реле для захисту трансформатора від перевантажень. Управління ввімкненням, вимкненням та захист двох ліній 0,38 кВ від коротких замикань здійснюється за допомогою автоматичних вимикачів типу ВА.

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЦЕХУ

3.1 Побудова моделі системи електропостачання

Розробка моделі системи електропостачання сушильного цеху Жидачівського целюлозно паперового комбінату здійснюється в програмному середовищі MATLAB/Simulink. Це середовище імітаційного моделювання дозволяє за допомогою готових бібліотечних компонентів створювати динамічні моделі різних конфігурацій.

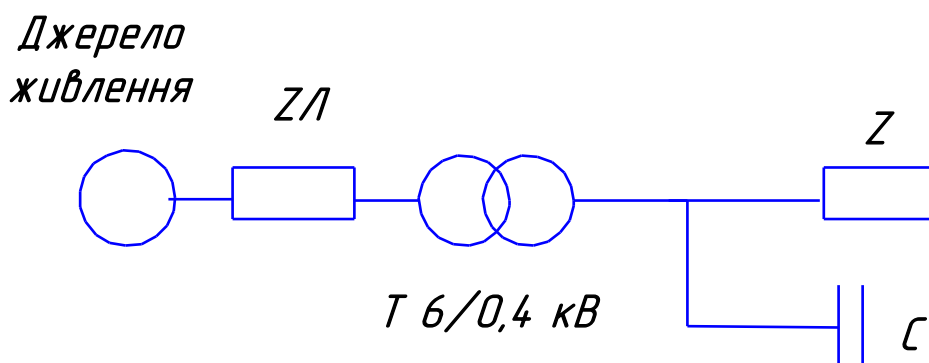


Рисунок 3.1 – Схема для побудови та дослідження роботи системи електропостачання на моделі

Модель системи електропостачання складається із джерела живлення 6 кВ, лінії мережі 6 кВ частотою 50 Гц, трансформатора 6/0,4 кВ, навантаження та пристрою компенсації реактивної потужності рисунок 3.1.

Модель джерела живлення трифазної напруги 6 кВ 50 Гц, взято із бібліотеки елементів *Power System Blockset/Electrical Sources/ Inductive source with neutral* (рис. 3.2).

Модель трансформатора з 6 кВ на 0,4 кВ потужністю по 1000 кВА взято із бібліотеки *Power System Blockset/Elements Three-phase Transformer (Two Windings)*.

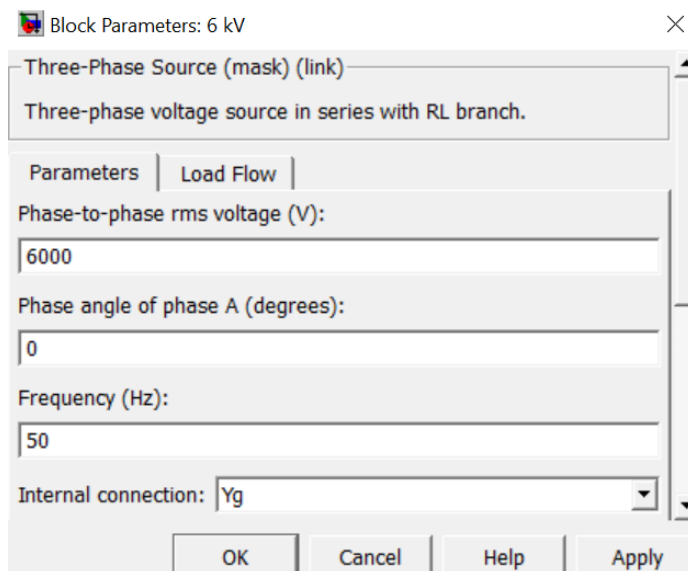


Рисунок 3.2 – Вікно налаштування джерела живлення 6 кВ

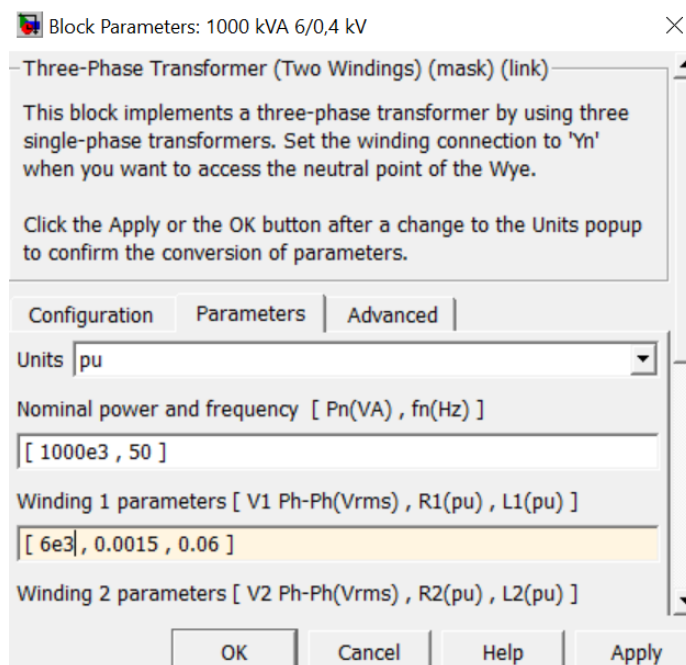


Рисунок 3.3 – Вікно налаштування параметрів трансформатора
1000 кВА 6/0,4 кВ

Блоками *Display* здійснюється відображення цифрових значень вимірюваних параметрів, таких як струми і коефіцієнти потужності у колах 6 кВ та 0,4 кВ, спад напруги у лінії 6 кВ, напруга на початку та в кінці лінії 6 кВ, напруга у вторинному колі трансформатора 6/0,4 кВ. Для вимірювання діючих значень синусоїдних величин використовуємо блок RST, при налаштуванні якого вводиться частота синусоїдної величини, у нашому випадку 50 Гц.

Поточні значення трифазних струмів та напруги у моделі MATLAB/Simulink системи електропостачання відслідковуються блоками

Three-Phase V-I Measurement. Вихідні сигнали з них поступають на вимірювач потужності трифазної активної та реактивної (бібліотека *Power System Blockset/Extras/Measurement*).

На рисунку 3.4 зображена модель системи електропостачання.

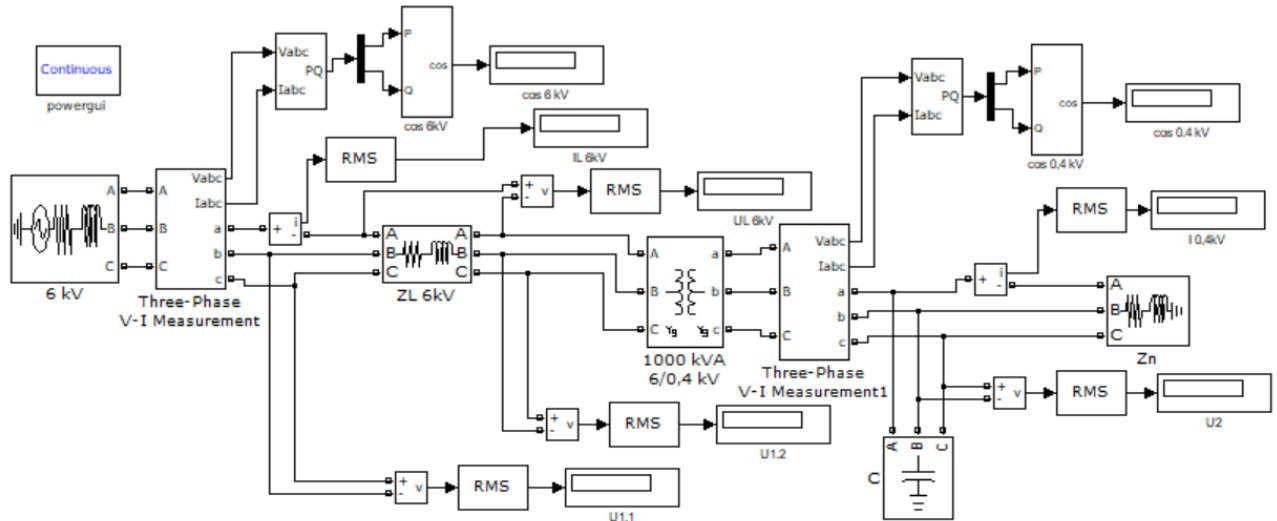


Рисунок 3.4 – Імітаційна модель MATLAB/Simulink системи електропостачання

Лінія моделюється елементом ЗЛ із налаштуванням активного опору лінії та її індуктивності. Для цього нам необхідно перерахувати опір лінії згідно її довжини (отримані значення вказано у таблиці 3.1)

Таблиця 3.1 – Параметри лінії електропостачання 6 кВ для моделі

Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	l , км	r_L , Ом	x_L , Ом	L , Гн
АСБ-3х25	1,15	0,34	0,402	0,4623	0,1367	0,00043

Трифазне навантаження трансформаторної підстанції моделюється одним елементом Z у налаштуванні якого вводимо сумарну активну та реактивну (індуктивну) потужність *Three-Phase Series RLC* із бібліотеки *Simscape/SimPowerSystems/Elements*. Навантаження вводимо максимальне.

Для здійснення компенсації реактивної потужності встановлюємо додатковий елемент C , у якому будемо змінювати потужність конденсаторної

установки (*Three-Phase Series RLC* із бібліотеки *Simscape/SimPowerSystems/Elements*).

На основі оголошених елементів створено модель системи електропостачання підприємства з пристроєм компенсації, що зображена на рис. 3.4. Виконано розрахунок параметрів усіх складових системи електропостачання, а також проведено налаштування елементів системи, включаючи пристрій компенсації реактивної потужності. На цій моделі слід виконати дослідження рівня струму та актуальних значень коефіцієнта потужності для системи електропостачання як із використанням, так і без використання компенсації реактивної потужності.

3.2 Дослідження роботи системи електропостачання

Проведемо два дослідження на побудованій моделі.

Перше дослідження проводимо при номінальному навантаженні. Змінюємо потужність пристрою компенсації від 0 кВАр до 700 кВАр. При цьому здійснюємо фіксацію наступних параметрів: реактивна потужність пристрою компенсації; струм, спад напруги у лінії, коефіцієнт потужності у лінії 6 кВ; струм, напругу та коефіцієнт потужності у колі 0,4 кВ.

Із отриманих результатів ми бачимо позитивний вплив пристрою компенсації на технологічні показники мережі електропостачання. У початку дослідження при відсутності компенсації реактивної потужності, коефіцієнт потужності становить у колі 6 кВ 0,77, а у колі 0,4 кВ 0,82, напруга у споживачів 367,5. При збільшенні коефіцієнта потужності, зменшується значення струму, зменшується спад напруги в лінії, стабілізується значення напруги у колі 0,4 кВ. Подальше збільшення потужності пристрою компенсації призводить до перекомпенсації, яка супроводжується зменшенням коефіцієнта потужності у колі 0,4 кВ, збільшення струму та зростання напруги до 399 В. Пік значення коефіцієнта потужності у колах 6 і 0,4 кВ зміщенні, оскільки у колі 6 кВ додаткову індуктивність створює трансформатор. Відповідно коло 6 кВ потребує більшої потужності компенсації.

Таблиця 3.2 – Результати першого експерименту при номінальному навантаженні

Q, кВАр	I 6кВ, А	UL 6кВ, В	cosφ 6кВ	U2, В	I 0,4кВ, А	cosφ 0,4кВ
0	86,6	42	0,77	367,5	1294	0,82
10	86,4	41	0,78	369	1291	0,83
20	85,8	42	0,78	368	1282	0,83
30	86,0	48	0,77	389	1286	0,88
60	84,9	45,6	0,84	374	1269	0,89
80	83,9	42,3	0,78	374	1255	0,87
90	83,4	42,5	0,85	373	1247	0,82
100	83,5	42,0	0,87	376	1248	0,94
110	82,6	40,8	0,80	375	1235	0,81
120	82,4	40,2	0,84	375	1231	0,92
140	81,7	39,8	0,89	374	1221	0,94
160	80,9	39,1	0,87	375	1209	0,90
180	80,4	38,7	0,88	376	1201	0,92
200	79,8	38,6	0,90	377	1193	0,92
220	79,4	38,4	0,92	377	1186	0,95
240	78,8	38,1	0,92	378	1177	0,96
260	78,3	37,8	0,92	379	1170	0,96
280	77,9	37,7	0,94	380	1164	0,97
300	77,6	37,5	0,94	380	1159	0,97
320	77,2	37,4	0,91	381	1154	0,96
340	76,8	37,1	0,93	383	1148	0,96
360	76,4	37	0,95	384	1142	0,97
380	76,2	36,8	0,96	385	1139	0,98
400	75,9	36,6	0,96	386	1135	0,98
420	75,9	36,6	0,97	387	1134	0,99
440	75,6	36,5	0,96	388	1130	0,99

460	75,7	36,5	0,98	388	1131	1,00
480	75,5	36,5	0,97	389	1129	1,00
500	75,6	36,4	0,98	390	1129	1,00
520	75,8	36,6	0,99	391	1132	1,00
540	75,7	36,6	0,99	392	1132	1,00
560	75,9	36,7	0,99	393	1135	1,00
580	76,1	36,8	1,00	394	1138	1,00
600	76,4	37,0	1,00	395	1142	1,00
620	76,7	37,1	1,00	396	1147	1,00
640	77,1	37,4	1,00	396	1153	1,00
660	77,5	37,5	1,00	398	1160	0,99
680	77,9	37,8	1,00	399	1166	0,99
700	78,4	37,9	1,00	399	1173	0,98

Друге дослідження проводимо при недовантаженні на рівні 0,85 номінального навантаження. Змінюємо потужність пристрою компенсації від 0 кВАр до 500 кВАр. Оскільки коло потребує меншої потужності компенсаційного пристрою для досягнення коефіцієнта потужності рівня одиниці у колі 0,4 кВ. При цьому здійснюємо фіксацію наступних параметрів: реактивна потужність пристрою компенсації; струм, спад напруги у лінії, коефіцієнт потужності у лінії 6 кВ; струм, напругу та коефіцієнт потужності у колі 0,4 кВ.

Із отриманих результатів ми бачимо позитивний вплив пристрою компенсації на технологічні показники мережі електропостачання. У початку дослідження при відсутності компенсації реактивної потужності, коефіцієнт потужності становить у колі 6 кВ 0,73, а у колі 0,4 кВ 0,77, напруга у споживачів 369 В. При збільшенні коефіцієнта потужності, зменшується значення струму, зменшується спад напруги в лінії, стабілізується значення напруги у колі 0,4 кВ. Пік значення коефіцієнта потужності у колах 6 і 0,4 кВ зміщенні, оскільки у колі

6 кВ додаткову індуктивність створює трансформатор. Відповідно коло 6 кВ потребує більшої потужності компенсації.

Таблиця 3.2 – Результати другого експерименту при недовантаженні на рівні 0,85 номінального навантаження

Q, кВАр	I 6кВ, А	UL 6кВ, В	cosφ 6кВ	U2, В	I 0,4кВ, А	cosφ 0,4кВ
0	78,4	38,0	0,73	369	1170	0,77
10	77,8	37,7	0,73	369	1162	0,78
20	77,4	37,5	0,74	369	1156	0,79
30	78,6	37,2	0,79	369	1175	0,73
60	76,3	37,0	0,73	374	1140	0,79
80	75,4	36,7	0,76	375	1126	0,87
100	73,9	35,9	0,77	374	1104	0,81
110	73,5	35,6	0,83	374	1098	0,86
120	73,4	36,3	0,81	375	1096	0,80
140	72,8	35,9	0,80	376	1088	0,89
160	71,0	35,7	0,79	378	1076	0,87
180	70,8	34,3	0,81	378	1056	0,84
200	70,1	33,9	0,87	378	1048	0,91
220	69,6	33,6	0,88	379	1040	0,92
240	69,2	33,6	0,83	380	1033	0,88
260	68,4	33,3	0,85	381	1022	0,90
280	68,0	33,0	0,92	382	1015	0,96
300	67,1	32,5	0,9	384	1002	0,92
320	66,7	32,3	0,88	384	996	0,92
340	66,4	32,0	0,93	384	992	0,96
360	65,9	31,8	0,95	386	984	0,97
380	65,6	31,8	0,92	386	980	0,95
400	65,2	31,5	0,96	387	974	0,97
420	65,3	31,5	0,98	388	975	0,99

440	64,8	31,4	0,95	389	968	0,98
460	64,9	31,3	0,97	390	969	1,00
480	64,5	31,2	0,98	391	963	0,99
500	64,4	31,1	0,98	391	963	1,00

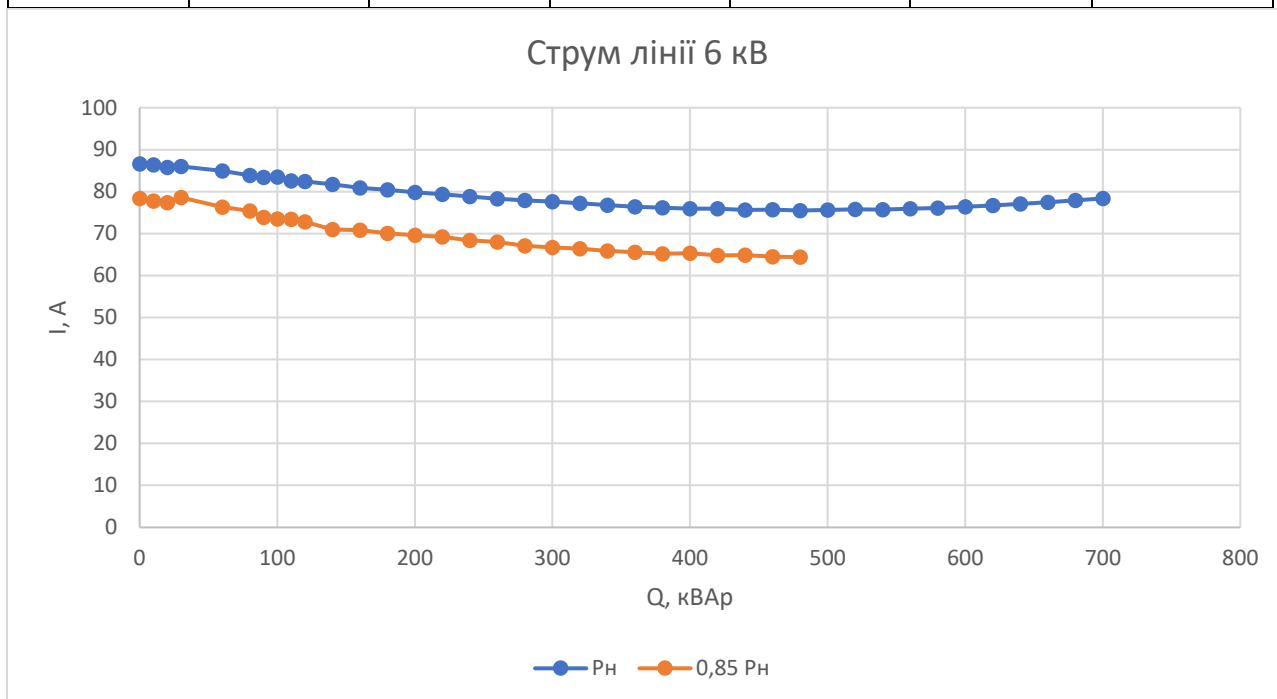


Рисунок 3.5 – Експериментальна графічна залежність струму від потужності пристрою компенсації у колі 6 кВ

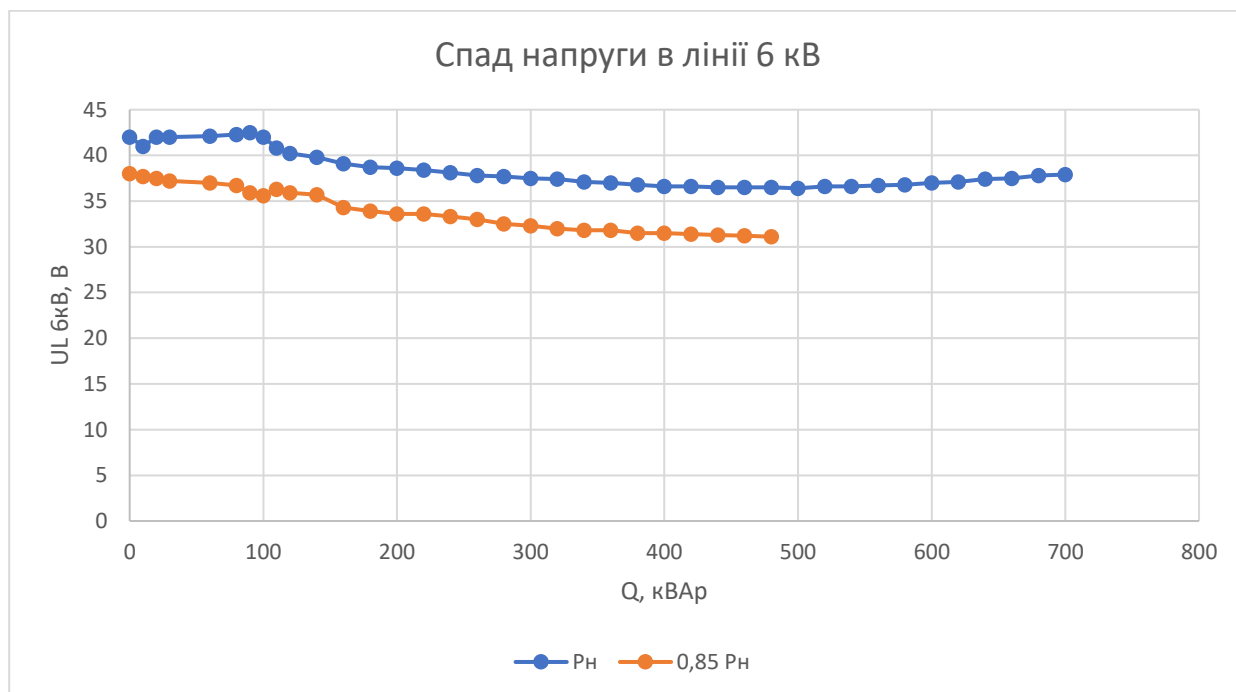


Рисунок 3.6 – Експериментальна графічна залежність спаду напруги у лінії 6 кВ від потужності пристрою компенсації

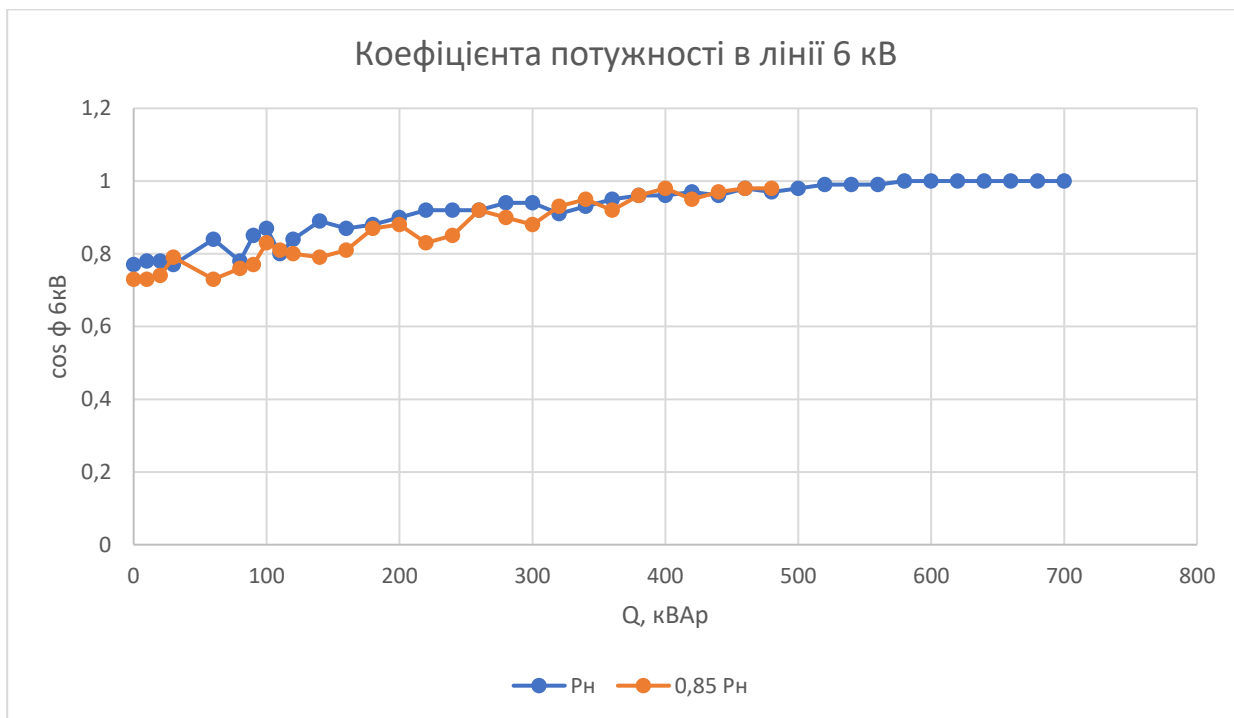


Рисунок 3.7 – Експериментальна графічна залежність коефіцієнта потужності від потужності пристрою компенсації у колі 6 кВ

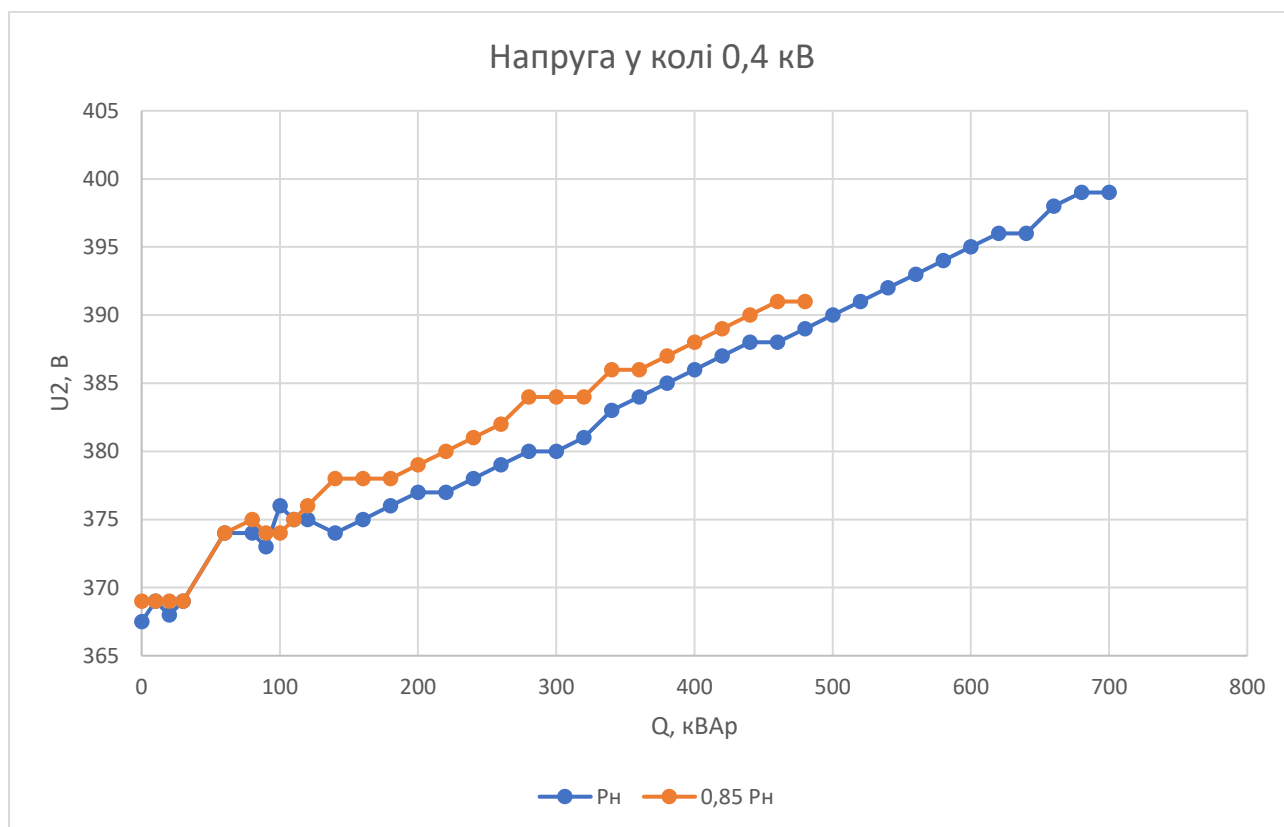


Рисунок 3.8 – Експериментальна графічна залежність напруги у колі 0,4 кВ від потужності пристрою компенсації

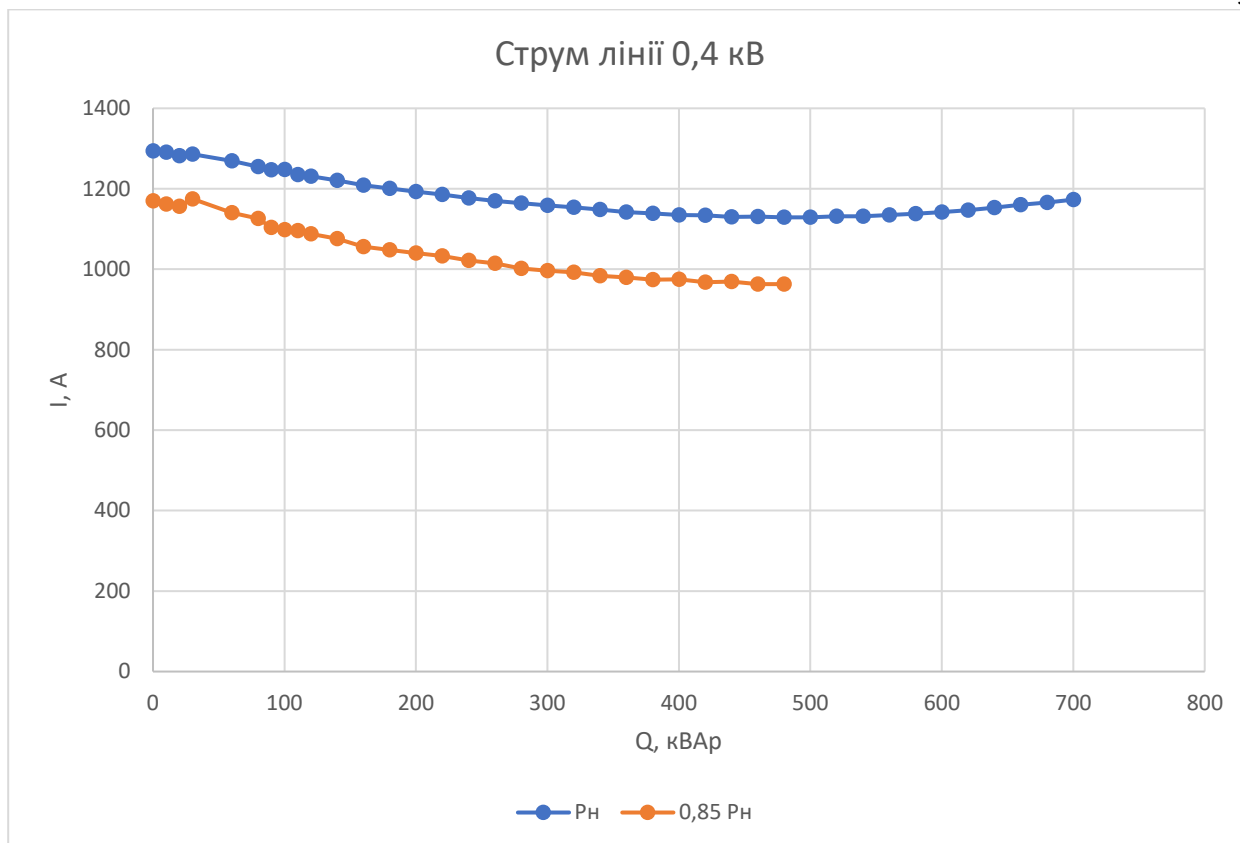


Рисунок 3.9 – Експериментальна графічна залежність струму від потужності пристрою компенсації у колі 0,4 кВ

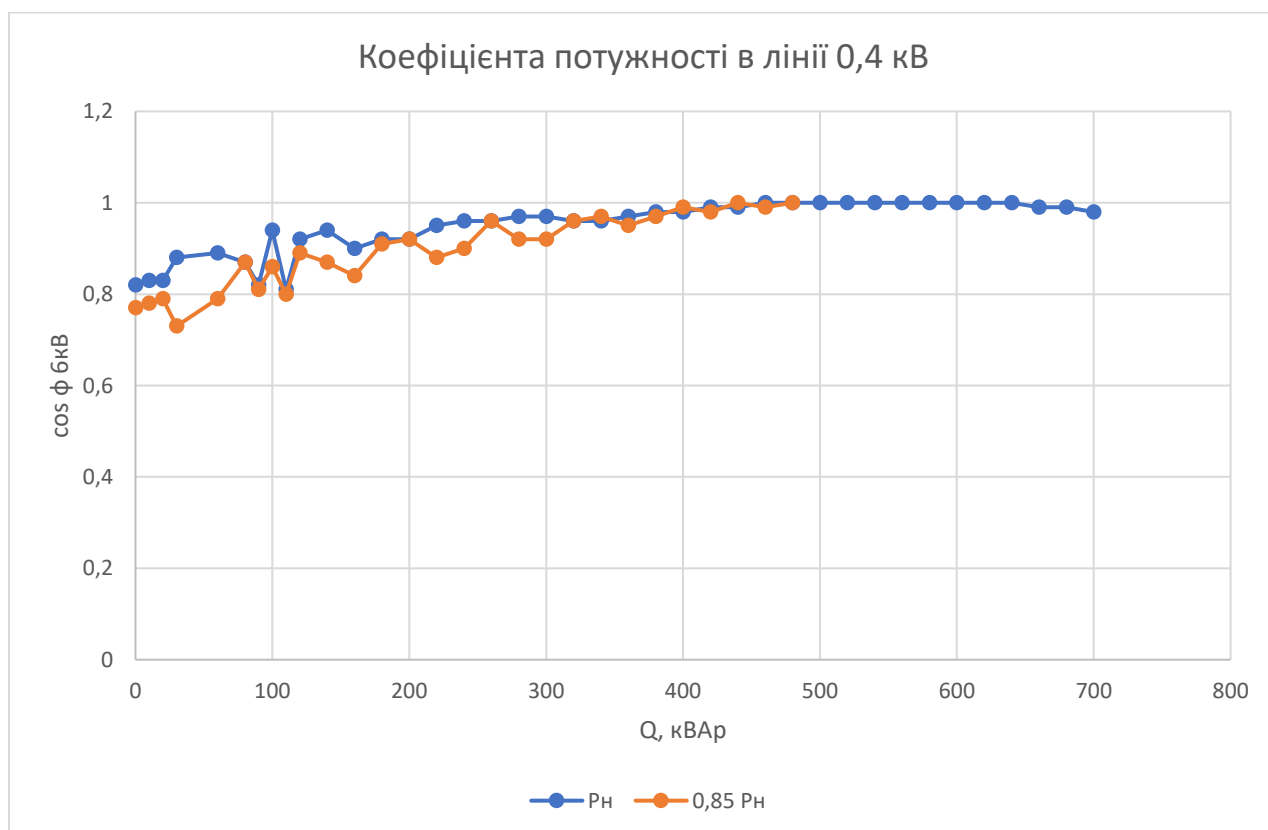


Рисунок 3.10 – Експериментальна графічна залежність коефіцієнта потужності від потужності пристрою компенсації у колі 0,4 кВ

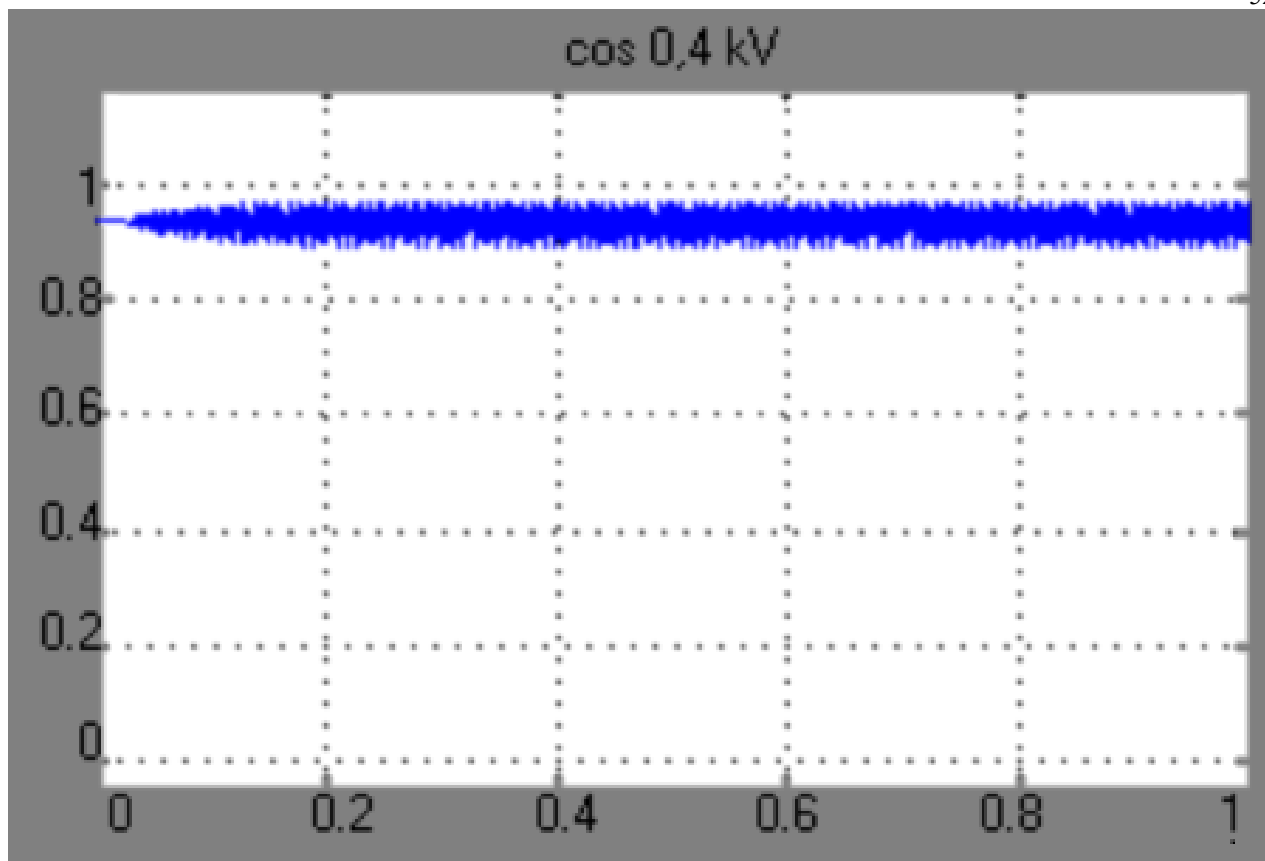


Рисунок 3.11 – Графічна залежність значення коефіцієнта потужності в часі при одному із вимірів

Щоб легше було досягнути отримані результати експериментальних досліджень на побудованій моделі побудуємо графічні залежності струму рисунок 3.5, спаду напруги рисунок 3.6 та коефіцієнта потужності рисунок 3.7 кола 6 кВ та струму рисунок 3.8, напруги рисунок 3.9 та коефіцієнта потужності рисунок 3.10 кола 0,4 кВ попарно із двох експериментів на одній координатній площині.

На побудованих графічних залежностях видно присутність коливних процесів. Це пов'язано із виникненням коливання, а тому фіксація параметрів трохи відрізняється від усередненого значення рисунок 3.11.

Отримані графічні залежності експериментальні залежності рис. 3.5 – 3.10 наочно демонструють описані вище по тексту процеси при регулюванні потужності пристрою компенсації реактивної потужності.

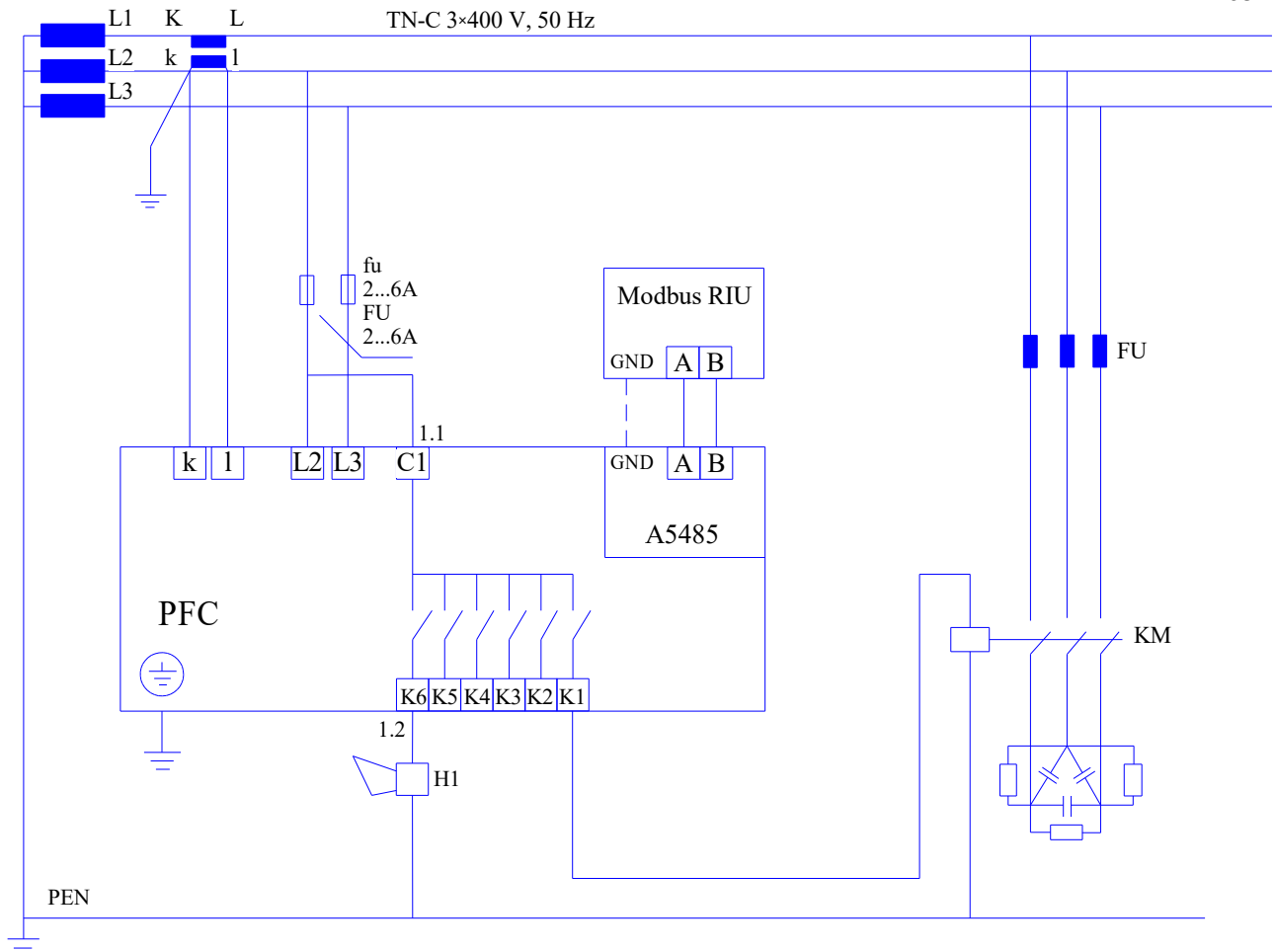


Рисунок 3.12 – Підключення регулятора PFC 6 RS

Згідно отриманого результату дослідження ми побачили високу необхідність у використанні в системі електрозабезпечення пристрою компенсації реактивної потужності. Для автоматичного регулювання потужності пристрою компенсації ми пропонуємо використати регулятор PFC 6 RS, схема ввімкнення якого показано на рисунку 3.12. Автоматичне регулювання забезпечить високу плавність та стабільність підтримання коефіцієнта потужності в залежності від споживання. Експериментальні дані показали, що для отримання коефіцієнта потужності на рівні одиниці необхідно пристрій компенсації потужністю близько 700 кВАр, проте для отримання його значення більше 0,92 – достатньо буде потужності 200 – 400 кВАр. Тому зупинимо свій вибір на потужності 400 кВАр.

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Оцінка рівня небезпеки виникнення травм

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

Небажана подія – втрата працездатності робітника, який працював з обладнанням системи електроприводу насосу вакуумного бака із-за отримання травми від ураження струмом.

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

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

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

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

Наявність струму на корпусі обладнання:

- а) відсутність захисного заземлення:
 - не виконувалося заземлення;
 - пошкоджено захисне заземлення.
- б) пошкодження ізоляції та вихід з ладу складових машини:
 - відсутність профілактичних заходів;
 - спрацювання складових машин;
 - неправильна експлуатація.

Дотик робітника оголеними частинами тіла до корпусу електрообладнання:

- а) недотримання правил техніки безпеки:
 - відсутність захисного щита;
 - недотримання правил вибору взуття;
 - незнання правил техніки безпеки;
- б) невикористання засобів індивідуального захисту та відповідного інструменту:
 - відсутність засобів індивідуального захисту;
 - халатність робітника.

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

Сучасними науковцями вже доказано, що стан робочого місця впливає не тільки на умови роботи, але процес виробництва в цілому. Такі чинники, відсутність засобів індивідуального захисту, невиконання профілактичних заходів щодо огляду робочого місця, нехтування правилами техніки безпеки можуть бути причиною травмування робітника.

Назвати можливі заходи та засоби запобігання дії шкідливого чинника

Для нашого випадку це є:

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

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

Людина може втручатися у любую подію, це досить природно. Щодо конкретного випадку, то на першому етапі, це втручання людини у виробничий процес, тобто дотримання правил техніки безпеки, проведення профілактичного огляду перед початком роботи, відкинути халатність під час виконання операцій.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$P_4 = P_1 + P_2 + P_3 - P_1P_2 - P_2P_3 - P_1P_3 + P_1P_2P_3. \quad (4.5)$$

Таблиця 4.1 – Ймовірності подій виникнення небезпеки

Шифр	Назва події	Ймовірність
P_1	Відсутність захисного заземлення	0,02
P_2	Пошкодження захисного заземлення	0,04
P_3	Спрацювання складових машини	0,3
P_4	Неправильна експлуатація машини	0,03
P_5	Відсутність профілактичних заходів	0,12
P_6	Відсутність захисного щита	0,12
P_7	Невикористання дерев'яної підставки	0,15
P_8	Незнання правил техніки безпеки	0,1
P_9	Відсутність засобів індивідуального захисту	0,4
P_{10}	Халатність	0,06

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).

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

$$P_{13} = 0,02 + 0,04 - 0,02 \cdot 0,04 = 0,0592.$$

Аналогічно визначаємо ймовірність інших подій:

$$P_{11} = P_3 + P_4 - P_3 \cdot P_4;$$

$$P_{11} = 0,2 + 0,05 - 0,2 \cdot 0,05 = 0,24.$$

$$P_{12} = P_6 + P_7 - P_6 \cdot P_7;$$

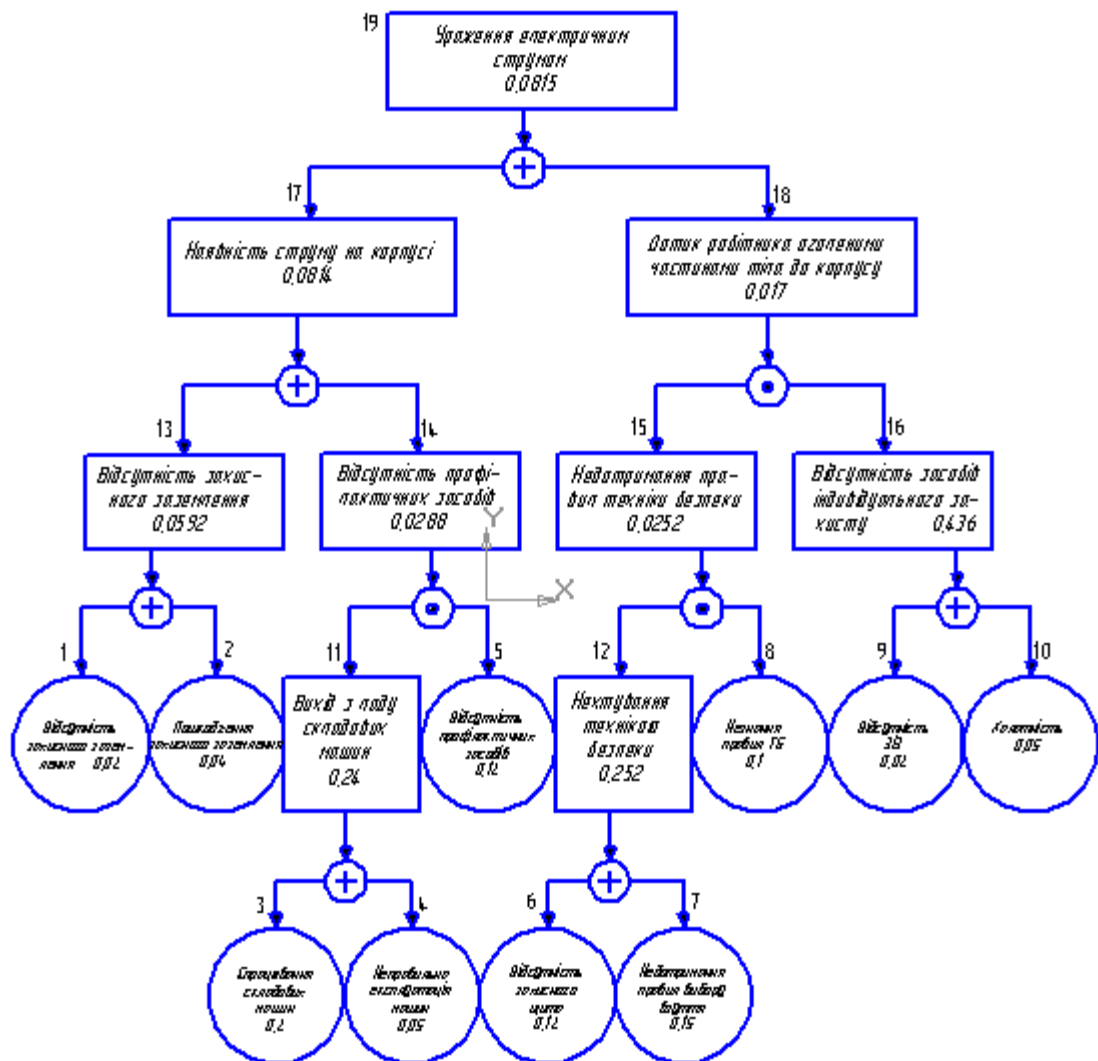


Рисунок 4.1 – Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травм при роботі з електрообладнанням

$$P_{12} = 0,12 + 0,15 - 0,12 \cdot 0,15 = 0,252.$$

$$P_{16} = P_9 + P_{10} - P_9 \cdot P_{10} ;$$

$$P_{16} = 0,4 + 0,06 - 0,4 \cdot 0,06 = 0,436.$$

$$P_{14} = P_{11} \cdot P_5 ;$$

$$P_{14} = 0,24 \cdot 0,12 = 0,0288$$

$$P_{15} = P_{12} \cdot P_8 ;$$

$$P_{15} = 0,252 \cdot 0,1 = 0,0252.$$

$$P_{17} = P_{13} + P_{14} - P_{13} \cdot P_{14} ;$$

$$P_{17} = 0,0592 + 0,0236 - 0,0592 \cdot 0,0236 = 0,0814.$$

$$P_{18} = P_{15} \cdot P_{16} ;$$

$$P_{18} = 0,0252 \cdot 0,436 = 0,011.$$

$$P_{19} = P_{17} + P_{18} - P_{17} \cdot P_{18} ;$$

$$P_{19} = 0,0814 + 0,011 - 0,011 \cdot 0,0814 = 0,0815.$$

Таким чином на під час роботи електрообладнання цеху при наявності тих недоліків з охорони праці, які відображені у базових подіях на 100 таких місць, можна очікувати 8,73 травми. Якщо зазначені недоліки негайно усунути (підвищити професійний рівень працюючих, поліпшити контроль та виготовити необхідну кількість 313, профілактичних засобів за всіма вимогами безпеки), то можна побачити на моделі шляхом повторного розрахунку, що рівень небезпеки буде наближатися до 0, а рівень безпеки – до 1.

4.2 Безпека в надзвичайних ситуаціях

При виникненні аварійної ситуації працівник повинен.

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.

При появі у приміщенні випарів шкідливих речовин або газів, кількість яких у повітрі робочої зони перевищує норму (ГДК), негайно включити аварійну вентиляцію.

При раптовому відключенні електроенергії, замиканні електричного струму на корпус устаткування, що відбувається при торканні металевих частин устаткування, негайно виключити і зупинити устаткування.

Попередити працюючих про небезпеку.

Повідомити керівника підприємства, чергового електрика про виникнення аварійної ситуації.

Допомагати в усуненні аварійної ситуації.

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.

При нещасних випадках із людьми необхідно надати першу долікарську допомогу, викликати швидку медичну допомогу за тел. - 103, 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.

У випадку загоряння необхідно: зачинити вікна, кватирки, відключити електроприлади, вентиляцію, винести у безпечне місце горючі рідини;

Приступити до гасіння загоряння, застосовуючи первинні засоби пожежегасіння.

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.

Ужити заходів для евакуації та збереження матеріальних цінностей. Після прибуття пожежних підрозділів виконувати розпорядження керівника гасіння.

РОЗДІЛ 5

ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ

Орієнтовно ціна конденсаторної установки із пристроєм автоматичного керування потужністю 400 кВАр становить $K = 321\,500$ грн.

Значення розрахункового споживання електроенергії за рік знаходиться в межах від 2 000 000 до 4 000 000 кВт·год. Ціна 1 кВт·год при ціні $C = 4,32$ грн.

Вартість S спожитої електроенергії:

$$S = W \cdot C,$$

Тому це значення становить від 8 640 000 грн до 17 280 000 грн.

За умови, що коефіцієнт потужності нижчий за норму, до вартості спожитої електроенергії додається надбавка $V_{\text{втр}}$ у розмірі від 2%, яка складає від 172 800 грн до 345 600 грн. За умови відповідного рівня коефіцієнта потужності додаткові платежі не потрібні, що дозволяє заощадити ці кошти. Без урахування експлуатаційних витрат строк окупності

$$T = K / V_{\text{втр}},$$

Отже термін окупності становить від 1,86 до 0,93 року.

Розрахункові значення показано у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Техніко-економічні показники

Показник	Значення
Кількість спожитої електроенергії, млн кВт·год/рік	Від 2 до 4
Ціна 1 кВт·год, грн	4,32
Вартість спожитої електроенергії в рік, грн	від 8,64 до 17,28
Коефіцієнта потужності, до компенсації	0,8
Плата надбавки за електроенергію, % тис. грн.	2 від 172,8 до 345,6
Капітальні витрати, тис. грн.	321,5
Коефіцієнт потужності, після компенсації	0,92
Термін окупності, років	від 1,86 до 0,93

ВИСНОВКИ

1. У кваліфікаційній роботі розглянуто питання регулювання реактивної потужності, проаналізовано компенсувальні пристрої, способи регулювання реактивної потужності. У результаті було встановлено доцільність використання конденсаторної установки із автоматичним регулюванням для компенсації реактивної потужності.

2. Розраховано мережу електропостачання цеху та вибрано трансформаторну підстанцію ЗТП – 1000 – 6/0,4 кВ та марки проводів живлення мережі 6 та мережі 0,4 кВ.

3. Побудовано модель MATLAB/Simulink системи електропостачання цеху. Проведено дослідження її роботи при зміні потужності пристрою компенсації реактивної потужності при номінальному навантаженні та недовантаженні. У результаті дослідження вибрано автоматизований пристрій 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. Проведено наближений економічний розрахунок ефективності прийнятих рішень показав, що забезпечення належного рівня коефіцієнта потужності, а саме 0,92 і вище забезпечує термін окупності складає від 0,93 до 1,86 року.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Дурняк Б. В., Чумакевич В. О., Лях І. М., Яцун А. М. Основи електропостачання агропромислового комплексу: навчальний посібник. Львів: Українська академія друкарства, 2017 р. 544 с.
2. Жилдецький В. Ц. Основи охорони праці. Підручник. Львів: Афіша. 2005.
3. Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. Тернопіль: Підручники і посібники, 2001 р.
4. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електроенергетики та електропостачання: підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка». 2009 р. 436 с.
5. Малинівський С. М. Загальна електротехніка. Львів: НУ «Львівська політехніка», 2001 р. 596 с.
6. Мірошник О. В., Трунова І. М. Організація технічної експлуатації енергетичного устаткування підприємств АПК. Харків: ПП ЧЕРВЯК, 2005 р. 128 с.
7. Основи електроенергетики та електропостачання. А. А. Маліновський, Б. К. Хохулін. Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка», 2007. 380 с.
8. Основи охорони праці. Купник М. П. і ін. Київ: Основа, 2000 р. 41с.
9. Паначевський Б. І. Загальна електротехніка. Київ: Каравела, 2004 р. 440 с.
10. Правила улаштування електроустановок. Харків: Форт, 2009 р. 736 с.
11. «Правила техніки безпеки при електромонтажних і налагоджувальних роботах». Київ 2006. 190 с.
12. «Правила технічної експлуатації магістральних і внутрішньо зонових мереж». Міністерство палива та енергетики. Київ 2007. 230 с.
13. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: ДНАОП 0.00 – 1.21 – 98. Офіц.вид. Київ: Держбуд України, 2001 р. 24 с.

14. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. ДБН В.2.5-23-2003. Державний комітет України з будівництва та архітектури. Київ. 2004.
15. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. ДНАОП 0.00-1.32-01. Київ 2001.
16. Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів. Вид. 2-е, доправ. та доп. Г. Г. Півняк, В. М. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен Дніпропетровськ. Національний гірничий університет. 2002. 597 с.
17. Сегеда М. І. Теоретичні основи електротехніки: навчальний посібник. Тернопіль, ТДУ, 2003 р. 350 с.
18. Титаренко М. В. Електротехніка: навч. посіб. для студентів інженерно-технічних (не електротехнічних) спеціальностей вузів. Київ: Кондор, 2015 р. 240 с.
19. Черемісін М. М., Зубко В. М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: навч. посіб. Харків: Факт, 2005 р. 168 с.
20. Шевчук В., Пилипчук М., Карпенко Н., та ін. Довідник з питань економіки та фінансування природокористування і природоохоронної діяльності. Видавництво «Геопринт». Київ, 2000. 412с.
21. Шелепетень Т. М. Захисна автоматика електричних мереж. Львів. Видавництво «Дичандр», 2002. 157с.