

**УКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ**

**МЕХАНІКО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ**

**Кафедра теплотехніки, теплових двигунів  
та енергетичного менеджменту**

## **МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**

**для виконання практичних і лабораторних робіт  
з освітньої компоненти**

***«ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ»***

**для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня  
спеціальності G4.02 «Теплоенергетика»**

**Харків 2026**

Методичні вказівки розглянуто і рекомендовано до друку на засіданні кафедри теплотехніки, теплових двигунів та енергетичного менеджменту 13 квітня 2026 р., протокол № 9.

Методичні вказівки для виконання практичних і лабораторних робіт з освітньої компоненти «Енергозбереження в електричних системах» для здобувачів вищої освіти спеціальності G4.02 «Теплоенергетика».

Укладачі:

доценти Ю. А. Бабіченко,

О. В. Василенко,

асист. А. В. Онищенко

Рецензент

проф. І. О. Редько

## Зміст

Вступ .....	5
1 Загальні положення та мета робіт .....	6
1.1 Інтерактивні симуляції лабораторних робіт .....	7
2 Лабораторні роботи .....	8
Лабораторна робота 1. Прилади обліку та контролю енергоресурсів, електричної та теплової енергії.....	8
Лабораторна робота 2. Визначення питомих втрат активної потужності лінії електропередачі.....	28
Лабораторна робота 3. Зменшення втрат активної потужності в розподільній електричній мережі з одностороннім живленням через поперечну компенсацію реактивної потужності навантаження.....	43
Лабораторна робота 4. Зменшення втрат активної потужності в розподільній електричній мережі з двостороннім живленням через регулювання напруги .....	51
Лабораторна робота 5. Забезпечення високого коефіцієнта корисної дії малонавантаженого трансформатора через відключення паралельно з ним працюючого трансформатора .....	63
Лабораторна робота 6. Забезпечення високого коефіцієнта корисної дії та коефіцієнта потужності малонавантаженого асинхронного двигуна через перемикання його обмоток із схеми «трикутник» на схему «зірка» .....	73
Лабораторна робота 7. Дослідження типових схем розкрадання в електричних мережах низької напруги .....	85
3 Практичні роботи.....	95
3.1 Енергозбереження в системі електропостачання (компенсація реактивної потужності) .....	95
3.2 Енергозбереження в електроприводі (електродвигуни підвищеного ККД) .....	103

3.3 Енергозбереження в системах електричного освітлення .....	108
3.4 Аналіз енергоефективності насосних систем .....	116
Список літератури.....	120
Додаток А Посилання на файли симуляцій .....	121

## Вступ

Освітня компонента «Енергозбереження в системах електропостачання» спрямована на формування у здобувачів вищої освіти системних знань про підвищення енергоефективності електричних мереж, трансформаторних підстанцій та електричного обладнання. В умовах зростання вартості паливно-енергетичних ресурсів і необхідності скорочення технічних і комерційних втрат електроенергії питання раціонального використання електричної енергії набувають особливої актуальності.

Метою виконання лабораторних і практичних робіт є закріплення теоретичних знань і набуття практичних навичок аналізу режимів роботи елементів систем електропостачання, оцінювання втрат активної та реактивної потужності, визначення потенціалу енергозбереження та дослідження способів підвищення ефективності електротехнічного обладнання.

Методичні вказівки містять опис семи лабораторних робіт, що охоплюють основні напрями енергозбереження в системах електропостачання: облік і контроль енергоресурсів, визначення втрат у лініях електропередачі, компенсація реактивної потужності, регулювання напруги, оптимізація режимів роботи трансформаторів і асинхронних двигунів, дослідження методів боротьби з розкраданням електроенергії; а також практичні роботи, які охоплюють три основні напрями: енергозбереження в системах електропостачання, електроприводі (електродвигунах) і системах електричного освітлення.

Лабораторні роботи виконують на спеціалізованому стенді «Енергозбереження в системах електропостачання» або в режимі інтерактивних комп'ютерних симуляцій. Кожна робота структурована за єдиною схемою: короткі теоретичні відомості, опис лабораторної установки

або симуляції, порядок виконання, розрахункова частина за варіантами та контрольні запитання.

## **1 Загальні положення та мета робіт**

Методичні вказівки призначені для виконання практичних і лабораторних робіт з освітньої компоненти «Енергозбереження в системах електропостачання» для здобувачів вищої освіти спеціальності G4.02 «Теплоенергетика». Вони узагальнюють матеріал лекційного курсу та допомагають сформуванню цілісного уявлення про технічні та організаційні заходи з енергозбереження в електричних мережах.

Основними завданнями виконання лабораторних робіт є:

- закріплення теоретичних знань з електротехніки, теорії електричних кіл та електропостачання в контексті енергозбереження;
- набуття практичних навичок із визначення втрат активної та реактивної потужності в елементах електричних мереж;
- оволодіння методами розрахунку питомих втрат у лініях електропередачі, трансформаторах та електродвигунах;
- вміння оцінювати коефіцієнт корисної дії обладнання та ефективність передавання і споживання електричної енергії;
- формування навичок кількісного оцінювання потенціалу енергозбереження та обґрунтування енергоощадних заходів;
- вивчення методів боротьби з комерційними втратами електроенергії.

Кожна лабораторна робота структурована за єдиною схемою: короткі теоретичні відомості, умова завдання з вихідними даними за варіантами, послідовність виконання вимірювань або розрахунків і контрольні запитання для самоперевірки.

Лабораторні роботи можна виконувати у двох форматах:

– на реальному лабораторному стенді «Енергозбереження в системах електропостачання» із фізичним підключенням апаратури відповідно до схем з'єднань;

– у теоретичному форматі — із використанням інтерактивних комп'ютерних симуляцій, що відтворюють роботу лабораторного стенда, або розрахуванням за варіантом вихідних даних.

Звіт із кожної лабораторної роботи оформлюють письмово, він має містити титульний аркуш, назву та мету роботи, основні теоретичні відомості, схему або опис установки, результати вимірювань або розрахунків у вигляді таблиць, розрахункову частину та висновки.

### **1.1 Інтерактивні симуляції лабораторних робіт**

Для виконання лабораторних робіт 2–7 у теоретичному форматі розроблено інтерактивні симуляції, що відтворюють роботу реального лабораторного стенда. Симуляції є вебдодатками, що відкривають у браузері без установлення додаткового програмного забезпечення.

Загальні правила роботи з симуляціями:

- відкрийте симуляцію у браузері — усі елементи будуть завантажені автоматично;
- змінюйте параметри за допомогою повзунків (слайдерів) і перемикачів;
- спостерігайте за автоматичним перерахунком показників — картки з результатами оновлюються миттєво;
- читайте підсумковий висновок у кольоровій рамці внизу кожної секції;
- записуйте отримані значення в таблиці звіту.

Умовні позначення кольорів у висновках симуляції:

- зелений фон — показник у допустимих межах (норма);
- жовтий фон — підвищений рівень, потребує уваги;
- червоний фон — показник виходить за межі норми.

Усі розрахунки в симуляціях виконують за формулами з методичних вказівок для відповідних лабораторних робіт.

## **2 Лабораторні роботи**

### **Лабораторна робота 1. Прилади обліку та контролю енергоресурсів, електричної та теплової енергії**

**Мета роботи:** вивчити пристрій і принцип дії найпоширеніших типів приладів обліку, контролю та витрат електричної і теплової енергії.

#### **2.1.1 Короткі теоретичні відомості**

Для оцінювання ефективності використання енергії у виробництві, а також визначення ефективності заходів з енергозбереження необхідний суворий облік витрат усіх видів енергії та енергетичних ресурсів. Одним із найбільш точних і прогресивних методів є облік за допомогою відповідних контрольно-вимірювальних приладів. Найчастіше в Україні використовують електроенергію і теплову енергію. У зв'язку з цим основну увагу буде приділено вивченню приладів обліку та контролю електричної і теплової енергії.

#### **2.1.2 Електровимірювальні прилади**

У сучасних умовах контроль за технологічними процесами, споживанням електричної енергії, режимом роботи електрообладнання,

вимірюванням неелектричних величин здійснюють за допомогою електровимірювальних приладів. Ці прилади вимірюють струм, напругу, потужність,  $\cos \varphi$ , частоту, електричну енергію, а також опір, ємність, індуктивність і т. д.

За принципом дії електровимірювальні прилади класифікують на такі основні системи: магнітоелектричні, електромагнітні, електродинамічні, електростатичні, феродинамічні. Найбільшого поширення набули дві перші системи.

Засоби електровимірювальної техніки класифікують:

- за родом вимірюваного струму (постійний, змінний);
- видом вимірюваного параметра (струм, напруга тощо);
- способом подання результатів вимірювання (аналоговий або цифровий).

За призначенням електровимірювальні засоби поділяють на прилади промислового застосування, прилади, що входять до складних інформаційних систем, і лабораторні прилади.

Крім того, прилади поділяють на показові, реєструючі (самописні) і підсумовуючі (лічильники, інтегратори). У показових приладах відлік значення вимірюваної величини відбувається за положенням стрілки відносно шкали приладу. Шкали можуть бути рівномірними та нерівномірними (квадратичними, логарифмічними та ін.), а також односторонніми (нульова позначка вміщена на початку) і двосторонніми (із нулем посередині). Самописні прилади забезпечують безперервний автоматичний запис вимірюваної величини на діаграмі, як і безпосередній відлік показань за вимірювальною стрілкою. Підсумовуючі (інтегруючі) прилади забезпечують підсумовування (облік) показань за певний період роботи.

Розрізняють електровимірювальні прилади безпосереднього оцінювання та прилади порівняння.

Найбільшого поширення набув метод безпосереднього оцінювання. При цьому числові значення вимірюваної величини визначають безпосередньо за показаннями приладу, наприклад, величини струму – за показаннями амперметра, напруги – показаннями вольтметра, опору – показаннями омметра тощо. Це прямі вимірювання. Якщо вимірювану величину визначають за даними вимірювання інших електричних величин через обчислення цієї величини, таке вимірювання називають непрямым. Наприклад, визначення опору за показаннями амперметра та вольтметра.

Метод порівняння широко використовують для точних вимірів. Він полягає в порівнянні вимірюваної величини із зразковою мірою такої самої фізичної природи. Метод порівняння застосовуваний за допомогою мостових чи компенсаційних схем.

### **2.1.3 Прилади для вимірювання струму та напруги**

В установках постійного струму застосовують зазвичай прилади магнітоелектричної системи, в установках змінного струму – переважно прилади електромагнітної системи. Магнітоелектричні прилади використовують як амперметри, вольтметри та гальванометри для вимірювань у колах постійного струму. Вони мають низку переваг: високу чутливість і точність (до класу 0,05); мале споживання потужності від вимірюваного кола (10-5-10-6 Вт); рівномірність шкали; великий крутний момент за малих струмів. Недоліками магнітоелектричних приладів є порівняльна складність виготовлення та ремонту, неприпустимість навіть короточасних перевантажень, непридатність для вимірювання змінного струму.

Між амперметром і вольтметром немає принципової різниці. Показання обох приладів пропорційні струму, що протікає по рамці. Однак за їхнього призначення до них висувають протилежні вимоги: амперметр повинен мати можливий менший опір, а вольтметр – можливий більший опір. Для зменшення похибки вимірювання необхідно, щоб опір амперметра

було на два порядки менше, а опір вольтметра на два порядки більший за опір будь-якого елемента вимірювання кола.

Для розширення межі вимірювання амперметра (у  $k$  разів) у колах постійного струму служать шунти-резистори, що ввімкнені паралельно з амперметром (рисунок 2.1.1, а). Шкалу амперметра часто проградуїювана з урахуванням ввімкненого шунта; тоді значення вимірюваного струму  $I$  відраховують безпосередньо за шкалою приладу. У колах змінного струму для розширення меж вимірювання амперметрів використовують трансформатори струму.

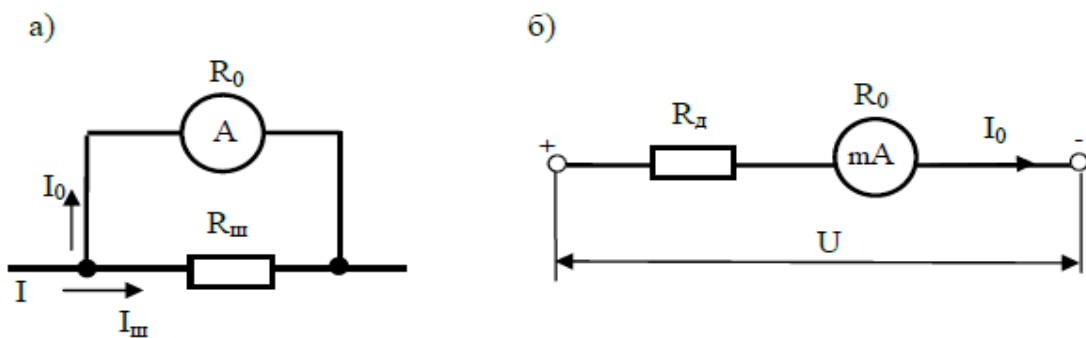


Рисунок 2.1.1 – Схема ввімкнення амперметра із шунтом (а)  
і вольтметра (б)

Для розширення межі вимірювання вольтметра ( $k$  разів) у колах напругою до 500 В зазвичай застосовують додаткові резистори, що ввімкнені послідовно з обмоткою вольтметра (рисунок 2.1.1, б). Шкалу вольт-метра градуїують з урахуванням ввімкненого додаткового резистора. У колах змінного струму високої напруги для розширення меж вимірювання вольтметрів застосовують трансформатори напруги.

Принцип роботи магнітоелектричних приладів полягає у взаємодії поля постійного магніту з провідником (катушкою), яким протікає вимірюваний струм. При цьому виникає пара сил  $F$ , що створює крутний момент. Струм, що проходить через витки цієї рамки, має напрямок,

перпендикулярний до напрямку магнітних ліній поля. Електричний струм подано через два пружинні елементи (стрічкові розтяжки, спіральні пружини), які одночасно створюють механічний протидіючий момент.

Конструктивні виконання:

- із рухомою котушкою та нерухомим магнітом;
- рухомим магнітом і нерухомою котушкою.

Прилади електромагнітної системи широко застосовують у колах постійного та змінного струму. Перевагами приладів електромагнітної системи є простота конструкції, надійність і стійкість до перевантажень.

Вимірювальний механізм електромагнітної системи з круглою котушкою показано на рисунку 2.1.2.

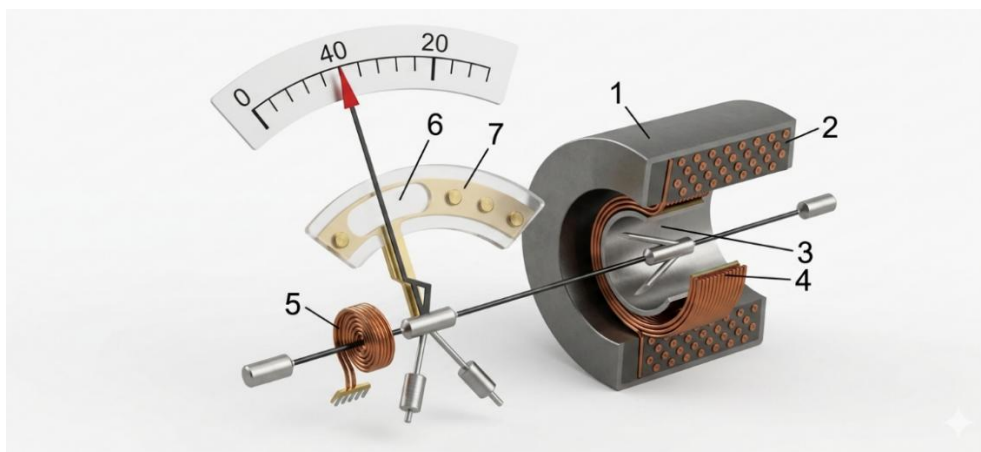


Рисунок 2.1.2 – Вимірювальний механізм електромагнітної системи

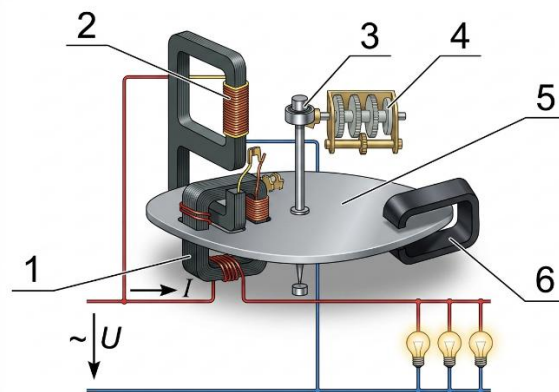
Усередині котушки 2 з екраном 1 встановлені два феромагнітні секторні сердечники: рухомий 3, укріплений на осі, і нерухомий 4. Із протіканням по котушці 2 вимірюваного струму сердечники 3, 4 намагнічуються однойменно і тому відштовхуються один від одного. Унаслідок цього створюється момент, що обертає, і вказівна стрілка приладу відхиляється на певний кут. Протидіючий момент утворюється пружиною 5. Магнітоіндуктивний заспокійник приладу має рухомий алюмінієвий сектор 6 і постійні магніти 7.

## 2.1.4 Пристрій і принцип дії індукційного лічильника

Для вимірювання витраченої чи виробленої енергії в мережах змінного струму промислової частоти зазвичай застосовують лічильники індукційної системи. У приладах індукційної системи відбувається взаємодія змінних магнітних потоків із струмами, індуктованими ними в рухомій частині приладу. Електромеханічні сили взаємодії викликають рух рухомої частини.

Лічильник є вимірювальною ватметровою системою і належить не до показників, а інтегруючих (підсумовувальних) приладів. Тому кут повороту рухомої частини не обмежений, і вона обертається із частотою обертання, пропорційною значенню потужності. Очевидно, що в такому разі кількістю оборотів рухомої частини можна вимірювати електроенергію, яку визначають як добуток потужності та часу.

На рисунку 2.1.3 показано схематично пристрій однофазного лічильника активної енергії.



- 1 – обмотка струму; 2 – обмотка напруги; 3 – черв'ячний механізм;  
4 – лічильний механізм; 5 – алюмінієвий диск; 6 – магніт для  
пригальмовування диска

Рисунок 2.1.3 – Схема влаштування лічильника електричної енергії

Вимірювальний механізм індукційного однофазного лічильника електроенергії (електровимірювальний прилад індукційної системи) складається з двох електромагнітів, розташованих під кутом  $90^\circ$  один до одного, у магнітному полі яких знаходиться легкий алюмінієвий диск. Для ввімкнення лічильника в коло струмову обмотку його з'єднують з електроприймачами послідовно, а обмотку напруги – паралельно. Із проходженням по обмотках індукційного лічильника змінного струму в осердях обмоток виникають змінні магнітні потоки, які, пронизуючи алюмінієвий диск, індукують у ньому вихрові струми.

Взаємодія вихрових струмів із магнітними потоками електромагнітів створює зусилля, під дією якого диск обертається. Останній зв'язаний із лічильним механізмом, що враховує частоту обертання диска, тобто витрати електричної енергії.

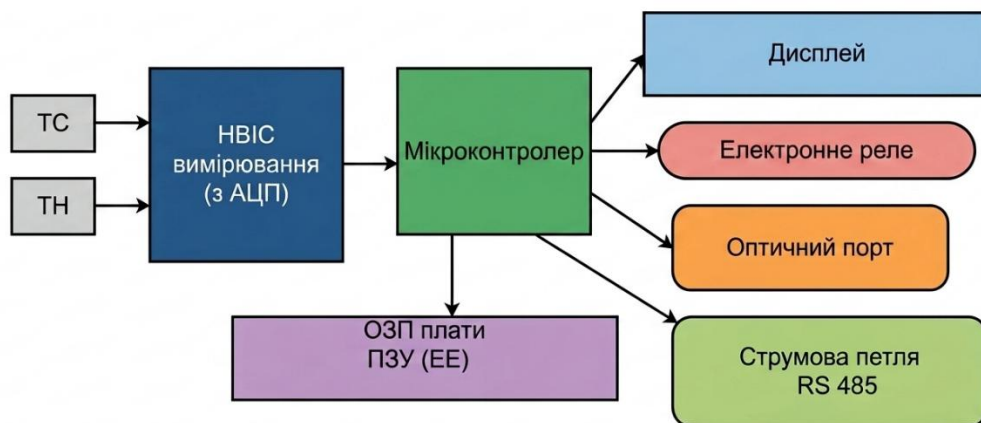
Для обліку спожитої електроенергії в мережах змінного трифазного струму застосовують трифазні індукційні електролічильники, принцип дії яких аналогічний однофазним.

Нині дедалі ширшого застосування отримують електронні (цифрові) електролічильники (рисунок 2.1.4). Електронні лічильники мають ряд переваг порівняно з індукційними:

- малі габаритні розміри;
- відсутність обертових частин;
- можливість обліку електроенергії за кількома тарифами;
- вимірювання добових максимумів навантаження;
- облік активної і реактивної потужності;
- вищий клас точності;
- можливість дистанційного обліку електроенергії.

Нині облік електроенергії переважно здійснюваний за одним тарифом, тобто вартість електроенергії однакова незалежно від часу споживання. Однак починають вводити багатотарифну систему оплати, за

якої вартість електричної енергії різна щогодини або за днями тижня. Такий підхід забезпечить більш рівномірне споживання електроенергії споживачами та зниження максимального навантаження енергосистеми. Тому вже випускають електронні лічильники з вбудованим годинником, який живиться від акумуляторної батареї, що забезпечує облік електроенергії за різними інтервалами часу, що задані програмно. Зазвичай електронні лічильники мають рідкокристалічний індикатор, на якому відображені споживана електроенергія за кожним із тарифів, поточна споживана потужність, поточний час і дата та інші параметри, що вимірювані приладом.



ТС – трансформатори струму; ТН – трансформатори напруги

Рисунок 2.1.4 – Схема влаштування електронного лічильника електроенергії

### 2.1.5 Класифікація і технічні характеристики лічильників

Розрізняють однофазні та трифазні лічильники. Однофазні лічильники застосовують для обліку електроенергії у споживачів, живлення яких здійснюється однофазним струмом (переважно побутових). Для обліку електроенергії трифазного струму використовують трифазні лічильники.

Трифазні лічильники можна класифікувати так:

- залежно від схеми електропостачання, для якої вони призначені, – трипровідні лічильники, що працюють у мережі без нульового дроту, і чотирипровідні, що працюють у мережі з нульовим дротом;
- за родом вимірюваної енергії – лічильники активної та реактивної енергії;
- способом ввімкнення лічильники:
  - а) лічильники безпосереднього ввімкнення (прямого ввімкнення), що приєднані до мережі без вимірювальних трансформаторів. Такі лічильники випускають для мереж 0,4/0,23 кВ і струму до 100 А;
  - б) лічильники напівнепрямого ввімкнення, що своїми струмовими обмотками під'єднані через трансформатори струму. Обмотки напруги ввімкнені безпосередньо до мережі. Сфера застосування – мережі до 1 кВ;
  - в) лічильники непрямого ввімкнення, що приєднані до мережі через трансформатори струму і трансформатори напруги. Сфера застосування – мережі понад 1 кВ.

#### *Позначення електrolічильників*

Залежно від призначення лічильнику надано умовне значення. У позначеннях лічильників літери та цифри означають: С – лічильник; О – однофазний; Л – активної енергії; Р – реактивної енергії; У – універсальний; 3 або 4 – для три- або чотирипровідної мережі. Приклад позначення: СА4У – трифазний трансформаторний універсальний чотирипровідний лічильник активної енергії. Якщо на табличці лічильника поставлено літеру М, то лічильник призначений для роботи і за різних температур (від –15 до +25 °С).

Лічильники активної та реактивної енергії, забезпечені додатковими пристроями, належать до лічильників спеціального призначення. Перелічимо деякі з них.

Двотарифні та багатотарифні лічильники застосовують для обліку електроенергії, тариф на яку змінюється залежно від часу доби.

Лічильники з попередньою оплатою використовують для обліку електроенергії побутових споживачів, які живуть у віддалених і важкодоступних населених пунктах.

Лічильники з показчиком максимального навантаження призначені для розрахунків із споживачами за двоставковим тарифом (за витрачену електроенергію та максимальне навантаження).

Телевимірювальні лічильники служать для обліку електроенергії та дистанційного передавання показань.

До лічильників спеціального призначення належать і зразкові лічильники для перевірки лічильників загального призначення.

Технічну характеристику лічильника визначають такими основними параметрами.

Номінальна напруга та номінальний струм лічильників для трифазних лічильників вказані у вигляді добутку кількості фаз і номінальних значень струму та напруги, для чотирипровідних лічильників – лінійні та фазні напруги, наприклад 3/5 А; 3Х380/220 Ст.

Для трансформаторних лічильників замість номінальних струму та напруги вказані номінальні коефіцієнти трансформації вимірювальних трансформаторів, для роботи з якими лічильник призначений, наприклад 3Х150/5 А, 3Х6000/100 В.

На лічильниках, які називають перевантажувальними, вказано значення максимального струму безпосередньо після номінального, наприклад 5–20 А.

Клас точності лічильника – це найбільша допустима відносна похибка, виражена у відсотках. Лічильники активної енергії мають бути виготовлені з такими класами точності: 0,5; 1,0; 2,0; 2,5; лічильники реактивної енергії – класами точності 1,5; 2,0; 3.0. Трансформаторні і

трансформаторні універсальні лічильники обліку активної та реактивної енергії мають бути класу точності 2,0 і більше.

Передавальне число індукційного лічильника – це кількість обертів його диска, що відповідає одиниці вимірюваної енергії. Наприклад, 1 кВт·год дорівнює 450 оборотів диска. Передатне число вказано на табличці лічильника.

Постійна індукційного лічильника – це значення енергії, яке він вимірює за один оберт диска.

Чутливість індукційного лічильника визначають найменшим значенням струму (у відсотках номінального) за номінальної напруги та  $\cos \varphi = 1$  ( $\sin \varphi = 1$ ), який викликає обертання диска без зупинки. При цьому допускають одночасне переміщення не більше двох роликів лічильного механізму. Поріг чутливості має перевищувати: 0,4 % – для лічильників класу точності 0,5; 0,5 % - для лічильників класів точності 1,0; 1,5; 2 та 1,0 % – для лічильників класу точності 2,5 та 3,0.

Місткість лічильника визначають кількістю годин роботи лічильника за номінальних напруги і струму, після закінчення яких лічильник дає початкові показання.

### **2.1.6 Прилади для вимірювання температури**

Одиниці вимірювання температури. Температурою називають фізичну величину, що характеризує ступінь нагрітості тіла; її визначають опосередковано за допомогою шкали температури.

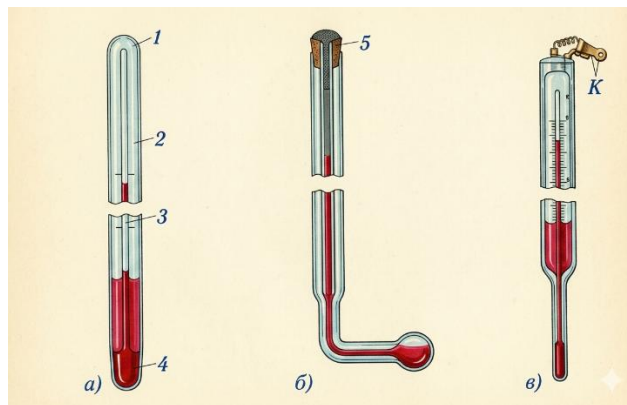
Вихідними значеннями для побудови шкали температури та визначення одиниці вимірювання (градуса) є температури переходу чистих речовин з одного агрегатного стану в інший.

Використовують два типи шкал: шкалу Цельсія та шкалу Кельвіна. Для шкали Кельвіна температура абсолютного нуля відповідає мінус 273,16 °С. Температуру за шкалою Кельвіна позначають Т, К, причому між

температурою за шкалою Кельвіна ( $T, K$ ) і шкалою Цельсія ( $t, ^\circ C$ ) існує співвідношення  $T = t + 273,16$ .

Основними приладами для вимірювання температури об'єктів є термометри розширення, манометричні термометри, термометри опору з логометрами або мостами, термопары з мілівольтметрами, пірометри випромінювання.

Термометри розширення. Манометричні термометри. Термометри розширення рідинні скляні (рисунок 2.1.5) застосовують для вимірювання температури від  $-100$  до  $+650$   $^\circ C$ .



- а) прямі типу А; б) кутові типу Б; в) контактні;  
1 – корпус; 2 – шкала; 3 – капіляр; 4 – розширювач;  
5 – заглушка; 6 – контакти

Рисунок 2.1.5 – Ртутні скляні термометри

Принцип дії термометрів розширення ґрунтований на збільшенні об'єму рідини, що знаходиться всередині скляного розширювача, за дії навколишньої температури. Усередині корпусу 1 знаходиться температурна шкала 2. У нижній частині термометра знаходиться розширювач 4, який з'єднаний із капіляром 3 (трубкою з малим внутрішнім діаметром). Верхня частина капіляра запаяна. Піднімаючись догори капіляром, рідина встановлюється на висоті, пропорційній температурі нагріву. Відлік ведуть

за шкалою градусів Цельсія. Як робочу рідину в скляних термометрах використовують ртуть, спирт, гас або толуол.

Ртуть є кращою робочою рідиною, тому що вона не має властивості змочуваності, тому в скляному капілярі не утворює увігнутого меніска, що полегшить зняття показань із термометра. Залежно від форми нижньої частини термометри поділяють на прямі (типу А) і кутові (типу Б) із кутом 90 або 135 °С.

Скляні термометри випускають двох видів: технічні та лабораторні. Похибка технічних термометрів – один поділ шкали, похибка лабораторних – залежно від меж вимірювань – від  $\pm 0,2$  до  $\pm 5$  °С.

Манометричні термометри використовують для вимірювання температур рідких і газових середовищ у діапазоні від  $-100$  до  $+600$  °С за робочих тисків вимірюваного середовища до 6,4 МПа (64 кгс/см<sup>2</sup>) без захисної гільзи термобалона та до 25 МПа (250 кгс/см<sup>2</sup>) із захисною гільзою. Принцип дії приладів ґрунтований на використанні залежності зміни тиску робочої рідини, насиченої пари або газу за постійного обсягу від температури об'єкта. Обов'язковою умовою достовірності показань манометричних термометрів є повне занурення термобалона у вимірюване середовище.

Залежно від наповнювача, що заповнює всю термосистему (термобалон, капіляр і чутливий елемент) манометричні термометри поділять на газові, парорідинні та рідинні. Газові прилади заповнюють інертним газом – азотом або аргоном, парорідинні – низькокиплячими рідинами (ацетон, фреон), пари яких за вимірюваної температури частково заповнюють термобалон, рідинні – кремнійорганічною рідиною.

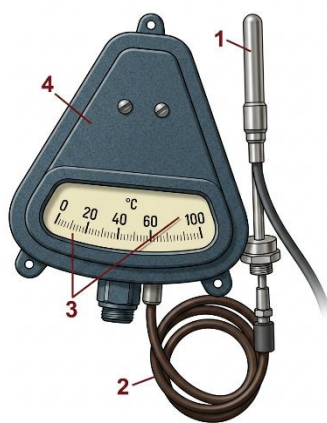
Шкала манометричних газових і рідинних термометрів рівномірна; у парорідинних термометрів шкала нерівномірна – є стискування в першій третині шкали.

Манометричний термометр ТПГ-СК має герметично з'єднані між собою термобалон, капіляр і манометричну трубку вимірювального

механізму. Термобалон як датчик встановлюють на об'єкті, що контролюють, а його вимірювальний механізм (прилад) можна встановлювати в щитах і пультах. Залежно від типів приладу довжина капіляра становить від 16 до 25 м. Із підвищенням або зменшенням температури контрольованого об'єкта змінюється обсяг робочої речовини в замкненому контурі, що призводить відповідно до збільшення або зменшення тиску в цій системі. Тиск перетворюється манометричною трубкою в переміщення вказівної стрілки приладу.

До найпоширеніших приладів такого типу належать електроконтактні термометри ЕКТ і ТПГ-СК, які забезпечені електроконтактними пристроями для сигналізації або автоматичного керування за мінімальним і максимальним значенням температури; термометричний сигналізатор ТС-100 (рисунок 2.1.6) – для вимірювання та сигналізації температури; манометричний термометр типу ТСГ – для вимірювання та автоматичного запису температури.

Переваги таких приладів – мала вартість, простота монтажу; недоліки – інерційність, складність ремонту термосистеми, обмежений робочий тиск вимірюваного середовища до 6,4 МПа (64 кгс/см<sup>2</sup>).



1 – термобалон; 2 – капіляр; 3 – задатчики температури; 4 – прилад

Рисунок 2.1.6 – Електроконтактний термометр ТС-100

Термоелектричні термометри і термометри опору. Для автоматичного контролю та керування температурними режимами технологічних процесів і дистанційного передавання показань як датчики застосовують термометри опору і термопари. Такі датчики не є самостійними приладами, а працюють лише із спеціальною групою вимірювальних приладів.

Термопара (термоелектричний термометр) є спаєм двох різнорідних металевих провідників (термоелектродів), які призначені для вимірювання температури робочих об'єктів. Кінець термопари, що поміщена в об'єкт вимірювання температури, називають робочим або гарячим спаєм, вільні або холодні кінці термопари з'єднані з вимірювальним приладом. Термопарою здійснюване перетворення теплової енергії на електричну.

Принцип роботи термопари полягає в тому, що зі зміною температури гарячого спаю на вільних (холодних) кінцях термопари змінюється термоелектрорушійна сила (термоЕРС) постійного струму. Згідно з явищем Зеєбека, у замкненому електричному колі, яке утворюється двома різнорідними провідниками, виникає термоЕРС, пропорційна різниці температур спаїв. Величина термоЕРС залежить тільки від температури «гарячого» і «холодного» спаїв і матеріалів, що утворюють термопару.

Утворення термоЕРС у термопарі пояснюють так: із нагріванням електрони на «гарячому» спаї набувають більших швидкостей, ніж на «холодному», у результаті виникає потік електронів від «гарячого» кінця до «холодного». На холодному кінці накопичується негативний заряд, на гарячому позитивний. Різниця цих потенціалів визначає термоЕРС термопари.

Для технічних вимірювань застосовують термопари хромель – копель (ТХК), хромель – алюмель (ТХА), платинородій (10 % родію) – платина (ТПП). Рідше використовують термопари мідь-копель, мідь-константан, залізо-копель.

Термометри опору застосовують як датчики вимірювання температури. За матеріалом чутливого елемента їх поділяють на термометри опору платинові (ТСП) і мідні термометри опору (ТСМ).

Мідні термометри опору використовують для вимірювання від мінус 50 до плюс 180 °С, платинові – від мінус 200 до плюс 650 °С.

Зміна електричного опору термометрів пов'язана з тим, що теплове коливання кристалічних ґраток металу термометра опору (міді, платини) пропорційно температурі: чим вище температура, тим вище коливання ґраток і ступінь рухливості вільних електронів, а отже, більший електричний опір. За дуже низьких температур, близьких до температури «абсолютного нуля» (-273 °С), теплові коливання кристалічних ґраток і вільних електронів настільки мізерно малі, що електричний опір майже дорівнює нулю, тобто спостерігають явище надпровідності. Для вимірювання температур від 400 до 4000 °С використовують пірометри випромінювання.

Принцип роботи цих приладів ґрунтований на здатності нагрітого тіла випромінювати енергію у вигляді світлових і теплових променів. Із підвищенням температури тіла інтенсивність випромінювання зростає, крім того, з'являються випромінювання різних довжин хвиль. За більшої температури більшість енергії випромінюється з меншою довжиною хвилі. Еталоном максимальної променевипускальної та променепоглиналиної здатності є абсолютно чорне тіло. Однак жоден із матеріалів у природі не має такої здатності. Випромінювальна здатність абсолютно чорного тіла дорівнює повній кількості енергії, що випромінюється з 1 м<sup>2</sup> поверхні за 1 с (Вт/м<sup>2</sup>).

За допомогою пірометрів за яскравістю випромінювання визначають температуру нагрітого тіла. Градуюють пірометри інтенсивності випромінювання штучного чорного тіла.

Пірометри випускають двох типів: оптичні та радіаційні. Пірометри, засновані на методі вимірювання яскравості, називають оптичними, або яскравими.

Пірометри, які використовують радіаційний метод вимірювання температури, називають радіаційними, або пірометрами повного випромінювання. До оптичних пірометрів належать прилади ОППР і ФЕП-4, які є вимірниками одноколірного монохроматичного випромінювання. Принцип дії оптичного пірометра ОППР заснований на порівнянні через світлофільтр яскравості нагрітого об'єкта і яскравості розпеченої нитки фотометричної лампи розжарювання. Світлофільтр пропускає випромінювання певної довжини хвилі. Прилад ОППР дає змогу вимірювати температуру від 800 до 6000 °С. Основна похибка вимірювання – 4–8 %.

Принцип дії фотоелектричного пірометра ФЕП-4 полягає в тому, що випромінювання від об'єкта вимірювання разом із випромінюванням від еталонної лампи у протифазі потрапляє на фотоелемент. Різниця цих світлових потоків збільшується підсилювачем і подана на вихідний каскад, навантаженням якого є еталонна лампа розжарювання, послідовно з нею встановлений калібрований опір. Падіння напруги на каліброваному опорі вимірюють електронним потенціометром, шкала якого відградуєвана в одиницях вимірювання температури. Пірометри випускають на межі вимірювання температури від 500 до 4000 °С. Основна похибка не перевищує  $\pm 1$  % для вимірювання температури не вище 2000 °С і 1,5 % – для температури понад 2000 °С.

### **2.1.7 Прилади для вимірювання теплової енергії**

Кількість теплоти, що передає теплоносій, визначається за формулою

$$Q = G \cdot c \cdot (t_1 - t_2), \quad (2.1.1)$$

де  $G$  – масові витрати теплоносія через систему, кг/с;

$c$  – питома теплоємність теплоносія;

$t_1, t_2$  – температура теплоносія на вході та на виході системи споживання, °С.

Лічильник тепла складається з чотирьох елементів: обчислювача, датчика витрат і двох датчиків температури. Розрізняють єдині та модульні теплолічильники.

Єдиний лічильник тепла (рисунок 2.1.7) – це виріб, у якому обчислювач нероз'ємно з'єднаний із датчиком витрат і датчиками температури. Повну комплектацію та первинну перевірку єдиних теплолічильників здійснює завод-виробник, наступній перекомплектації такі прилади обліку не підлягають.

Модульний лічильник *тепла* складається з окремих модулів (обчислювач, датчик витрат, датчик температури). Модульні теплолічильники мають гнучку комплектацію і можуть бути компоновані для найвибагливіших запитів, наприклад глибина архіву обчислювача, діапазон витрат, що враховують, і довжина з'єднувальних проводів (рисунок 2.1.8).

Для вимірювання витрат газів і рідин застосовують електромагнітні, ультразвукові, вихрові та механічні витратоміри. Кожен тип має свою сферу застосування залежно від виду середовища та вимог щодо точності вимірювання.



Рисунок 2.1.7 – Єдиний лічильник тепла



Рисунок 2.1.8 – Лічильник із механічним витратоміром

### 2.1.8 Порядок виконання роботи

1 Ознайомитися з теоретичною частиною — основними поняттями та визначеннями приладів обліку електричної та теплової енергії.

2 Вивчити конструкцію та принцип дії індукційного однофазного лічильника активної електроенергії (відповідно до схеми на рисунку 2.1.3 методичних вказівок).

3 Вивчити класифікацію і технічні характеристики лічильників (клас точності, передавальне число, поріг чутливості).

4 Вивчити основні прилади для вимірювання температури: термометри розширення, манометричні термометри, термопари, термометри опору, пірометри.

5 Ознайомитися з конструкцією лічильників тепла та принципом їхньої роботи.

6 Вивчити типи витратомірів (електромагнітний, ультразвуковий, вихровий, механічний) і їхні принципи дії.

7 Оформити звіт.

## **Вимоги щодо оформлення звіту**

Звіт із лабораторної роботи 1 має містити:

- титульний аркуш;
- назву та мету лабораторної роботи;
- класифікацію електровимірювальних приладів (таблиця або схема);
- опис принципу дії індукційного лічильника електроенергії;
- порівняльну характеристику індукційних та електронних лічильників;
- опис основних приладів вимірювання температури;
- опис конструкції та принципу роботи лічильника тепла;
- загальні висновки.

## **Контрольні запитання**

- 1 На які системи поділяють електровимірювальні прилади за принципом дії?
- 2 Чим відрізняється індукційний лічильник від електронного (цифрового)?
- 3 Що таке клас точності лічильника і які класи передбачені для лічильників активної енергії?
- 4 Яке передавальне число індукційного лічильника і що воно визначає?
- 5 Назвіть основні прилади для вимірювання температури та їхній принцип дії.
- 6 Із яких елементів складається лічильник тепла?
- 7 Назвіть основні типи витратомірів і їхні принципи дії.

## **Лабораторна робота 2. Визначення питомих втрат активної потужності лінії електропередачі**

**Мета роботи:** навчитися визначати величину втрат потужності для ліній електропередач із різними параметрами.

### **2.2.1 Короткі теоретичні відомості**

#### *Класифікація втрат в електричних мережах*

Втрати можна класифікувати за характером (постійні чи змінні), класами напруги, елементами, підрозділами тощо [1]. На рисунку 2.2.1 подано класифікацію втрат, зважаючи на фізичну природу їх появи та особливості методів розрахунку.

Можна виділити чотири групи втрат:

1) технічні втрати електроенергії, спричинені фізичними процесами, що виникають під час передавання електроенергії. Ці втрати визначають розрахунком через неможливість організації знімання показань у єдиний момент часу розгалуженої електричної мережі. Величину технічних втрат визначають характеристиками системи електропостачання і багато в чому визначають на етапі проектування системи електропостачання;

2) витрати електроенергії на потреби підстанцій, необхідну роботу устаткування і персоналу. Витрати можна фіксувати лічильниками, встановленими на трансформаторах власних потреб. Отже, витрати електроенергії на власні потреби не є втратами, тому що енергію витрачають не марно, а на забезпечення технологічного процесу електричної станції чи підстанції;

3) втрати електроенергії, пов'язані з похибками системи обліку. Їх визначають розрахунком на основі даних про метрологічні характеристики приладів обліку, трансформаторів струму та напруги. У зв'язку з тим, що

прилади обліку мають похибки, частина спожитої електричної енергії може бути не врахована, що призводить до додаткових фінансових витрат;

4) комерційні втрати, зумовлені розкраданням електроенергії. Їх не можна розрахувати самостійно та визначають як різницю між фактичними втратами та сумою попередніх складових.

#### *Класифікація заходів щодо зниження втрат*

Втрати потужності в електричних мережах визначають з метою їх зниження. Визначення структури втрат допомагає виявити найбільш ефективні та швидко окупні заходи з енергозбереження. Наприклад, якщо в структурі втрат домінують технічні втрати, то є сенс замислитися про модернізацію обладнання. Якщо ж більшу частину втрат становлять комерційні втрати, то очевидним заходом буде рейд виявлення безоблікового споживання електричної енергії. Зниження втрат може бути забезпечене за допомогою технічних чи організаційних заходів.

Організаційні заходи полягають в оптимізації схем і режимів роботи електричних мереж та електростанцій, удосконаленні їхнього технічного обслуговування [2].

Технічні заходи включають будівництво, реконструкцію електричних мереж і електростанцій; їх поділяють на заходи зі зниження втрат (термін окупності не перевищує восьми років) і заходи із супутнім зниженням втрат електроенергії (термін окупності понад вісім років).

Зважаючи на особливості отримання ефекту заходи зі зниження втрат (МСП) можна поділити на чотири групи:

- 1) заходи з удосконалення режиму електричних мереж;
- 2) заходи з автоматизації керування режимами електричних мереж;
- 3) заходи з реконструкції електричних мереж;
- 4) заходи з удосконалення обліку електроенергії.



Рисунок 2.2.1 – Класифікація втрат електроенергії в електричних мережах

До заходів з удосконалення режиму електричних мереж відносять:

- 1) розмикання ліній 6-35 кВ із двостороннім живленням у точках, що забезпечують електропостачання споживачів за мінімальних сумарних втрат електроенергії в мережах 6-35 кВ і вище;
- 2) оптимізація режимів замкнених електричних мереж 110 кВ і вище за реактивною потужністю і напругою;
- 3) проведення перемикань у робочій схемі мережі, що забезпечують розподіл електроенергії за мінімальних втрат;
- 4) переведення генераторів у режим синхронного компенсатора. Захід розглядають для малоєкономічних генераторів, що виводять із роботи залежно від сезонного навантаження, або генераторів електростанцій, що працюють на дефіцитному паливі;
- 5) регулювання напруги в центрах живлення радіальних мереж 6-110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії за допустимих відхилень напруги у споживачів електроенергії;
- 6) відключення в режимах малих навантажень одного із трансформаторів на підстанціях із двома та більше трансформаторами;
- 7) відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням;
- 8) вирівнювання навантажень фаз у мережах 0,4 кВ.

Оптимальний режим роботи ряду пристроїв визначають місцевими параметрами поточного режиму електричної мережі. Їх регулювання доцільно здійснювати за допомогою автоматичних пристроїв, встановлених у місці підключення устаткування. Ефект від їх установаження полягає в ретельнішому відстежуванні змін режиму, ніж це міг би зробити диспетчер.

До заходів з автоматизації керування режимами електричних мереж відносять [3]:

- 1) встановлення та введення в роботу автоматичних регуляторів напруги на трансформаторах із РПН. Також цей захід проводять для забезпечення необхідної якості електроенергії;

2) встановлення та введення в роботу автоматичних регуляторів джерел реактивної потужності;

3) встановлення та введення в роботу засобів телевимірювань.

До заходів з удосконалення обліку електроенергії відносять:

1) забезпечення роботи вимірювальних трансформаторів та електролічильників у допустимих умовах (відсутність недовантаження первинних кіл трансформаторів струму (ТТ), перевантаження вторинних кіл ТТ і трансформаторів напруги (ТН), забезпечення необхідних температурних умов, усунення вібрацій основ лічильників тощо);

2) заміну вимірювальних трансформаторів на трансформатори з покращеними характеристиками та номінальними параметрами, що відповідають фактичним навантаженням;

3) заміну існуючих приладів обліку на прилади з покращеними характеристиками;

4) встановлення приладів технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій (головний облік);

5) періодичні перевірки умов роботи електролічильників розрахункового обліку у споживачів і виявлення розкрадань електроенергії.

Обґрунтування доцільності заміни вимірювальних трансформаторів і приладів обліку на обладнання з покращеними характеристиками, пріоритетну послідовність такої заміни та кількісне оцінювання ефективності заміни кожного приладу здійснюють на основі розрахунку зниження втрат електроенергії, зумовлених похибками приладів обліку, що відбувається із заміною приладів.

Установлення приладів технічного обліку електроенергії на лініях, що відходять від підстанції, доцільне на радіальних лініях 35-110 кВ, фідерах 6 – 10 кВ і лініях 0,4 кВ. Їх установлення дає змогу визначати фактичні небаланси електроенергії, збільшити точність розрахунку технічних втрат електроенергії та локалізувати осередки комерційних втрат.

### *Втрати потужності та електроенергії в лінії електропередачі*

Згідно з наведеною вище структурою втрат для повітряних ліній електропередач розраховують такі значення втрат електроенергії (ЕЕ):

- втрати електроенергії на корону. Розраховують на основі питомих втрат ЕЕ на кілометр ЛЕП залежно від напруги ПЛ, кількості та перерізу проводів у фазі, тривалості видів погоди або регіону розташування лінії;

- втрати електроенергії від струмів витоку ізоляторами. Розраховують на основі питомих втрат ЕЕ на кілометр ЛЕП залежно від напруги ПЛ, групи погоди чи регіону розташування лінії;

- витрати електроенергії на плавлення ожеледиці. Визначають на основі приладів обліку, встановлених на пристроях плавлення ожеледиці. За відсутності таких приладів обліку розраховують на основі питомих витрат ЕЕ на плавлення ожеледиці на кілометр ЛЕП залежно від району розташування ПЛ з ожеледиці;

- навантажувальні втрати електроенергії розраховують залежно від інформаційної забезпеченості за методом оперативних розрахунків (точніший) або методом середніх навантажень.

Для повітряних ліній електропередачі активний опір проводу залежить від температури:

$$R_{пл} = r_0^{20} \cdot L \cdot (1 + 0,004 \cdot (\Theta - 20)) / n_{ц}, \quad (2.2.1)$$

де  $r_0^{20}$  — питомий активний опір на 1 км проводу за температури 20 °С, Ом/км;

L — довжина лінії, км;

$\Theta$  — середня температура проводу, °С;

$n_{ц}$  — кількість паралельних кіл.

Втрати навантаження можуть бути розраховані за допомогою методу оперативних розрахунків або методу середніх навантажень. Метод

оперативних розрахунків є точнішим, але для його використання необхідні оперативні відомості про зміну навантаження лінії електропередач. Навантажувальні втрати електроенергії визначають за такою формулою:

$$\Delta W_{ВЛ} = 3 \cdot R \cdot \sum_{j=1}^M (I_j^2 \cdot \Delta t_j) = R \cdot \sum_{j=1}^M \left( \frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \Delta t_j \right), \quad (2.2.2)$$

де  $R$  – активний опір ПЛ, Ом;

$I_j$  – струмове навантаження ПЛ, приймають на інтервалі часу незмінним, А;

$P_j, Q_j$  – значення активної та реактивної потужності, які протікають через елемент електричної мережі (приймають на інтервалі часу незмінними);

$U_j$  – значення напруги на елементі електричної мережі, прийняте на інтервалі  $\Delta t_j$  незмінним, кВ;

$\Delta t_j$  – інтервал часу, протягом якого навантаження елемента мережі з опором  $R$  приймають незмінним;

$M$  – кількість інтервалів часу  $\Delta t_j$  у базовому періоді.

Метод середніх навантажень є менш точним, але більш простим у використанні. Відповідно до цього методу навантажувальні втрати електроенергії за базовий період визначають за формулою

$$\Delta W_H = k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_{\phi}^2, \quad (2.2.3)$$

де  $\Delta P_{cp}$  – втрати потужності в елементі електричної мережі за середніх за базовий період навантажень, кВт,

$$\Delta P_{cp} = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R = \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{U_{cp}^2} \cdot R; \quad (2.2.4)$$

$k_{\phi}^2$  – квадрат коефіцієнта форми графіка за базовий період;

$k_k$  – коефіцієнт, що враховує відмінність змін графіків активного та реактивного навантаження (приймають 0,99), відн. од.;

$T$  – кількість годин у базовому періоді, год.

Коефіцієнт форми графіка визначають за такою формулою:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1+2k_3}{3k_3}. \quad (2.2.5)$$

Коефіцієнт заповнення графіка визначають за такою формулою:

$$k_3 = \frac{T_{max}}{T}, \quad (2.2.6)$$

де  $T_{max}$  — час використання максимуму навантаження, год. Це умовний час, протягом якого лінія, працюючи з постійним максимальним навантаженням  $P_{max}$ , передала б таку саму кількість енергії, яку вона передає за реальний період  $T$  за змінного графіка;

$T$  — тривалість розрахункового періоду (зазвичай рік — 8760 год, або квартал, місяць).

Середнє навантаження визначають за формулою

$$P_{cp} = \frac{W_T}{T}, \quad (2.2.7)$$

де  $W_T$  – кількість електроенергії, спожитої за базовий період  $T$ , кВт·год.

## 2.2.2 Порядок виконання роботи

### *Виконання на лабораторному стенді*

- 1 Переконайтеся, що пристрої, використовувані для експерименту, відключені від електромережі.
- 2 З'єднати гнізда захисного заземлення пристроїв із гніздом «РЕ» однофазного джерела живлення G1 (рисунок 2.2.2).
- 3 З'єднати апаратуру відповідно до схеми електричної з'єднань.
- 4 Вимкнути вимикач A1. Перемикач A18 встановити в положення I.
- 5 Встановити бажане значення коефіцієнта трансформації трансформатора A2, наприклад 1.
- 6 Встановити параметри моделі лінії електропередачі A3 за варіантом (таблиця 2.2.3).
- 7 Встановити параметри навантажень A4 і A6, наприклад 50 %.
- 8 Увімкнути джерело G1. Увімкнути вимикачі «МЕРЕЖА» блока мультиметрів P1 і вимірювача потужностей P2.
- 9 Увімкнути вимикач A1. За допомогою мультиметрів контролювати напруги на початку і в кінці лінії A3.
- 10 У положенні I перемикача A18 виміряти потік потужності P на початку лінії A3.
- 11 У протилежному положенні перемикача A18 виміряти втрати активної потужності  $\Delta P$  в лінії A3.
- 12 Визначити питомі втрати за формулою
$$\Delta p = \Delta P / P \cdot 100\%. \quad (2.2.8)$$
- 13 Після завершення експерименту вимкнути джерело G1 і всі вимикачі «МЕРЕЖА».

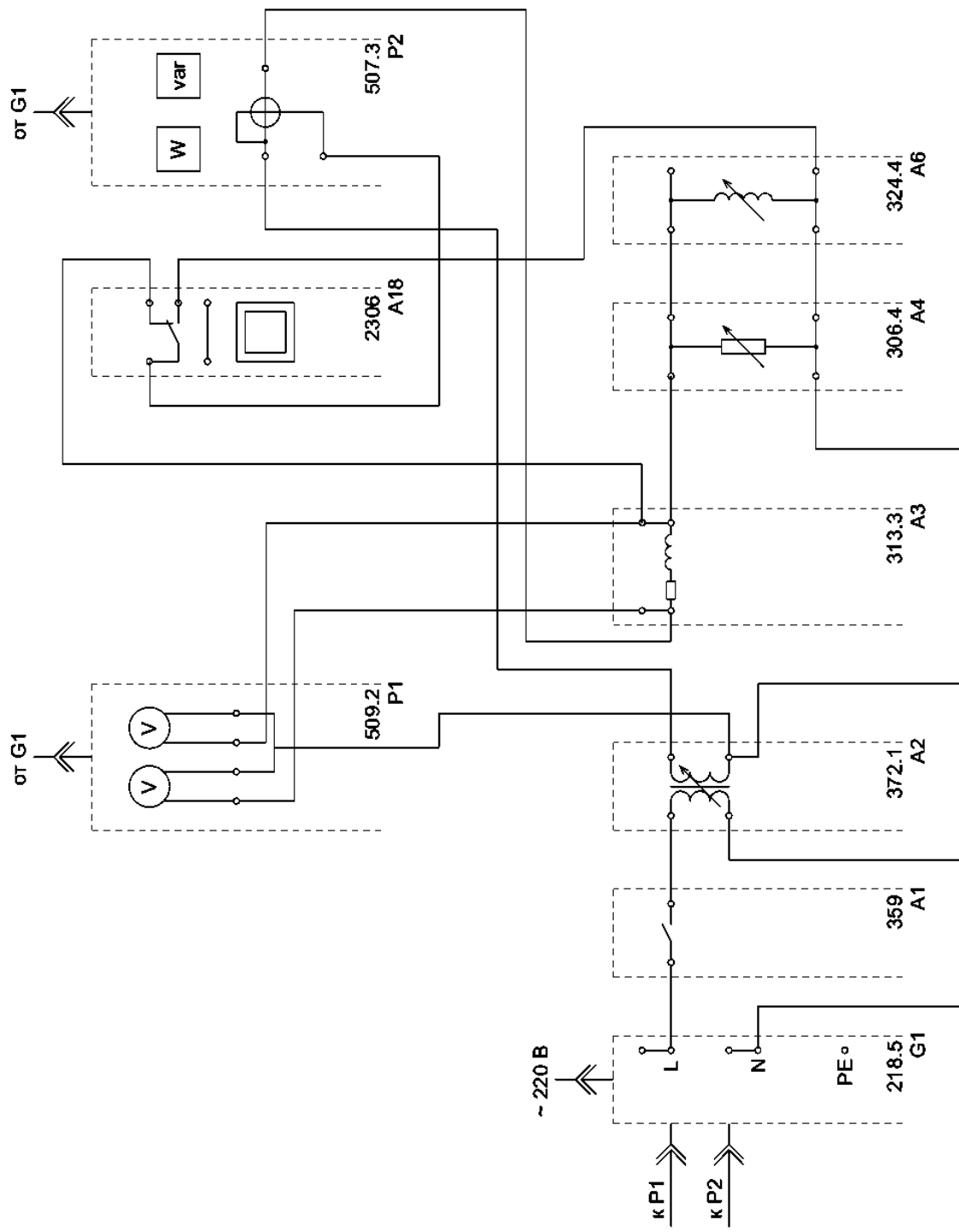


Рисунок 2.2.2 – Електрична схема з'єднань

### 2.2.3 Опис симуляції

Симуляція відтворює лабораторний стенд з однофазним джерелом живлення G1, трансформатором A2, моделлю лінії електропередачі A3, активним навантаженням A4, індуктивним навантаженням A6 і перемикачем A18. Посилання на html файл симуляції та інструкція користувача наведені в додатку А. Елементи керування симуляції наведено в таблиці 2.2.1, а показники, відображені в симуляції, у таблиці 2.2.2.

Таблиця 2.2.1 – Елементи керування симуляції лабораторної роботи 2

<b>Елемент керування</b>	<b>Що робить / на що впливає</b>
Коефіцієнт трансформації A2	Список вибору 1:1 / 2:1 / 1:2. Визначає напругу на вторинній обмотці трансформатора
Активний опір R, Ом	Повзунок 5–100 Ом. Відповідає перемикачу параметрів блока A3
Індуктивність L, Гн	Повзунок 0,03–0,30 Гн. Відповідає перемикачу індуктивності блока A3
Активне навантаження A4, %	Повзунок 0–100 %. Рівень активного навантаження
Індуктивне навантаження A6, %	Повзунок 0–100 %. Рівень індуктивного навантаження
Перемикач A18	Положення I — вимірює потік потужності P на початку лінії. Протилежне положення — вимірює втрати $\Delta P$ в лінії

Таблиця 2.2.2 – Показники, що відображені в симуляції

Показник	Опис
U1, В	Напруга на початку лінії (вольтметр P1)
U2, В	Напруга в кінці лінії (вольтметр P1)
$\Delta U$ , В	Падіння напруги в лінії
Р початку лінії, Вт	Потік потужності на початку А3 (А18 у положенні I)
$\Delta P$ втрати, Вт	Втрати активної потужності в лінії (А18 у протилежному положенні)
$\Delta p$ питомі втрати, %	$\Delta p = \Delta P / P \times 100\%$ — основний результат роботи

### Порядок виконання

- 1 Встановити коефіцієнт трансформації А2 (наприклад 1:1).
- 2 Задати параметри лінії А3: опір R і індуктивність L за варіантом (таблиця 2.2.3).
- 3 Встановити рівень навантажень А4 та А6 (наприклад 50 %).
- 4 Перемкнути А18 у положення I, зафіксувати Р у картці «Р початку лінії».
- 5 Перемкнути А18 у протилежне положення, зафіксувати  $\Delta P$  у картці « $\Delta P$  втрати».
- 6 Записати розраховане значення  $\Delta p = \Delta P / P \times 100\%$ .
- 7 Повторити для різних комбінацій параметрів згідно з завданням.

*Примітка -  $Xl$  розраховують автоматично за формулою  $Xl = 2\pi fL$ .*

*Частота  $f = 50$  Гц. Напруга живлення 220 В.*

## 2.2.4 Виконання в теоретичному форматі (за варіантом)

Вихідними даними є параметри лінії, подані в таблиці 2.2.3.

1 Визначити індуктивний опір лінії:

$$X_L = \omega \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L, \quad (2.2.9)$$

де  $f = 50$  Гц – промислова частота струму;

$L$  – індуктивність лінії, Гн.

2 Визначити втрати активної та реактивної потужності в лінії за формулами

$$\Delta P_L = (P_N^2 + Q_N^2) / U^2 \cdot R_L, \quad (2.2.10)$$

$$\Delta Q_L = (P_N^2 + Q_N^2) / U^2 \cdot X_L, \quad (2.2.11)$$

де  $P_N$  — активна потужність навантаження, Вт;

$Q_N$  — реактивна потужність навантаження, вар;

$U$  — напруга на шинах навантаження, В.

3 Визначити питомі втрати активної потужності в лінії електропередачі:

$$\Delta p = \Delta P / P \cdot 100\%.$$

4 Записати отримані результати в таблицю.

5 Зробити висновок про рівень питомих втрат у лінії електропередачі.

Таблиця 2.2.3 — Вихідні дані для лабораторної роботи 2

Варіант	L, Гн	R, Ом	P, Вт	Q, вар	U, В
1	0.30	5	3	30	380
2	0.27	10	4	29	380
3	0.24	20	5	28	380
4	0.21	30	6	27	380
5	0.18	40	7	26	380
6	0.15	50	8	25	380
7	0.12	60	9	24	380
8	0.09	70	10	23	380
9	0.06	80	11	22	380
10	0.03	90	12	21	380
11	0.04	100	13	20	380
12	0.05	95	14	19	380
13	0.07	85	15	18	380
14	0.08	75	16	17	380
15	0.10	65	17	16	380
16	0.11	55	18	15	380
17	0.13	45	19	14	380
18	0.14	35	20	13	380
19	0.16	25	21	12	380
20	0.17	15	22	11	380
21	0.19	5	23	10	380
22	0.20	10	24	9	380
23	0.22	15	25	8	380
24	0.23	20	26	7	380
25	0.25	25	27	6	380

## **Вимоги щодо оформлення звіту**

Звіт має містити титульний аркуш; назву та мету лабораторної роботи; основні теоретичні відомості про види втрат потужності в електричних мережах і частки втрат у лініях електропередачі; розрахункову частину, схему заміщення та висновок про те, чи є допустимим рівень питомих втрат у лінії електропередачі.

## **Контрольні запитання**

- 1 Перерахуйте основні групи втрат електричної енергії.
- 2 Назвіть основні заходи зі зниження рівня технічних втрат електричної енергії.
- 3 Перерахуйте заходи з удосконалення обліку електричної енергії.
- 4 Охарактеризуйте метод оперативних розрахунків навантажувальних втрат.
- 5 Охарактеризуйте метод середніх навантажень розрахунку навантажувальних втрат.

## **Лабораторна робота 3. Зменшення втрат активної потужності в розподільній електричній мережі з одностороннім живленням через поперечну компенсацію реактивної потужності навантаження**

**Мета роботи:** визначити потенціал зниження втрат активної потужності в розподільній електричній мережі через поперечну компенсацію реактивної потужності навантаження, оцінити ефективність цього способу.

### **2.3.1 Короткі теоретичні відомості**

На промислових підприємствах значна частина електроприймачів споживає, крім активної потужності, ще й реактивну. Основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни ( $\text{tg}\varphi = 0,75-1,3$ ), індукційні печі ( $\text{tg}\varphi = 1-2,7$ ), вентильні перетворювачі та зварювальні агрегати.

Передавання реактивної потужності від джерела до споживачів потребує збільшення перерізів проводів, підвищення потужності трансформаторів і супроводжено збільшенням втрат активної потужності. Тому реактивну потужність доцільно генерувати безпосередньо на місці її споживання — це і є компенсацією реактивної потужності.

Розрізняють поздовжню та поперечну, а також групову, індивідуальну та централізовану компенсацію реактивної потужності. У цій лабораторній роботі досліджено поперечну компенсацію через паралельне підключення батареї конденсаторів.

### **2.3.2 Вказівки для проведення експерименту на стенді**

1 Переконатися, що пристрої, які використано в експерименті, відключені від електромережі.

- 2 З'єднати гнізда захисного заземлення пристроїв, що використано в експерименті, із гніздом «РЕ» однофазного джерела живлення G1.
- 3 З'єднати апаратуру відповідно до схеми електричної з'єднання (рисунки 2.3.1, 2.3.2).
- 4 Вимкнути (якщо ввімкнено) вимикач A1.
- 5 Перемикач A18 встановити в положення I.
- 6 Встановити перемикачем бажане значення коефіцієнта трансформації трансформатора A2, наприклад 1.
- 7 Встановити перемикачами параметри моделі лінії електропередачі A3 згідно з варіантом (таблиця 2.3.5).
- 8 Встановити перемикачами бажані параметри навантажень A4 та A6, наприклад 50 %.
- 9 Увімкнути джерело G1.
- 10 Увімкнути вимикачі «МЕРЕЖА» блока мультиметрів P1 і вимірювача потужностей P2.
- 11 Активізувати використовувані мультиметри.
- 12 Увімкнути вимикач A1.
- 13 За допомогою мультиметрів, включених як вольтметри, блока P1 контролювати напруги на початку і в кінці лінії електропередачі A3.
- 14 Змінюючи перемикачем величину потужності  $Q_K$  ємнісного навантаження A9, за допомогою вимірювача P2 вимірювати активну P і реактивну потужності Q на початку лінії електропередачі A3 (для положення I перемикача A18), а також втрати активної потужності  $\Delta P$  у ній (для положення протилежного перемикача A18 і записати їх у таблицю 2.3.1.

Таблиця 2.3.1 – Таблиця для заповнення

Q <sub>к</sub> , вар										
ΔP, Вт										
P, Вт										
Q, ВАр										

15 Після завершення експерименту вимкнути джерело G1, вимикачі «МЕРЕЖА» вимірювача потужностей P2 і блока мультиметрів P1.

16 Для кожного значення потужності Q<sub>к</sub> ємнісного навантаження A9 визначити питомі втрати Δp лінії електропередачі A3 за формулою, %,

$$\Delta p = \Delta P / P \cdot 100\%$$

і записати їх у таблицю 2.3.2.

Таблиця 2.3.2 – Таблиця для заповнення

Q <sub>к</sub> , %										
Δp, %										

17 Використовуючи результати таблиць 2.3.1 та 2.3.2, побудувати залежності Δp = f(Q<sub>к</sub>), Δp = f(Q).

18 Зробити висновки про вплив компенсації реактивної потужності на втрати активної потужності в лінії електропередачі розподільної електричної мережі та можливості зменшення цих втрат.

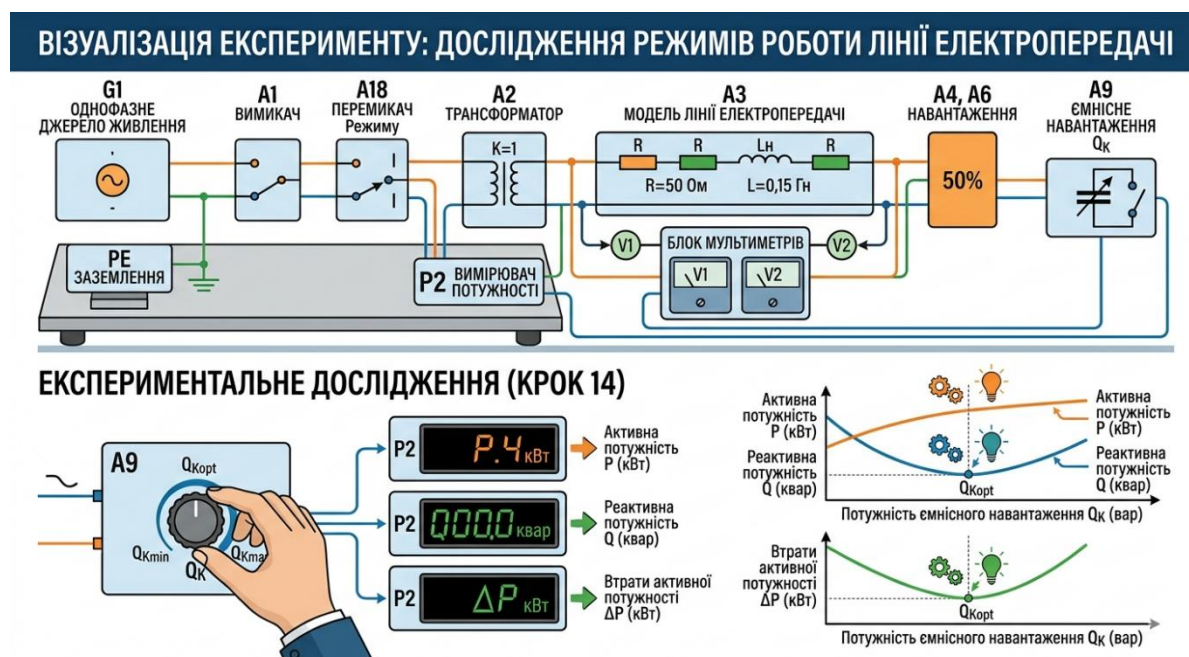


Рисунок 2.3.1 – Візуалізація лабораторного стенда

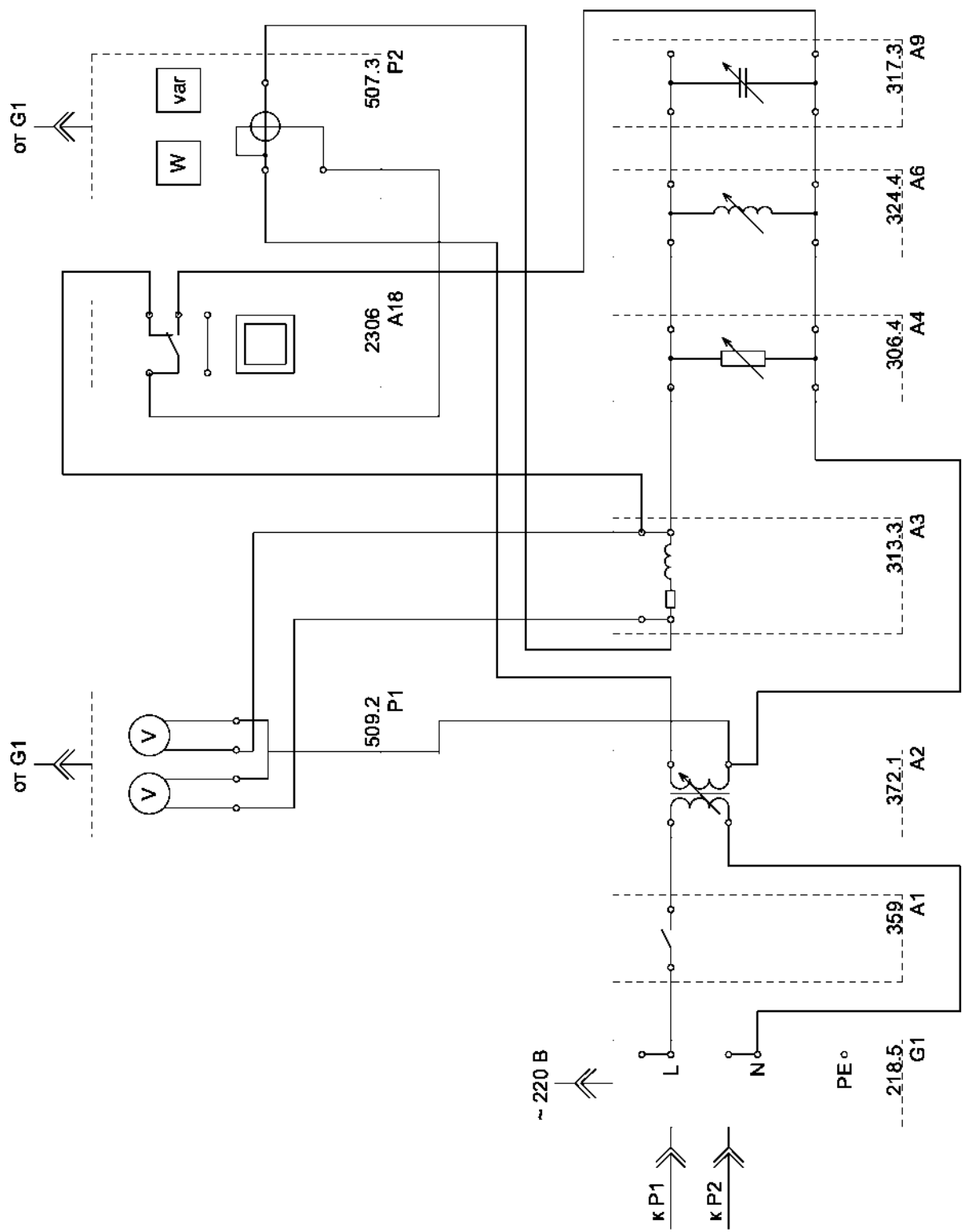


Рисунок 2.3.2 – Електрична схема з'єднань

### 2.3.3 Опис симуляції

Симуляція відтворює роботу ємнісного навантаження А9 (конденсаторна батарея) як компенсуючої установки в колі з активним та індуктивним навантаженням (таблиці 2.3.3, 2.3.4). Перемикач А18 дає змогу вимірювати як загальну потужність, так і втрати в лінії.

Таблиця 2.3.3 – Елементи керування симуляції лабораторної роботи 3

Елемент керування	Що робить / на що впливає
Активний опір R, Ом	Повзунок 5–100 Ом. Параметр моделі лінії А3
Індуктивність L, Гн	Повзунок 0,03–0,30 Гн. Параметр моделі лінії А3
Активна потужність P <sub>н</sub> , Вт	Повзунок 50–500 Вт. Потужність активного навантаження А4
Реактивна потужність Q <sub>н</sub> , вар	Повзунок 10–500 Вар. Потужність індуктивного навантаження А6
Потужність компенсатора Q <sub>к</sub> , вар	Повзунок 0–500 вар. Потужність ємнісного навантаження А9

Таблиця 2.3.4 – Показники, що відображені в симуляції

Показник	Опис
P початку лінії, Вт	Загальна активна потужність на початку лінії А3 (А18-I)
ΔP втрати, Вт	Втрати активної потужності в лінії (А18-II)
Q після КУ, вар	Результуюча реактивна потужність: $Q = Q_n - Q_k$
cos φ	Коефіцієнт потужності після компенсації
Δp питомі втрати, %	$\Delta p = \Delta P / P \times 100\%$ — основний показник ефективності
Зниження втрат, %	Відносне зниження Δp порівняно з режимом без компенсації

Графік  $\Delta p = f(Q_k)$ : внизу симуляції відображено статичний графік залежності питомих втрат від ступеня компенсації. Виділена помаранчева точка відповідає поточному значенню  $Q_k$ .

### Порядок виконання

- 1 Встановити параметри лінії  $R$  і  $L$  згідно з варіантом (таблиця 2.3.5).
- 2 Задати потужності навантаження  $P_n$  і  $Q_n$  від 50 до 500 Вт і від 10 до 500 Вар.
- 3 Для  $Q_k = 0$  зафіксувати значення  $\Delta P$ ,  $P$ ,  $\Delta p$  — це базовий режим без компенсації.
- 4 Поступово збільшувати  $Q_k$  від 0 до  $Q_n$  із кроком 10 % і записувати  $\Delta P$ ,  $P$ ,  $Q$ ,  $\Delta p$  в таблицю 2.3.1.
- 5 Визначити оптимальне значення  $Q_k$ , за якого  $\Delta p$  мінімальне.
- 6 Побудувати залежності  $\Delta p = f(Q_k)$  і  $\Delta p = f(Q)$  за даними таблиць 2.3.1, 2.3.2.

*Примітка - оптимальної компенсації досягають за  $Q = Q_n - Q_k \approx 0$ , тобто коли реактивна потужність навантаження повністю компенсується конденсаторною батареєю.*

### 2.3.4 Виконання в теоретичному форматі (за варіантом)

- 1 Визначити індуктивний опір лінії:

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L.$$

- 2 Для кожного ступеня регулювання компенсуючої установки  $Q_k$  визначити втрати активної та реактивної потужності в лінії:

$$\Delta P_{\text{л}} = (P_{\text{н}}^2 + (Q_{\text{н}} - Q_{\text{к}})^2) / U^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (2.3.1)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = (P_{\text{н}}^2 + (Q_{\text{н}} - Q_{\text{к}})^2) / U^2 \cdot X_{\text{л}}. \quad (2.3.2)$$

- 3 Визначити питомі втрати:  $\Delta p = \Delta P_{\text{л}} / P_{\text{н}} \cdot 100\%$ .
- 4 Записати отримані результати і таблиці.
- 5 Побудувати залежності  $\Delta p = f(Q_{\text{к}})$  і  $\Delta p = f(Q)$ .
- 6 Визначити оптимальне значення потужності КУ, за якого питомі втрати мінімальні.
- 7 Зробити висновки про вплив компенсації реактивної потужності на рівень втрат у лінії.

### **Вимоги щодо оформлення звіту**

Звіт має містити:

- 1) титульний аркуш;
- 2) назву лабораторної роботи;
- 3) мету лабораторної роботи;
- 4) основні теоретичні відомості:
  - види компенсації реактивної потужності;
  - переваги та недоліки, особливості застосування КУ;
- 5) розрахункову частину, схему заміщення, висновок про вплив значення реактивної потужності на рівень втрат.

### **Контрольні запитання**

- 1 У чому полягає фізичний сенс реактивної потужності?
- 2 До яких негативних ефектів призводять великі перетікання реактивної потужності лініями електропередач?
- 3 Назвіть основні джерела реактивної потужності, які використовують для компенсації.
- 4 Назвіть основні типи компенсації реактивної потужності.

Таблиця 2.3.5 – Вихідні дані для лабораторної роботи 3

Вариант	L, Гн	R, Ом	P, Вт	Q, Вар	Qк1	Qк2	Qк3	Qк4	Qк5	Qк6	Qк7	Qк8	Qк9	Qк10	Qк11	Qк12
1	0.30	5	3	30	14	16	18	20	22	24	26	30	32	34	36	38
2	0.27	10	4	29	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
3	0.24	20	5	28	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
4	0.21	30	6	27	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
5	0.18	40	7	26	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
6	0.15	50	8	25	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
7	0.12	60	9	24	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34
8	0.09	70	10	23	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
9	0.06	80	11	22	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
10	0.03	90	12	21	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
11	0.04	100	13	20	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
12	0.05	95	14	19	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26
13	0.07	85	15	18	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
14	0.08	75	16	17	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
15	0.1	65	17	16	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
16	0.11	55	18	15	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
17	0.13	45	19	16	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26
18	0.14	35	20	17	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
19	0.16	25	21	18	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
20	0.17	15	22	19	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
21	0.19	5	23	20	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34
22	0.2	10	24	21	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26
23	0.22	15	25	22	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
24	0.23	20	26	23	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
25	0.25	25	27	24	14	16	18	20	22	24	26	30	32	34	36	38

## **Лабораторна робота 4. Зменшення втрат активної потужності в розподільній електричній мережі з двостороннім живленням через регулювання напруги**

**Мета роботи:** визначити потенціал зниження втрат активної потужності у розподільній електричній мережі з двостороннім живленням через регулювання напруги, оцінити ефективність цього способу зниження втрат.

### **2.4.1 Короткі теоретичні відомості**

Напруга у вузлових точках – найважливіший показник режиму електроенергетичної системи (ЕЕС), що безпосередньо впливає на якість електричної енергії, надійність електропостачання споживачів та економічність роботи ЕЕС.

Навантаження більшості споживачів безперервно змінюється протягом доби та року. Зміна навантаження призводить до зміни втрат напруги в мережах і відхилення напруги у приймачів електричної енергії. Зміна напруги відносно номінального значення має несприятливий вплив на режими роботи, продуктивність і техніко-економічні показники всіх елементів електричної системи. Наприклад, у побутових нагрівальних приладів нагрівальні елементи складаються з активних опорів. Зниження напруги мережі викликає різке зменшення потужності, що віддає нагрівальний прилад. Іншим прикладом є робота асинхронного двигуна, електромагнітний момент якого пропорційний квадрату напруги мережі:  $M \equiv U_1^2$ . Це значною мірою позначається на експлуатаційних властивостях двигуна: навіть невелике зниження напруги мережі викликає помітне зменшення обертового моменту асинхронного двигуна. Наприклад, зі

зменшенням напруги мережі на 10 % відносно номінального ( $U_1 = 0.9U_{ном}$ ) електромагнітний момент двигуна зменшується на 19 %.

Вимоги щодо якості електричної енергії нормують низку показників режиму напруги, що характеризують його зміни. Із цими показниками можна детально ознайомитись у ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (із змінами). Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.

За ДСТУ EN 50160:2014, позитивні та негативні відхилення напруги в точці передавання електричної енергії не мають перевищувати 10 % номінального або узгодженого значення напруги протягом 100 % часу інтервалу в один тиждень.

Із регулюванням напруги в електричних мережах мають бути забезпечені:

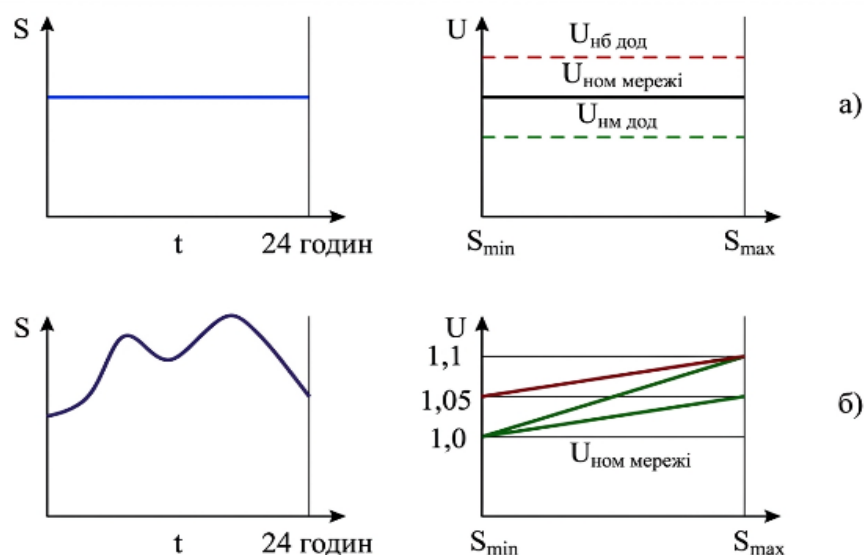
- відповідність показників напруги вимогам державного стандарту;
- відповідність рівня напруги значенням, допустимим для обладнання електричних станцій і мереж з урахуванням допустимих експлуатаційних підвищень напруги промислової частоти на електрообладнанні (відповідно до даних заводів-виробників і циркулярів).

Справа в тому, що запас ізоляції мереж до 220 кВ розрахований на перевищення напруги лише на 15 %; мережі до 330 кВ – на 10 %, а мережі до 500 кВ – на 5 %. Особливо це важливо в мережах 0,4; 10; 35; 110; 220 кВ, оскільки ці мережі дуже розгалужені;

- необхідний запас сталості енергосистем;
- мінімум втрат електроенергії в електричних мережах.

Існує два способи регулювання напруги: стабілізація та зустрічне регулювання. Ці методи вибирають за характером підключених до мережі споживачів і його віддаленістю від центру живлення.

Стабілізацію напруги в основному застосовують тоді, коли до центрального живлення підключені підприємства промислового характеру з тризмінним характером роботи, що мають стабільний графік навантаження. Використання максимуму навантаження  $T_m > 5500-6000$  год. Напруга протягом доби має змінюватися незначно (рисунок 2.4.1).



а) стабілізація; б) зустрічне регулювання

Рисунок 2.4.1 – Регулювання напруги

Зустрічне регулювання частіше застосовують для змішаного навантаження, комунально-побутового та одно-, двозмінних підприємств невеликої потужності з  $T_m < 5500$  год, але зі зменшенням  $T_m$  щодо точності регулювання починають висувати вищі вимоги. Оскільки в таких споживачів графік навантаження має явно виражений пік, то напруга в момент досягнення максимального навантаження знижуватиметься до мінімальної величини. Щоб забезпечити необхідний рівень напруги на навантаженні, необхідно в центрі живлення за допомогою РЖН збільшити напругу. У режимі зустрічного регулювання може виникнути проблема, зумовлена розбіжністю піків навантаження в різних споживачів. У цьому

випадку потрібно регулювати напругу у групі споживачів зі схожим графіком або за результуючим графіком [4].

Для стабілізації напруги в електричних системах використовують такі підходи:

- централізоване регулювання, коли вплив є на велику кількість вузлів мережі. Таке регулювання здійснюють генераторами і трансформаторами ОРУ електростанцій, трансформаторами великих системних і районних підстанцій, синхронними компенсаторами. За централізованого регулювання напруги в мережі в центрах живлення (ЦЖ) змінюють  $k_{тр}$  трансформаторів. При цьому напруга на відправному кінці може досягти найбільшого робочого значення, а на затискачі споживача залишатися неприпустимо низькою. І тут, крім централізованого, необхідно також місцеве регулювання  $k_{тр}$ ;

- місцеве регулювання використовують у випадках, коли централізованого регулювання виявляється недостатньо для підтримки напруги в необхідному діапазоні у всіх вузлах. Таке регулювання здійснюють трансформаторами знижувальних підстанцій, вольтододатковими трансформаторами та батареями статичних конденсаторів;

- змішане регулювання, що використовує обидва принципи.

У лабораторній роботі розглянуто регулювання напруги за допомогою зміни коефіцієнта трансформації, оскільки це найпоширеніший метод регулювання напруги на шинах споживачів [5]. Коефіцієнт трансформації трансформаторів і автотрансформаторів під навантаженням змінюють за наявності вбудованого пристрою для регулювання напруги (РЖН).

За відсутності РЖН можливе сезонне регулювання коефіцієнта трансформації за допомогою пристрою ПБЗ (перемикання без збудження). Інша назва пристрою ПБЗ – анцафа. Коефіцієнт трансформації для трансформаторів із ПБЗ змінюється в межах  $\pm 2-2.5\%$ , для РЖН регульовальний діапазон може досягати  $\pm 16\%$ , а для регульовальних трансформаторів  $\pm 25\%$ . Вибір вихідних положень регулювання напруги

багато в чому залежить від місцевих умов, типу мережі, складу електроприймачів тощо.

Вихідна напруга трансформатора з урахуванням коефіцієнта трансформації

$$U_{\text{тр.вих}} = U_{\text{тр.вх}} / k.$$

Втрати активної та реактивної потужності в лінії

$$\Delta P_{\text{л}} = (P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2) / U_{\text{тр.вих}}^2 \cdot R_{\text{л}},$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = (P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2) / U_{\text{тр.вих}}^2 \cdot X_{\text{л}}.$$

Сумарні питомі втрати в мережі з двостороннім живленням

$$\Delta p = (\Delta P_1 + \Delta P_2) / (P_1 + P_2) \cdot 100\%, \%$$

#### **2.4.2 Вказівки для проведення експерименту на стенді**

1 Переконайтеся, що пристрої, які використано в експерименті, відключені від електромережі.

2 З'єднати гнізда захисного заземлення пристроїв, що використані в експерименті, із гніздом «РЕ» однофазного джерела живлення G1.

3 З'єднати апаратуру відповідно до схеми електричної з'єднання (рисунок 2.4.2).

4 Вимкнути (якщо ввімкнено) вимикач A1.

5 Перемикач A18 встановити в положення I.

6 Встановити перемикачами значення коефіцієнта трансформації трансформаторів A2 і A10 рівним 1.

7 Встановити перемикачами бажані параметри моделі ліній електропередач A3 і A11, наприклад 50 Ом і 0,15 Гн.

8 Встановити перемикачами бажані параметри навантажень А4, А5 і А6, А7, наприклад 50 %.

9 Повернути регулювальну рукоятку автотрансформатора А21 проти годинникова стрілка до упору.

10 Увімкнути джерело G1.

11 Увімкнути вимикачі «МЕРЕЖА» блока мультиметрів Р1, автотрансформатора А21 і вимірювача потужностей Р2.

12 Активізувати використовувані мультиметри.

13 Регулюючи вихідну напругу автотрансформатора А21, виставити напругу U2 трансформатора А10, наприклад, менше напруги Ш трансформатора А2 на 5 %.

14 Увімкнути вимикач А1.

15 Регулюючи напруги зміною коефіцієнтів трансформації трансформаторів А3, А10, за допомогою вимірювача Р2 вимірювати потоки потужності Р1 і Р2 у лініях електропередачі А3 і А11 (для положень 1 і 2 перемикача комутатора А8 і положення І перемикача А18), величини втрат активної потужності  $\Delta P_1$  у тих самих лініях електропередачі (для положень 1 і 2 перемикача комутатора А8 і протилежного положення І перемикача А18), а також за допомогою мультиметрів блока Р1 вимірювати напруги U1 і U2 трансформаторів А2 і А10.

16 Після завершення експерименту вимкнути джерело G1, вимикачі «МЕРЕЖА» вимірювача потужностей Р2, автотрансформатора А21 і блока мультиметрів Р1.

17 Для кожної пари встановлених коефіцієнтів трансформації визначити питомі втрати  $\Delta p$  у лініях електропередач А3 та А11 за формулою, %,

$$\Delta p = (\Delta P_1 + \Delta P_2) / (P_1 + P_2) \cdot 100\%. \quad (2.4.1)$$

18 На підставі отриманих результатів зробити висновки про вплив регулювання напруги на втрати активної потужності в лініях електропередачі розподільної електричної мережі та можливості зменшення цих втрат.

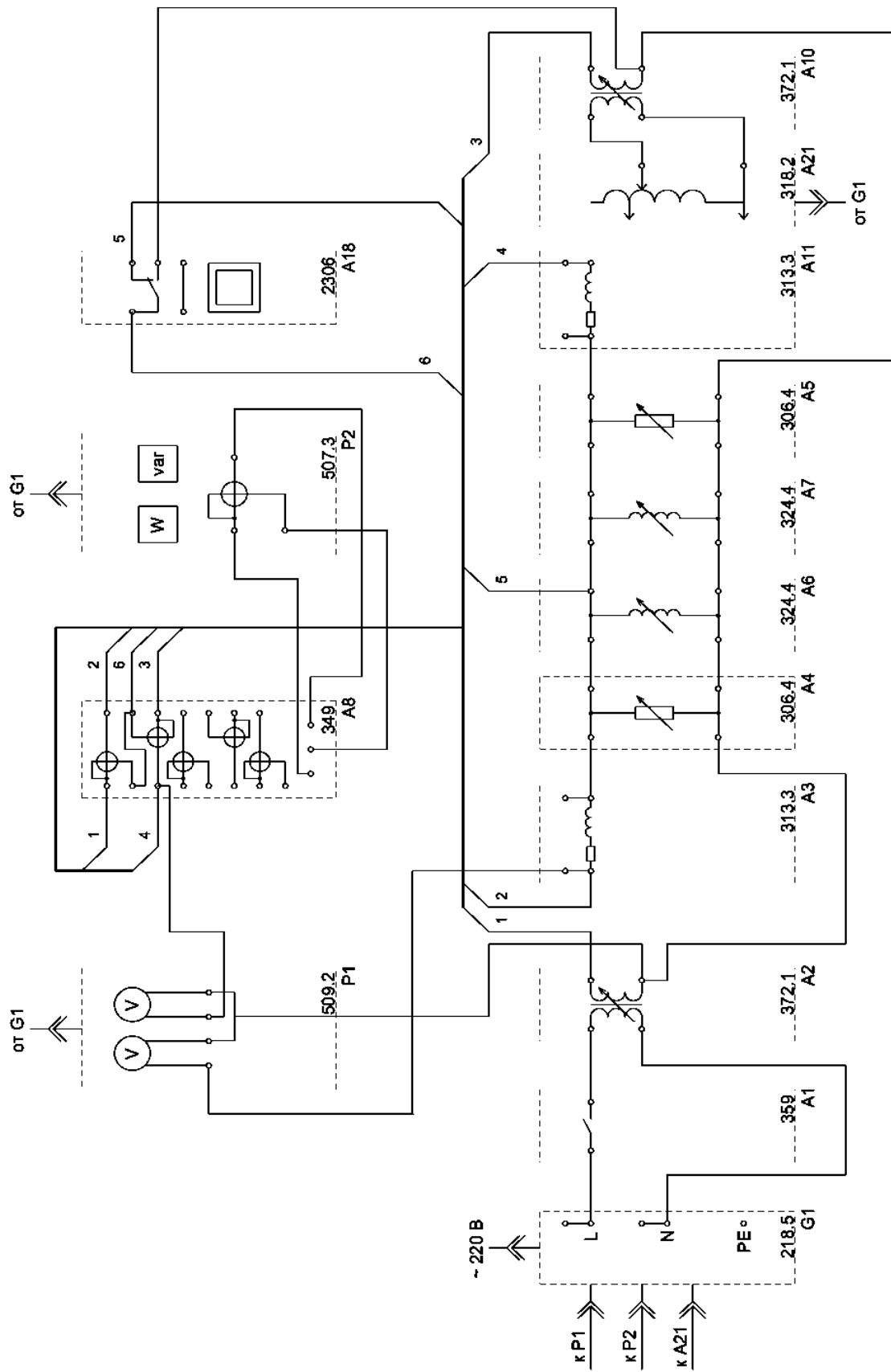


Рисунок 2.4.2 – Електрична схема з'єднань

### 2.4.3 Опис симуляції

Симуляція відтворює мережу з двостороннім живленням: два трансформатори А2, А10 живлять спільне навантаження через лінії А3, А11. Автотрансформатор А21 дає змогу регулювати вхідну напругу трансформатора А10. Зміна коефіцієнтів трансформації впливає на рівень напруги і, відповідно, на втрати в лініях (таблиці 2.4.1, 2.4.2).

Таблиця 2.4.1 – Елементи керування симуляції лабораторної роботи 4

Елемент керування	Що робить / на що впливає
Активний опір R, Ом	Повзунок 5–100 Ом. Параметр ліній А3 і А11
Індуктивність L, Гн	Повзунок 0,03–0,30 Гн. Параметр ліній А3 і А11
Вхідна напруга $U_{вх1}$ , В	Повзунок 180–250 В. Напруга на вході трансформатора А2
Коефіцієнт трансформації $k_1$	Повзунок 0,9–1,1. Коефіцієнт трансформації А2
Вхідна напруга $U_{вх2}$ , В	Повзунок 180–250 В. Напруга на вході А10 (регульований А21)
Коефіцієнт трансформації $k_2$	Повзунок 0,9–1,1. Коефіцієнт трансформації А10
Активна потужність $P_n$ , Вт	Повзунок 50–500 Вт. Активна потужність навантаження
Реактивна потужність $Q_n$ , вар	Повзунок 0–400 вар. Реактивна потужність навантаження

Таблиця 2.4.2 – Показники, що відображені в симуляції

Показник	Опис
$U_{\text{вих тр-ра } 1/2}$ , В	Вихідна напруга трансформатора: $U_{\text{вих}} = U_{\text{вх}} / k$
$\Delta P1 / \Delta P2$ втрати, Вт	Втрати активної потужності в лініях А3 і А11
$P1 / P2$ початок, Вт	Потоки потужності в лініях на початку
$X1$ , Ом	Індуктивний опір лінії: $X1 = 2\pi fL$
Сумарні питомі втрати $\Delta p$ , %	$\Delta p = (\Delta P1 + \Delta P2) / (P1 + P2) \times 100\%$

### Порядок виконання

1 Встановити параметри ліній R і L згідно з варіантом (таблиця 2.4.3).

2 Задати вхідні напруги  $U_{\text{вх}1}$  і  $U_{\text{вх}2}$  відповідно до варіанта (таблиця 2.4.3).

3 Встановити  $k1 = k2 = 1$  — зафіксувати базовий рівень сумарних втрат.

4 Змінювати  $k1$  та  $k2$  згідно з варіантом і фіксувати  $\Delta P1$ ,  $\Delta P2$ ,  $P1$ ,  $P2$ .

5 Обчислити питомі втрати для кожної пари коефіцієнтів за формулою (2.4.1).

6 Зробити висновок про вплив коефіцієнта трансформації на рівень втрат.

*Примітка - точку 5 на схемі вважають фіксованою. Параметри навантажень 1 і 2 вважають однаковими.*

## 2.4.4 Порядок виконання роботи (теоретичний формат)

1 Визначити індуктивний опір лінії:

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L.$$

2 Визначити значення напруги на низькому боці трансформаторів з урахуванням коефіцієнтів трансформації:

$$U_{\text{тр.вих}} = U_{\text{тр.вх}} / k. \quad (2.4.2)$$

3 Визначити втрати активної та реактивної потужності в лінії. Точку потокоділу вважати фіксованою (точка 5 схеми). Параметри навантажень 1 і 2 вважати однаковими і взяти з таблиці 2.4.3 згідно з варіантом.

$$\Delta P_{L1} = (P_{N1}^2 + Q_{N1}^2) / U_{\text{тр.вих}1}^2 \cdot R_{L1}, \quad (2.4.3)$$

$$\Delta Q_{L1} = (P_{N1}^2 + Q_{N1}^2) / U_{\text{тр.вих}1}^2 \cdot X_{L1}, \quad (2.4.4)$$

$$\Delta P_{L2} = (P_{N2}^2 + Q_{N2}^2) / U_{\text{тр.вих}2}^2 \cdot R_{L2}, \quad (2.4.5)$$

$$\Delta Q_{L2} = (P_{N2}^2 + Q_{N2}^2) / U_{\text{тр.вих}2}^2 \cdot X_{L2}. \quad (2.4.6)$$

4 Визначити питомі втрати за формулою

$$\Delta p = (\Delta P_1 + \Delta P_2) / (P_1 + P_2) \cdot 100\%.$$

5 Повторити розрахунок для різних пар коефіцієнтів  $k_1$  і  $k_2$  згідно з варіантом.

6 Зробити висновки про вплив коефіцієнта трансформації на втрати активної потужності в лінії.

Таблиця 2.4.3 – Вихідні дані для лабораторної роботи 4

Варіант	L, Гн	R, Ом	P, Вт	Q, вар	Утр.вх1, В	Утр.вх2, В	k1	k2
1	0,3	5	3	30	239	228	0,9	1,1
2	0,27	10	4	29	223	212	0,925	1,05
3	0,24	20	5	28	229	218	0,95	1
4	0,21	30	6	27	229	218	0,975	0,975
5	0,18	40	7	26	203	193	1	0,95
6	0,15	50	8	25	225	214	1,05	0,925
7	0,12	60	9	24	224	213	1,1	0,9
8	0,09	70	10	23	203	193	0,9	1,1
9	0,06	80	11	22	202	192	0,925	1,05
10	0,03	90	12	21	206	196	0,95	1
11	0,04	100	13	20	229	218	0,975	0,975
12	0,05	95	14	19	200	190	1	0,95
13	0,07	85	15	18	219	209	1,05	0,925
14	0,08	75	16	17	228	217	1,1	0,9
15	0,1	65	17	16	199	190	0,9	1,1
16	0,11	55	18	15	213	203	0,925	1,05
17	0,13	45	19	16	213	203	0,95	1
18	0,14	35	20	17	232	221	0,975	0,975
19	0,16	25	21	18	230	219	1	0,95
20	0,17	15	22	19	207	197	1,05	0,925
21	0,19	5	23	20	208	198	1,1	0,9
22	0,2	10	24	21	235	224	0,9	1,1
23	0,22	15	25	22	209	199	0,925	1,05
24	0,23	20	26	23	206	196	0,95	1
25	0,25	25	27	24	234	223	0,975	0,975

## **Вимоги щодо оформлення звіту**

Звіт має містити:

- 1) титульний аркуш;
- 2) назву лабораторної роботи;
- 3) мету лабораторної роботи;
- 4) основні теоретичні відомості:
  - цілі та способи регулювання напруги;
  - вплив рівня напруги на роботу як системи електропостачання, так і окремих електроприймачів;
- 5) розрахункову частину, схему заміщення, висновок про вплив значення напруги відносно рівня втрат.

## **Контрольні запитання**

- 1 Як зниження рівня напруги впливає на основні типи електроприймачів?
- 2 Назвіть основні способи регулювання напруги в електричній мережі.
- 3 У чому полягає суть зустрічного регулювання напруги?
- 4 У чому полягає відмінність пристроїв РПН і ПБЗ?

## **Лабораторна робота 5. Забезпечення високого коефіцієнта корисної дії малонавантаженого трансформатора через відключення паралельно з ним працюючого трансформатора**

**Мета роботи:** визначити зниження втрат потужності в паралельно працюючих трансформаторах за умови відключення одного з них.

### **2.5.1 Короткі теоретичні відомості**

Для перетворення електроенергії, що надходить від джерела живлення до приймача (споживача), використовують силові трансформатори підстанцій, робота яких супроводжена втратами потужності та електроенергії. Втрати активної потужності спричинені явищем гістерезису (циклічного перемагнічування), вихровими та циркулюючими струмами, розсіюванням магнітного поля в товщі магнітопроводу та нагріванням самого провідника. Отже, втрати електроенергії у трансформаторах поділяють на декілька видів:

- магнітні (намагнічування сердечника);
- електричні (нагрів струмопровідних частин);
- додаткові (виникають в інших елементах трансформатора).

Ці втрати є неминучими, проте за неефективної експлуатації вони можуть зрости. Основними причинами збільшення втрат у силових трансформаторах є:

- 1 Недовантаження трансформатора, що супроводжено відносним зростанням втрат холостого ходу.
- 2 Холостий хід трансформатора.
- 3 Неправильний вибір кількості та потужності силових трансформаторів із проектуванням.
- 4 Нерівномірність графіків електричного навантаження.
- 5 Мінімальний коефіцієнт потужності навантаження ( $\cos\varphi$ ).
- 6 Низька якість трансформованої енергії.

У періоди недовантаження трансформатора, що має зниження коефіцієнта завантаження трансформатора  $K_{зт}$ , зменшується коефіцієнт корисної дії (ККД) трансформатора  $\eta_T$  (рисунок 2.5.1).

Аналогічне твердження справедливе і для зниження коефіцієнта потужності навантаження  $\cos\varphi_{нав}$  (рисунок 2.5.2).

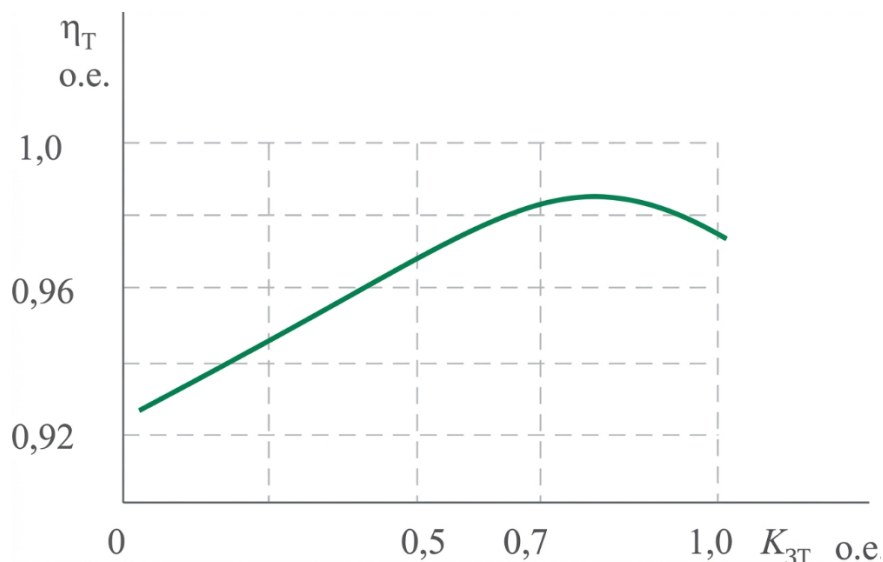


Рисунок 2.5.1 – Залежність ККД трансформатора від коефіцієнта його завантаження

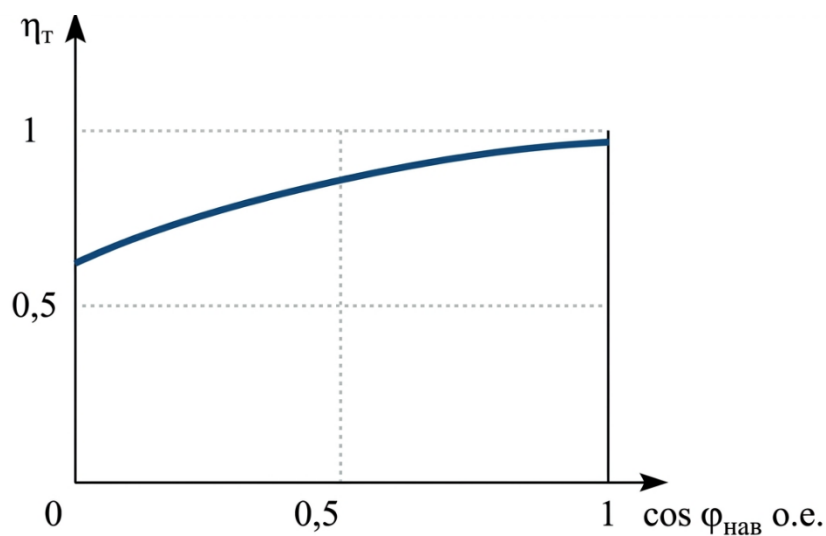
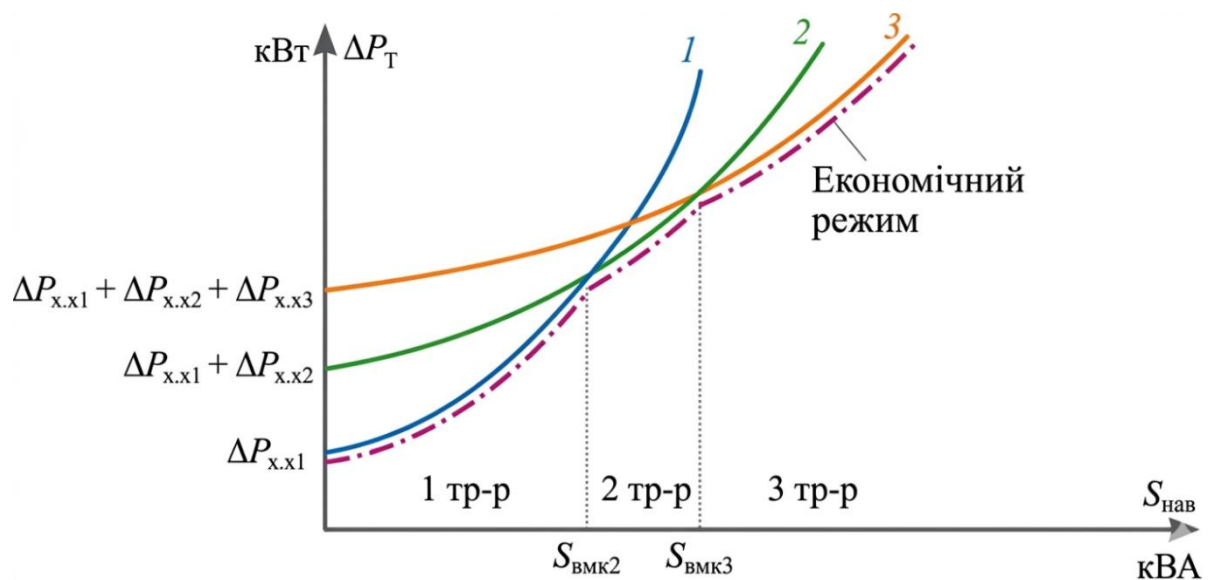


Рисунок 2.5.2 – Залежність ККД трансформатора від коефіцієнта потужності завантаження

Для забезпечення економічного режиму роботи трансформаторних підстанцій використовують такі способи зниження втрат [5]:

- оперативне керування кількістю працюючих трансформаторів з урахуванням добових, місячних і сезонних коливань навантаження. Економічну доцільність розраховують на підставі вартості збереженої енергії та спрацьованого комутаційного ресурсу високовольтних вимикачів із боку лінії електропередачі, що живить трансформатор (рисунок 2.5.3);

- забезпечення взаємного резервування силових трансформаторів на однострансформаторних підстанціях низької напруги. Це дає змогу вимкнути малозавантажений трансформатор, забезпечуючи його навантаження електроенергією після ввімкнення резервної лінії.



$\Delta P_T$  – втрати активної потужності у трансформаторі;  $S_{\text{нав}}$ . – повна потужність навантаження цеху; 1, 2, 3 – працюють один, два або три трансформатори відповідно;  $S_{\text{ВКЛ}}$  – потужності навантаження, за яких необхідне ввімкнення ще одного трансформатора

Рисунок 2.5.3 – Оперативне керування кількістю працюючих трансформаторів

Для використання в експлуатації економічно доцільного режиму роботи трансформаторів із метою економії електроенергії потрібно дотримуватися таких положень:

- 1 Не має знижуватися надійність електропостачання споживачів.
- 2 Трансформатори мають бути забезпечені пристроєм автоматичного введення резерву (АВР).

Доцільно автоматизувати операції вимкнення та ввімкнення трансформаторів, однак для скорочення кількості оперативних перемикачів рекомендовано вимикати трансформатори не більше трьох разів на добу.

### **2.5.2 Вказівки для проведення експерименту на стенді**

- 1 Переконайтеся, що пристрої, які використані в експерименті, відключені від електромережі.
- 2 З'єднати гнізда захисного заземлення пристроїв, що використані в експерименті, із гніздом «РЕ» однофазного джерела живлення G1.
- 3 З'єднати апаратуру відповідно до схеми електричної з'єднання (рисунок 2.5.4).
- 4 Вимкнути (якщо ввімкнено) вимикач А1.
- 5 Перемикач комутатора А8 встановити в положення 1.
- 6 Встановити перемикачами бажані однакові значення коефіцієнтів трансформації трансформаторів А2 і А10, наприклад 1.
- 7 Встановити перемикачами бажані параметри навантажень А4...А7, наприклад 50 %.
- 8 Увімкнути джерело 01.
- 9 Увімкнути вимикач «МЕРЕЖА» вимірювача потужностей Р2.
- 10 Увімкнути вимикач А1.
- 11 Для положень 1 і 2 перемикача комутатора А8 за допомогою вимірювача Р2 виміряти величини активної потужності Р1 і Р2 відповідно перед і після досліджуваного трансформатора А2.

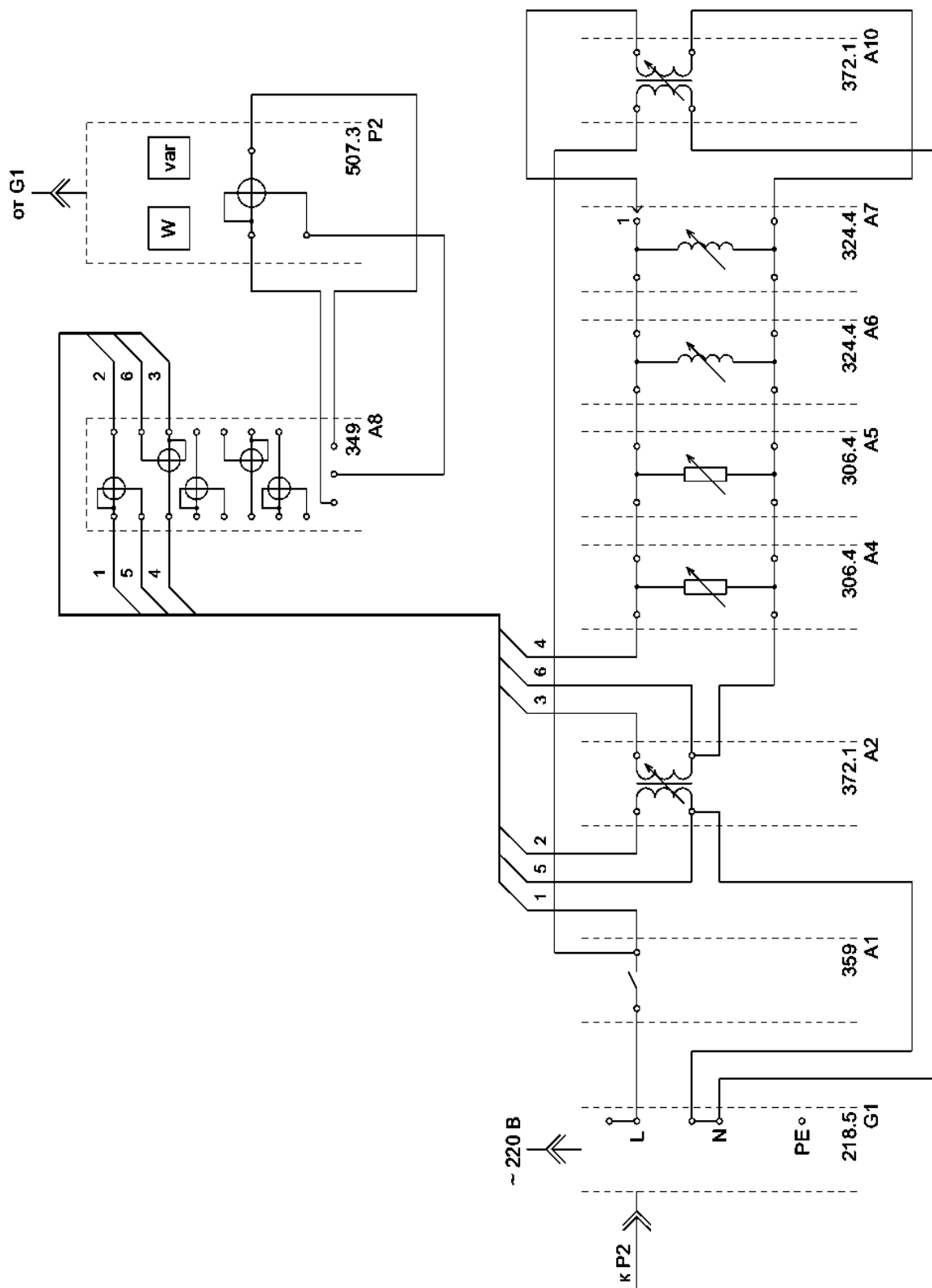


Рисунок 2.5.4 – Електрична схема з'єднань

12 Вимкнути трансформатор А10, вийнявши провідник із гнізда 1 навантаження А7.

13 Знову виміряти величини активної потужності Р1 і Р2 відповідно перед та після досліджуваного трансформатора А2.

14 Після завершення експерименту вимкнути джерело Ш, вимикачі «МЕРЕЖА» вимірювача потужностей Р2 і блока мультиметрів Р1.

15 Використовуючи дані двох серій вимірювань, визначити коефіцієнти корисної дії  $\eta$  трансформатора А2 за формулою

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 \%. \quad (2.5.1)$$

16 На підставі порівняння отриманих результатів зробити висновок про вплив вимкнення паралельно працюючого трансформатора на коефіцієнт корисної дії трансформатора, що залишився в роботі.

### 2.5.3 Опис симуляції

Симуляція відтворює роботу двох паралельно підключених однофазних трансформаторів А2 і А10 із спільним навантаженням. Можна порівняти ККД за двох режимів: паралельна робота і робота лише одного трансформатора А2 після вимкнення А10 (таблиці 2.5.1, 2.5.2).

Графік  $\eta = f(K_{зт})$ : статичний графік показує залежність ККД від рівня навантаження для двох режимів — один і два паралельних трансформатори. Перетин ліній визначає граничне навантаження, за якого доцільно вмикати другий трансформатор.

Таблиця 2.5.1 – Елементи керування симуляції лабораторної роботи 5

Елемент керування	Що робить / на що впливає
$\Delta P_{xx1} / \Delta P_{xx2}$ , Вт	Повзунок 1–30 Вт. Потужність холостого ходу трансформаторів А2 і А10
$\Delta P_{кз1} / \Delta P_{кз2}$ , Вт	Повзунок 5–100 Вт. Потужність короткого замикання трансформаторів
$S_{ном1} / S_{ном2}$ , ВА	Повзунок 50–1000 ВА. Номінальна потужність трансформаторів
А10 увімкнено (чекбокс)	Вмикає або вимикає паралельний трансформатор А10
$S_n$ , ВА	Повзунок 20–800 ВА. Повна потужність навантаження
$\cos \varphi$ навантаження	Повзунок 0,5–1,0. Коефіцієнт потужності навантаження

Таблиця 2.5.2 – Показники, що відображені в симуляції

Показник	Опис
$\Delta P_{xx}$ сума, Вт	Сумарні втрати холостого ходу за поточного режиму
$\Delta P_{кз}$ сума, Вт	Сумарні втрати короткого замикання
Сумарні втрати, Вт	Загальні втрати потужності у трансформаторах
ККД $\eta$ , %	Коефіцієнт корисної дії
Різниця втрат, Вт	$\delta = \Delta P_{T_{1+2}} + \Delta P_{K_{1+2}} - \Delta P_{T_1} - \Delta P_{K_1}$ . Додатне значення — вимкнення вигідне

## Порядок виконання

1 Ввести параметри трансформаторів А2 і А10 ( $\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{kz}$ ,  $S_{ном}$ ) згідно з варіантом (таблиця 2.5.3). Якщо відсутнє значення в симуляції, ввести найближче до заданого значення.

2 Розрахувати повну потужність навантаження згідно з варіантом і перемістити повзунок  $S_n$ .

$$S_n = S_{ном1} \cdot \text{завн. } tr_1 + S_{ном2} \cdot \text{завн. } tr_2.$$

3 Ввімкнути А10 (чекбокс) — зафіксувати  $\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{kz}$  і  $\eta$  для режиму двох трансформаторів.

4 Вимкнути А10 (зняти чекбокс) — зафіксувати  $\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{kz}$  і  $\eta$  для одного трансформатора.

5 Порівняти ККД у двох режимах. Визначити різницю втрат за формулою (2.5.6).

6 Зробити висновок, за якого навантаження вигідно вимикати другий трансформатор.

*Примітка - економічно доцільно вимикати паралельний трансформатор, коли різниця втрат  $> 0$ , тобто сумарні втрати для двох трансформаторів перевищують втрати для одного.*

### 2.5.4 Порядок виконання роботи (теоретичний формат)

Вихідними даними є параметри лінії, подані в таблиці 2.5.3.

1 Визначити сумарні втрати холостого ходу для паралельної роботи двох трансформаторів:

$$\Delta P_{m_{1+2}} = \Delta P_{xx1} + \Delta P_{xx2}. \quad (2.5.2)$$

2 Визначити втрати короткого замикання для паралельної роботи двох трансформаторів за формулою

$$\Delta P_{K_{1+2}} = \Delta P_{K_{31}} \cdot (S_{H1} / S_{НОМ1})^2 + \Delta P_{K_{32}} \cdot (S_{H2} / S_{НОМ2})^2. \quad (2.5.3)$$

3 Визначити значення втрат після вимкнення одного з трансформаторів за формулами

$$\Delta P_{m1} = \Delta P_{xx1}, \quad (2.5.4)$$

$$\Delta P_{K1} = \Delta P_{K_{31}} \cdot ((S_{H1} + S_{H2}) / S_{НОМ1})^2. \quad (2.5.5)$$

4 Математично визначити різницю між варіантами з одним і двома паралельно працюючими трансформаторами за формулою

$$\delta = \Delta P_{m_{1+2}} + \Delta P_{K_{1+2}} - \Delta P_{m1} - \Delta P_{K1}. \quad (2.5.6)$$

Якщо  $\delta > 0$ , вимкнення другого трансформатора є економічно доцільним.

5 Зробити висновок про вплив вимкнення одного з паралельно працюючих трансформаторів на втрати.

### **Вимоги щодо оформлення звіту**

Звіт має містити:

- 1) титульний аркуш;
- 2) назву лабораторної роботи;
- 3) мету лабораторної роботи;
- 4) Основні теоретичні відомості:
  - причини втрат електроенергії в силових трансформаторах;
  - способи скорочення втрат електроенергії у трансформаторах;

5) розрахункову частину та висновок про вплив кількості паралельно працюючих трансформаторів і коефіцієнта навантаження на рівень втрат і коефіцієнт корисної дії.

### Контрольні запитання

1 Назвіть основні причини втрат електричної енергії у трансформаторах.

2 Як ККД трансформатора залежить від його навантаження?

3 Як ККД трансформатора залежить від коефіцієнта потужності підключеного навантаження?

4 Назвіть основні засоби забезпечення економічного режиму роботи трансформаторної підстанції.

Таблиця 2.5.3 — Вихідні дані для лабораторної роботи 5

Варіант	$S_{\text{ном1}}$ , МВА	$S_{\text{ном2}}$ , МВА	$U_{\text{ВН}}$ , кВ	$U_{\text{НН}}$ , кВ	$P_{\text{хх}}$ , Вт	$P_{\text{кз}}$ , Вт	Заванта- ження трансфор- матора 1, %	Заванта- ження трансфор- матора 2, %
1	63	63	110	10	4,4	8,5	40	45
2	100	100	110	10	6,2	13	50	55
3	160	160	110	10	8,8	19	45	45
4	250	250	110	10	13	26	35	45
5	400	400	110	10	18	36	30	50
6	630	630	110	10	25	54	55	60
7	1000	1000	110	10	34	85	35	50
8	63	63	110	10	4,4	8,5	40	50
9	100	100	110	10	6,2	13	45	55
10	160	160	110	10	8,8	19	50	60

## **Лабораторна робота 6. Забезпечення високих коефіцієнтів корисної дії та потужності малонавантаженого асинхронного двигуна через перемикання його обмоток із схеми «трикутник» на схему «зірка»**

**Мета роботи:** визначити схему з'єднання обмоток малонавантаженого асинхронного двигуна, за якої забезпечено найбільший коефіцієнт корисної дії.

### **2.6.1 Короткі теоретичні відомості**

У малозавантажених двигунах виникають додаткові втрати, пов'язані зі зростанням втрат холостого ходу зі зниженням коефіцієнта завантаження, зменшенням величини коефіцієнта корисної дії та зростанням повного струму за рахунок його реактивної складової.

Завантаження двигуна може зменшитися внаслідок зміни технологічного процесу під час виробництва нової продукції. Також двигун може виявитися малонавантаженим у результаті заміни, коли використовують новий двигун із більшою номінальною потужністю, ніж той, що вийшов з ладу. Інша причина може полягати в помилці на стадії проектування: неправильна організація виробничого чи технологічного процесу.

Аналіз формули для розрахунку коефіцієнта корисної дії та практика експлуатації двигунів показують, що для коефіцієнтів завантаження електродвигуна від 0,65 до 0,7 він має найбільші значення ККД і коефіцієнта потужності (рисунки 2.6.1 і 2.6.2).

Із малим завантаженням двигуна (до 45 %) заміну його менш потужним можна виконувати без додаткової перевірки. Під час завантаження більш ніж на 70 % заміна не потрібна. А із завантаженням у діапазоні від 45 до 70 % необхідно техніко-економічне обґрунтування, що включає визначення втрат потужності в системі електропостачання і двигуні перед і після заміни.

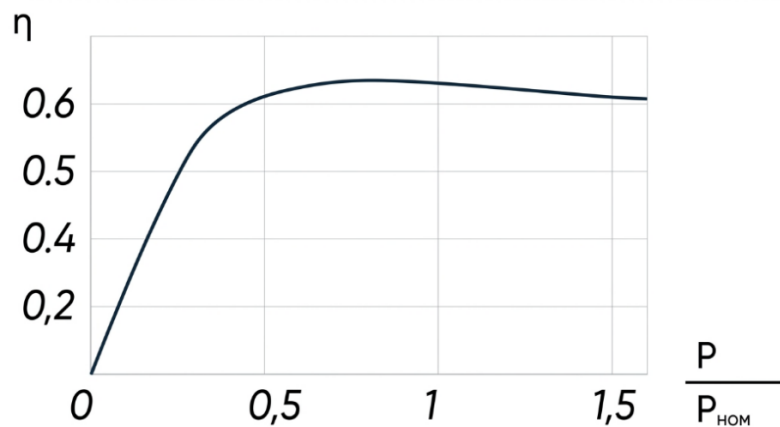


Рисунок 2.6.1 – Залежність ККД асинхронного двигуна від завантаження

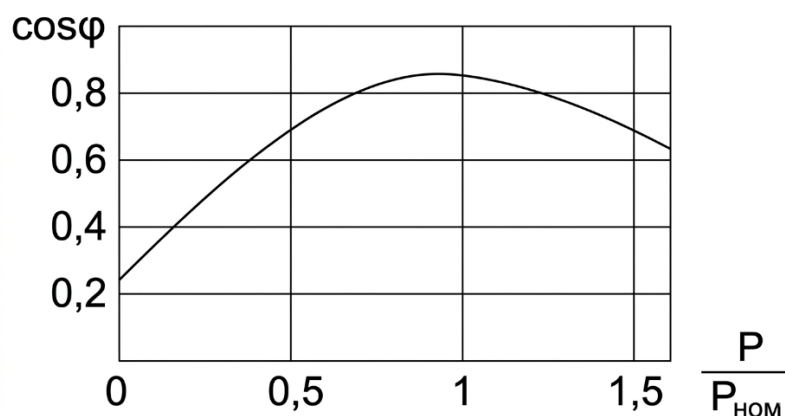


Рисунок 2.6.2 – Залежність коефіцієнта потужності асинхронного двигуна від його завантаження

Іншим способом розв'язання задачі зменшення втрат за малого завантаження двигуна є зміна схеми з'єднання обмоток статора асинхронного двигуна.

Для з'єднання обмоток двигуна за схемою «зірка» усі кінці фаз підключені електрично в одну точку, а всі початки фаз приєднані до фаз мережі. Для схеми з'єднання «зірка» лінійні та фазні струми рівні, а між фазними та лінійними напругами існує співвідношення  $U_{\phi} = U_{\text{лін}}/\sqrt{3}$  (рисунок 2.6.3).

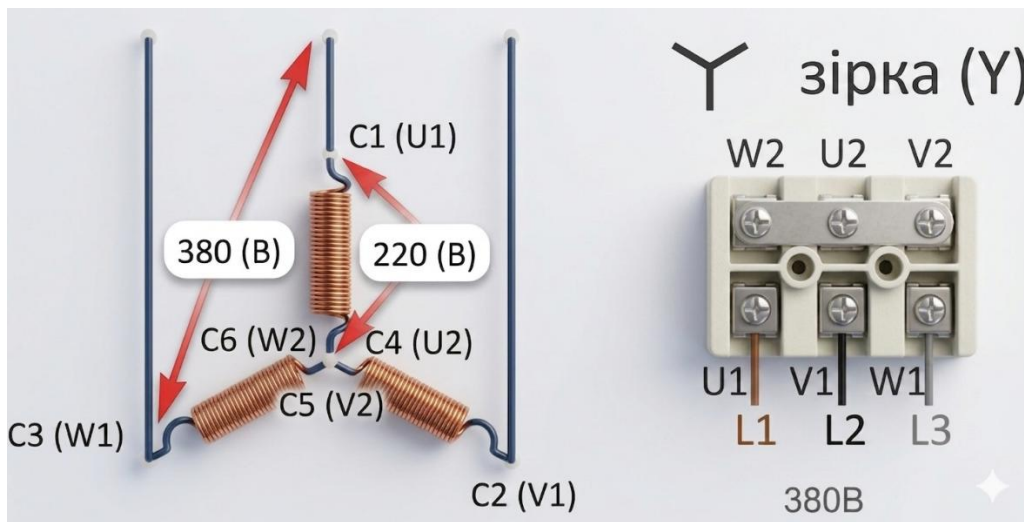


Рисунок 2.6.3 – Схема з'єднання обмоток «зірка»

Перевага з'єднання за схемою «зірка»:

- 1) більш плавний запуск асинхронного двигуна;
- 2) стійкий і тривалий безупинний режим роботи двигуна, робота із заявленою в паспорті номінальною потужністю;
- 3) електродвигун буде мати нормальний робочий режим за різних ситуацій: для високих короточасних навантажень, тривалих незначних навантажень;
- 4) з експлуатацією корпус електродвигуна не перегріється.

З'єднуючи обмотки двигуна за схемою «трикутник», кінці обмоток не об'єднують в одну точку, а з'єднують з іншою обмоткою: початок першої фази з'єднують із кінцем другої, початок другої – із кінцем третьої, початок третьої - кінцем першої (рисунок 2.6.4). Тобто отримують схему, схожу на трикутник, і з'єднання обмоток у ній послідовне – один з одним. Включити обмотки в трикутник можна лише у трипровідній системі, оскільки загальна точка відсутня. Для схеми з'єднання «трикутник» лінійні  $U$ , фазні  $U_{\phi}$  напруги рівні, а між фазними та лінійними струмами існує співвідношення  $I_{\phi} = I_{\text{лін}}/\sqrt{3}$ .

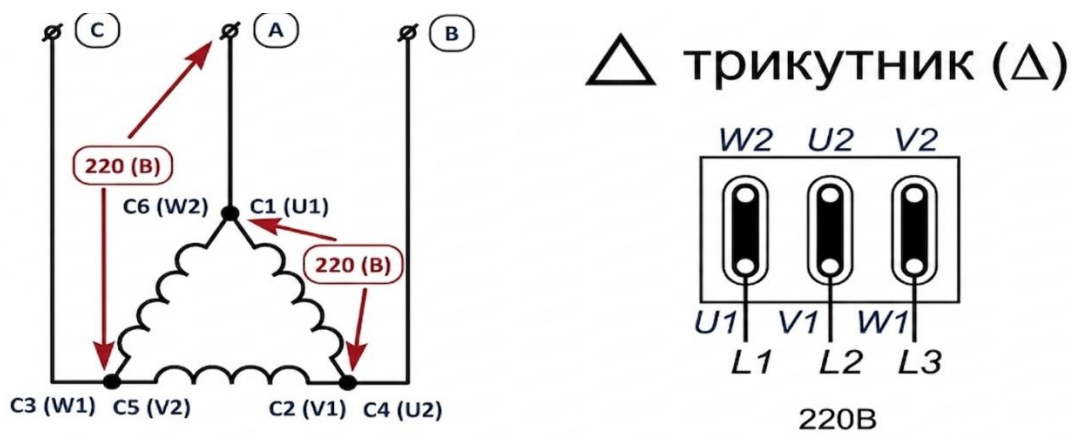


Рисунок 2.6.4 – Схема з'єднання обмоток «трикутник»

Перевага з'єднання за схемою «трикутник»:

- 1) отримання електродвигуна найбільшої можливої потужності;
- 2) підвищений крутний момент;
- 3) великі тягові зусилля.

Недоліки:

- 1) підвищений пусковий струм;
- 2) за тривалої роботи двигун дуже нагрівається.

Розглянемо, як змінюються величини струмів зі зміною схеми з'єднання. Припустимо, спочатку обмотки двигуна були з'єднані за схемою «трикутник»:

$$S_{\Delta} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I, \quad (2.6.1)$$

де  $U$  – напруга мережі (для такої схеми з'єднання лінійні та фазні напруги рівні);

$I$  – лінійний струм, А.

Потім схему з'єднання обмоток двигуна змінюємо на «зірка». У цьому випадку на обмотку двигуна подана не лінійна, а фазна напруга. Крім того, через обмотку відбувається фазний струм. Отже,

$$S_Y = \sqrt{3} \cdot \frac{U}{\sqrt{3}} \cdot \frac{I}{\sqrt{3}} = \frac{S_{\Delta}}{3}. \quad (2.6.2)$$

## 2.6.2 Вказівки для проведення експерименту на стенді

1 Переконайтеся, що пристрої, які використані в експерименті, відключені від електромережі.

2 З'єднати гнізда захисного заземлення пристроїв, що використані в експерименті, із гніздом «РЕ» однофазного джерела живлення G1.

3 З'єднати апаратуру відповідно до схеми електричної з'єднання (рисунок 2.6.5).

4 Вимкнути (якщо ввімкнено) вимикач A1.

5 Встановити перемикачами бажані параметри навантажень A4, A5 і A12, наприклад 50 %.

6 Встановити перемикач A14 у положення «А».

7 Увімкнути джерела G1 і G2.

8 Увімкнути вимикачі «МЕРЕЖА» блоків, задіяних в експерименті.

9 Активізувати використовувані мультиметри.

10 У перетворювачі частоти G6 кнопками «ВИБІР РЯДКИ / СТОРІНКИ НА ДИСПЛЕЇ» вибрати режим роботи «Експеримент № 1: Дослідження режимів роботи асинхронного двигуна».

11 Кнопкою «ВИБІР ІНФОРМАЦІЇ НА ДИСПЛЕЇ» вибрати «МАСИВ ЗМІНЮВАНИХ ПАРАМЕТРІВ», далі кнопками «ВИБІР РЯДКИ / СТОРІНКИ НА ДИСПЛЕЇ» і «ЗМІНА ЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРА» вибрати такі параметри: швидкість, Вихід 2 – швидкість, керування – ручне.

12 Кнопкою «ВИБІР ІНФОРМАЦІЇ НА ДИСПЛЕЇ» вибрати «МАСИВ КОНТРОЛЬОВАНИХ ПАРАМЕТРІВ».

13 Повертаючи регульовальну рукоятку, встановити задавання швидкості обертання магнітного поля двигуна M1, наприклад 157 рад/с (відповідає 1500 об/хв/50 Гц). Натиснути кнопку «ВПЕРЕД» і переконайтеся, що електродвигун M1 почав обертатися, і на дисплеї перетворювача G3 після завершення розгону двигуна M1 відображена швидкість обертання його магнітного поля – 157 рад/с.

- 14 Увімкнути вимикач А1.
- 15 За допомогою мультиметрів, ввімкнених як вольтметр і амперметр, блока Р1 виміряти напругу  $U_a$  і  $I_a$  струм статорної обмотки генератора G4.
- 16 За допомогою вимірювача Р2 виміряти величини споживаних однією фазою двигуна М1 активної  $P_{11}$  і реактивної  $Q_{11}$  потужностей.
- 17 Натиснути кнопку «СТОП» на блоці 217.1.
- 18 Після зупинки двигуна перевести перемикач А14 у положення «Y» і повторити раніше виконані вимірювання.
- 19 Повторити вимірювання.
- 20 Після завершення експерименту вимкнути вимикач А1, вимикачі «МЕРЕЖА» блоків, задіяних в експерименті, джерела G1 і G2.
- 21 Для кожної серії вимірювань, використовуючи отримані дані, обчислити значення корисної активної потужності  $P_2$ , повних споживаних із мережі активної  $P_1$  і реактивної  $Q_1$  потужностей і потім шуканих коефіцієнта корисної дії  $\eta$ , коефіцієнта потужності  $\cos$  асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором за формулами

$$P_2 = U_a \cdot I_a + 65 \cdot I_a^2, \quad (2.6.3)$$

$$P_1 = 3 \cdot P_{11}, \quad (2.6.4)$$

$$Q_1 = 3 \cdot Q_{11}, \quad (2.6.5)$$

$$\eta = P_2 / P_1 \cdot 100\%, \quad (2.6.6)$$

$$\cos \varphi = P_1 / \sqrt{(P_1^2 + Q_1^2)}. \quad (2.6.7)$$

- 22 Після порівняння отриманих результатів зробити висновок про вплив перемикання обмоток малонавантаженого асинхронного двигуна зі

схеми «трикутник» на схему «зірка» на його коефіцієнт корисної дії і коефіцієнт потужності.

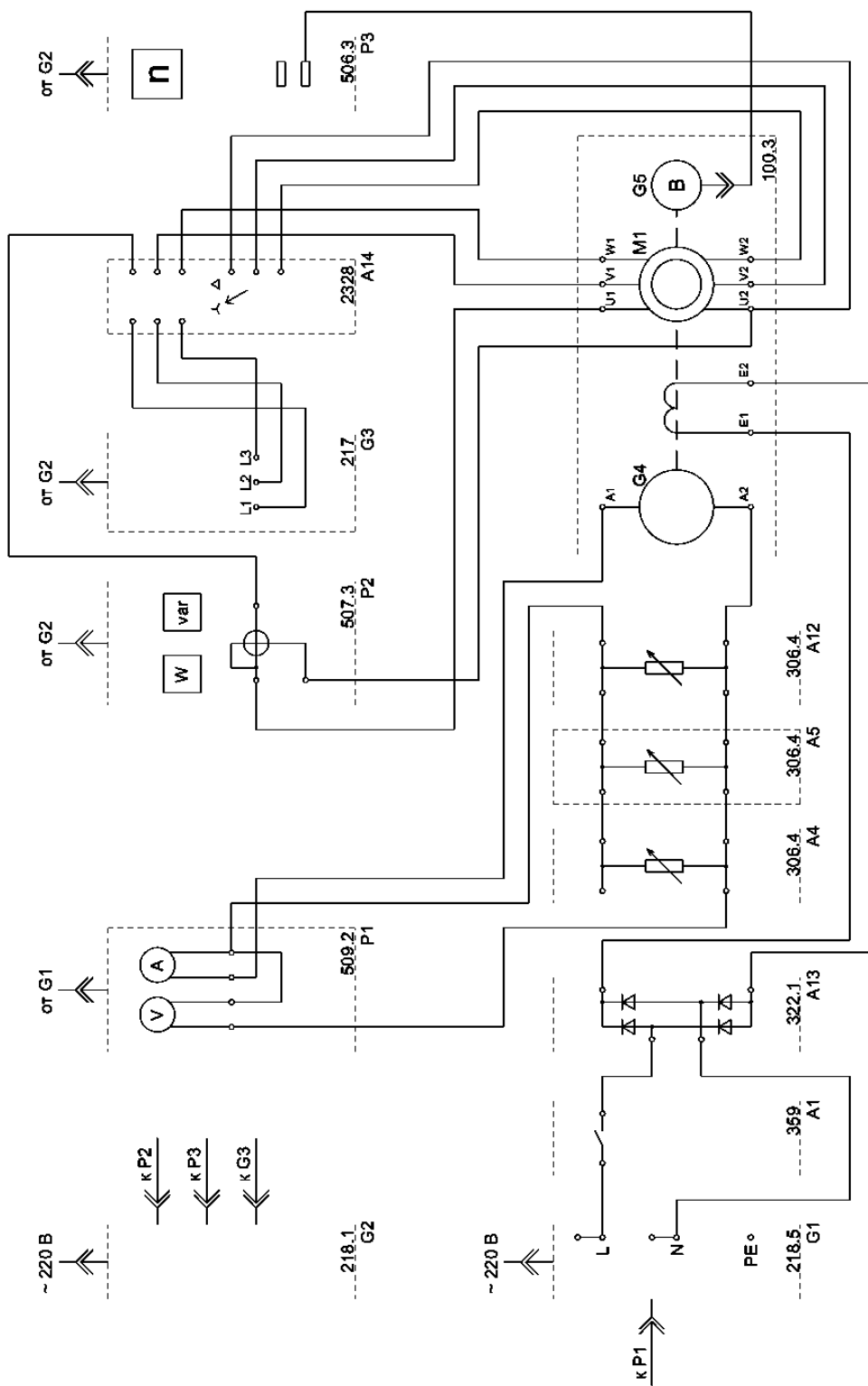


Рисунок 2.6.5 – Електрична схема з'єднань

### 2.6.3 Опис симуляції

Симуляція відтворює дослід з асинхронним двигуном М1 із короткозамкненим ротором, де перемикач А14 дає змогу перемикати схему з'єднання обмоток статора між «трикутник» ( $\Delta$ ) і «зірка» (Y) (таблиці 2.6.1, 2.6.2). Результати записати в таблицю 2.6.3.

Таблиця 2.6.1 – Елементи керування симуляції лабораторної роботи 6

Елемент керування	Що робить / на що впливає
Перемикач А14: Трикутник ( $\Delta$ )	На кожен обмотку подана лінійна напруга (220 В для $U_{\text{лін}} = 380$ В)
Перемикач А14: Зірка (Y)	На кожен обмотку подана фазна напруга (127 В). Потужність зменшується в три рази
Номінальна потужність $R_{\text{ном}}$ , Вт	Повзунок 100–3000 Вт. Паспортна потужність двигуна М1
Завантаження двигуна, %	Повзунок 5–120 %. Поточний рівень механічного навантаження на валу
$U_a$ , В	Повзунок 1–30 В. Напруга якоря генератора G4 (вимірювач P1)
$I_a$ , А	Повзунок 0,1–5 А. Струм якоря генератора G4

Таблиця 2.6.2 – Показники, що відображені в симуляції

Показник	Опис
$P_{11}$ , Вт	Активна потужність, споживана однією фазою двигуна (вимірювач P2)
$P_1 = 3 \cdot P_{11}$ , Вт	Загальна споживана активна потужність
$P_2$ корисна, Вт	Корисна потужність на валу: $P_2 = U_a \cdot I_a + 65 \cdot I_a^2$
$Q_1 = 3 \cdot Q_{11}$ , вар	Загальна реактивна потужність
$\eta$ ККД, %	Коефіцієнт корисної дії: $\eta = P_2/P_1 \times 100\%$
$\cos \varphi$	Коефіцієнт потужності: $\cos \varphi = P_1/\sqrt{(P_1^2+Q_1^2)}$

Графік  $\eta$  і  $\cos\varphi$  від завантаження: статичний графік відображає чотири криві залежно від рівня завантаження (5–120 %):  $\eta$  і  $\cos\varphi$  для схем Y і  $\Delta$ . Допомагає наочно визначити, для якого завантаження доцільне перемикання  $\Delta \rightarrow Y$ .

#### Порядок виконання роботи

- 1 Встановити перемикач A14 у положення « $\Delta$ » (трикутник) або встановити схему  $\Delta$  у симуляції.
- 2 Встановити потужність електродвигуна  $P_{ном}$ , відсоток завантаження,  $U_a$ ,  $I_a$  за варіантом із таблиці 2.6.4.
- 3 Встановити потрібне завантаження та зафіксувати  $P_{11}$ ,  $Q_{11}$ ,  $U_a$ ,  $I_a$ .
- 4 Обчислити  $P_2$ ,  $P_1$ ,  $Q_1$ ,  $\eta$ ,  $\cos\varphi$  за формулами (2.6.3)-(2.6.7).
- 5 Перемкнути A14 у положення «Y» (зірка) і повторити вимірювання і розрахунки.
- 6 Записати результати вимірювань у таблицю 2.6.3.
- 7 Порівняти  $\eta$  і  $\cos\varphi$  для двох схем. Зробити висновок про доцільність перемикання для такого рівня завантаження.

#### Рекомендації для вибору схеми з'єднання:

- завантаження  $< 45\%$  — рекомендована схема Y;
- завантаження 45–70 % — потрібне техніко-економічне обґрунтування;
- завантаження  $> 70\%$  — рекомендовано залишити схему  $\Delta$ .

#### Вимоги щодо оформлення звіту

- 1 Титульний аркуш із зазначенням назви роботи, номера групи, прізвища здобувача і дати виконання.
- 2 Назва та мета роботи: визначити схему з'єднання обмоток малонавантаженого асинхронного двигуна, за якої забезпечено найбільший ККД.

- 3 Короткі теоретичні відомості:
- причини виникнення додаткових втрат у малонавантажених двигунах;
  - опис схем з'єднання обмоток «зірка» і «трикутник» із поясненням співвідношень між фазними та лінійними напругами і струмами;
  - обґрунтування доцільності перемикання  $\Delta \rightarrow Y$  залежно від рівня завантаження двигуна (до 45 % / 45–70 % / понад 70 %).
- 4 Схеми з'єднання обмоток — рисунки або схеми підключення для «зірка» і «трикутник» із позначенням клем U1, V1, W1, U2, V2, W2.
- 5 Розрахункова частина за варіантом.
- 6 Висновки, у яких зазначити:
- яка схема забезпечує більший ККД і коефіцієнт потужності для заданого рівня завантаження;
  - чи є доцільним перемикання  $\Delta \rightarrow Y$  для конкретного варіанта та чому;
  - на скільки відсотків змінилися  $\eta$  і  $\cos\phi$  із перемиканням.

Таблиця 2.6.3 – Заповнення результатів

Показник	Схема 1 (варіант): $\Delta$	Схема 2 (порівняння): Y
$P_{11}$ , Вт		
$Q_{11}$ , вар		
$P_1 = 3 \cdot P_{11}$ , Вт		
$Q_1 = 3 \cdot Q_{11}$ , вар		
$P_2 = U_a \cdot I_a + 65 \cdot I_a^2$ , Вт		
$\eta = P_2/P_1 \times 100\%$ , %		
$\cos\phi = P_1/\sqrt{(P_1^2+Q_1^2)}$		
Висновок (яка схема краща?)		

## Контрольні запитання

- 1 Із яких причин двигун може виявитися недовантаженим?
- 2 Які дії необхідно зробити з неповним завантаженням двигуна?
- 3 Схема з'єднання обмоток двигуна «зірка»: переваги і недоліки.
- 4 Схема з'єднання обмоток двигуна «трикутник»: переваги і недоліки.
- 5 За рахунок чого знижена споживана потужність двигуна зі зміною схеми з'єднання його обмоток?

Таблиця 2.6.4 – Вихідні дані для лабораторної роботи 6

Варіант	Рном, Вт	Заванта- ження, %	Ua, В	Ia, А	Схема (А14)	Схема 2 (порівняння)
1	2	3	4	5	6	7
1	370	20 %	8	0.8	Δ (трикутник)	Υ (зірка)
2	550	25 %	9	0.9	Υ (зірка)	Δ (трикутник)
3	750	30 %	10	1.0	Δ (трикутник)	Υ (зірка)
4	1100	35 %	11	1.1	Υ (зірка)	Δ (трикутник)
5	1500	40 %	12	1.2	Δ (трикутник)	Υ (зірка)
6	2200	45 %	13	1.3	Υ (зірка)	Δ (трикутник)
7	370	50 %	14	1.4	Δ (трикутник)	Υ (зірка)
8	550	55 %	15	1.5	Υ (зірка)	Δ (трикутник)
9	750	60 %	8	1.6	Δ (трикутник)	Υ (зірка)
10	1100	65 %	9	1.7	Υ (зірка)	Δ (трикутник)

Продовження таблиці 2.6.4

1	2	3	4	5	6	7
11	1500	70 %	10	1.8	Δ (трикутник)	Υ (зірка)
12	2200	75 %	11	1.9	Υ (зірка)	Δ (трикутник)
13	370	80 %	12	2.0	Δ (трикутник)	Υ (зірка)
14	550	25 %	13	0.8	Υ (зірка)	Δ (трикутник)
15	750	30 %	14	0.9	Δ (трикутник)	Υ (зірка)
16	1100	35 %	15	1.0	Υ (зірка)	Δ (трикутник)
17	1500	40 %	8	1.1	Δ (трикутник)	Υ (зірка)
18	2200	45 %	9	1.2	Υ (зірка)	Δ (трикутник)
19	370	20 %	10	1.3	Δ (трикутник)	Υ (зірка)
20	550	55 %	11	1.4	Υ (зірка)	Δ (трикутник)
21	750	60 %	12	1.5	Δ (трикутник)	Υ (зірка)
22	1100	65 %	13	1.6	Υ (зірка)	Δ (трикутник)
23	1500	70 %	14	1.7	Δ (трикутник)	Υ (зірка)
24	2200	35 %	15	1.8	Υ (зірка)	Δ (трикутник)
25	370	50 %	8	1.9	Δ (трикутник)	Υ (зірка)

## Лабораторна робота 7. Дослідження типових схем розкрадання в електричних мережах низької напруги

**Мета роботи:** вивчити схеми підключення електричних лічильників, за яких можливе розкрадання електричної енергії, оцінити можливі обсяги розкрадання, зробити висновки.

### 2.7.1 Короткі теоретичні відомості

До основних способів розкрадання електроенергії відносять несанкціоноване підключення до електричної мережі; втручання в роботу приладу обліку споживання (магніти, «жучки»); порушення схеми підключення пристрою обліку споживача.

Методи боротьби з розкраданням поділяють на аналітичні (непрямі) і практичні. До аналітичних методів належать систематичне звіряння показань загальних лічильників; виявлення аномальних показань; використання технології АСКУЕ; контроль навантаження за допомогою струмознімальних кліщів.

До практичних методів належать використання антимагнітної пломби; перевірка відповідності схеми з'єднань за допомогою вольтамперфазометра; контроль навантаження на загальнобудинкових лініях; візуальний контроль приладів обліку.

Відносне значення недоврахованої (викраденої) електричної енергії:

$$K_x = (1 - W/W_n) \cdot 100\%, \quad \% \quad (2.7.1)$$

де  $W$  — показання лічильника для аномальної схеми підключення;

$W_n$  — фактична спожита енергія (для нормальної схеми). Для обертання диска лічильника у зворотному напрямку  $W = 0$ .

## 2.7.2 Схеми підключення лічильника електричної енергії на стенді

2.7.2.1 Підключення однофазного індукційного лічильника електричної енергії СО-І4491М (рисунок 2.7.1).

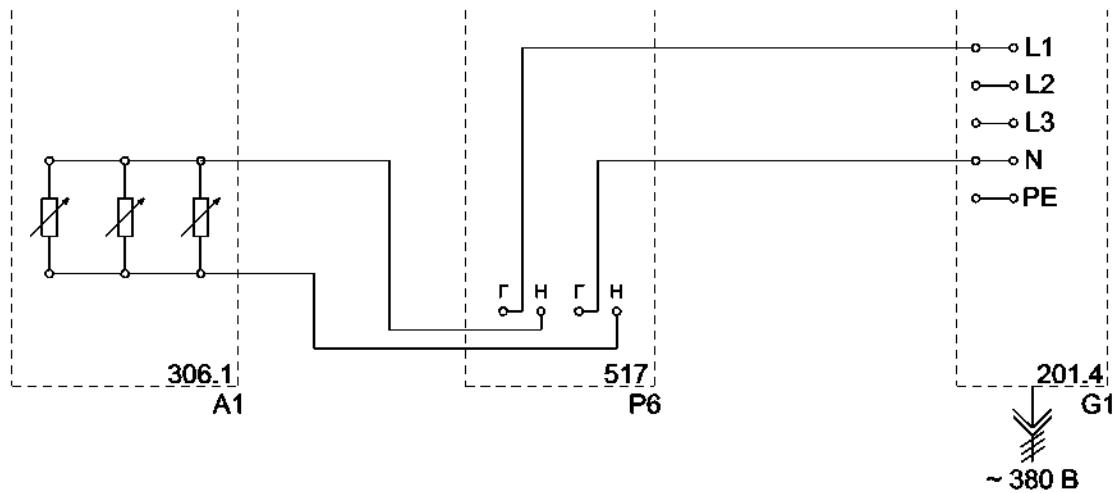


Рисунок 2.7.1 – Електрична схема з'єднань

2.7.2.2 Моделювання ненормальних схем підключення однофазного індукційного лічильника СО-І4491 М та оцінювання недоврахованої ним електроенергії (рисунок 2.7.2-2.7.8).

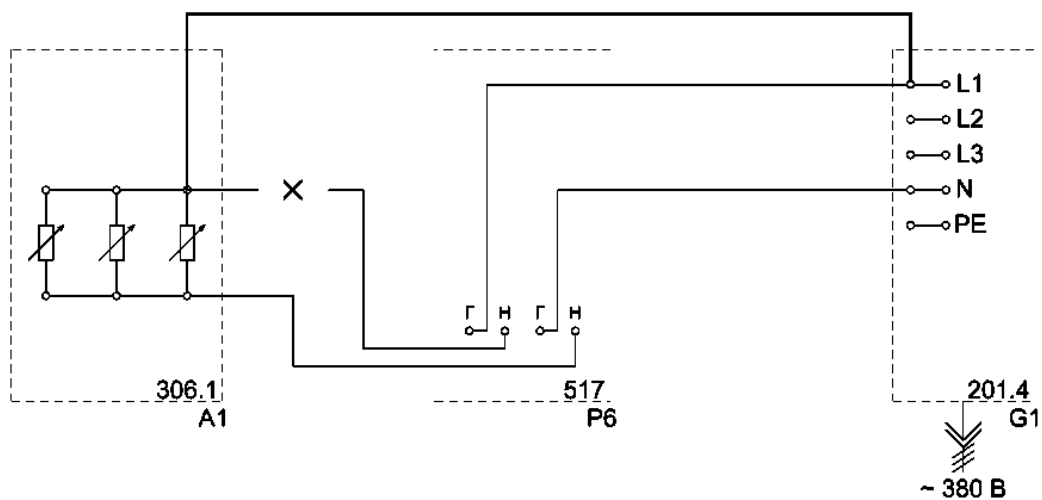


Рисунок 2.7.2 – Схема з обриваним струмовим колом

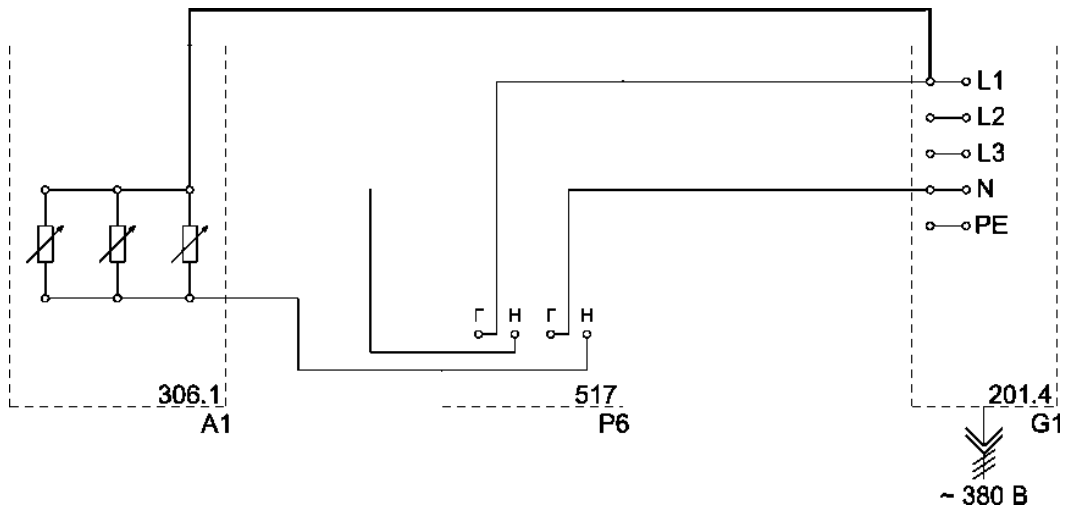


Рисунок 2.7.3 – Схема із шунтом у струмовому колі

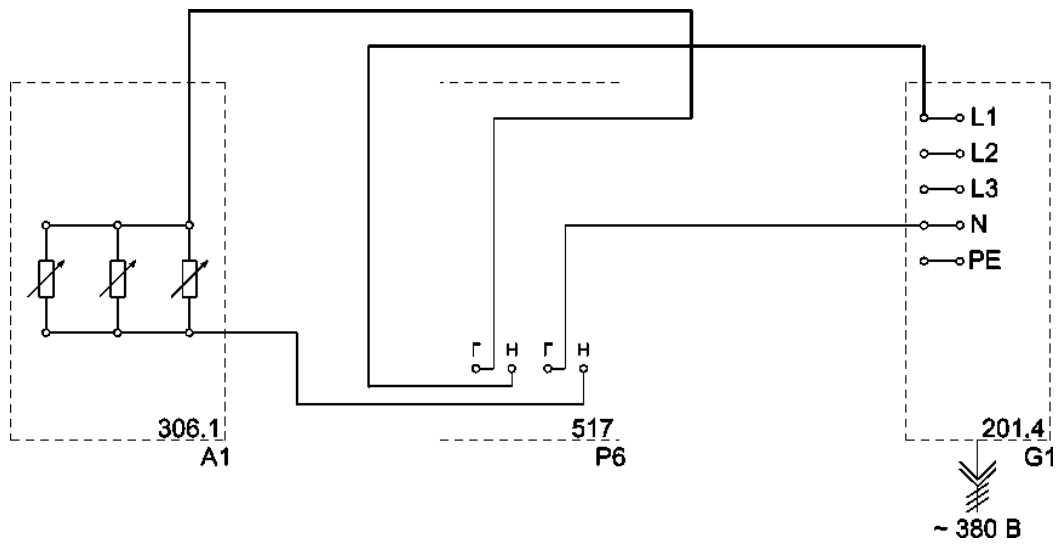


Рисунок 2.7.4 – Схема зі зворотним ввімкненням струмового кола

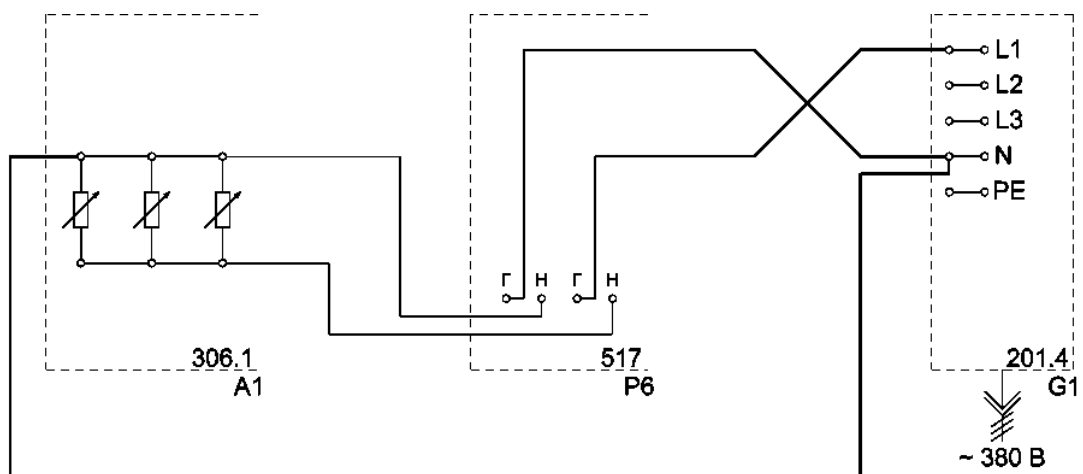


Рисунок 2.7.5 – Схема з переключеним фазним і нульовим провідниками

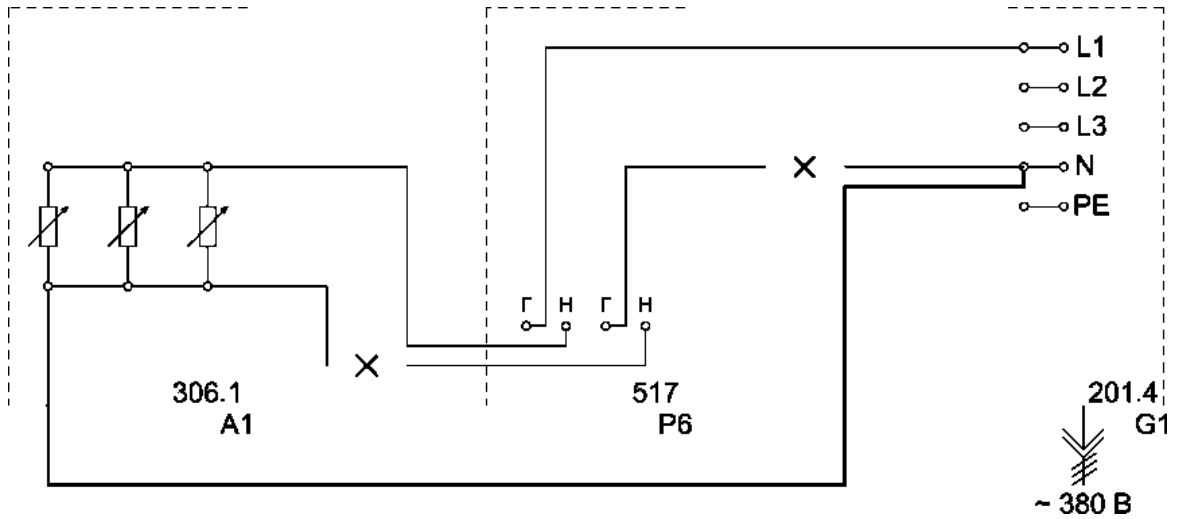


Рисунок 2.7.6 – Схема з обірваним колом напруги

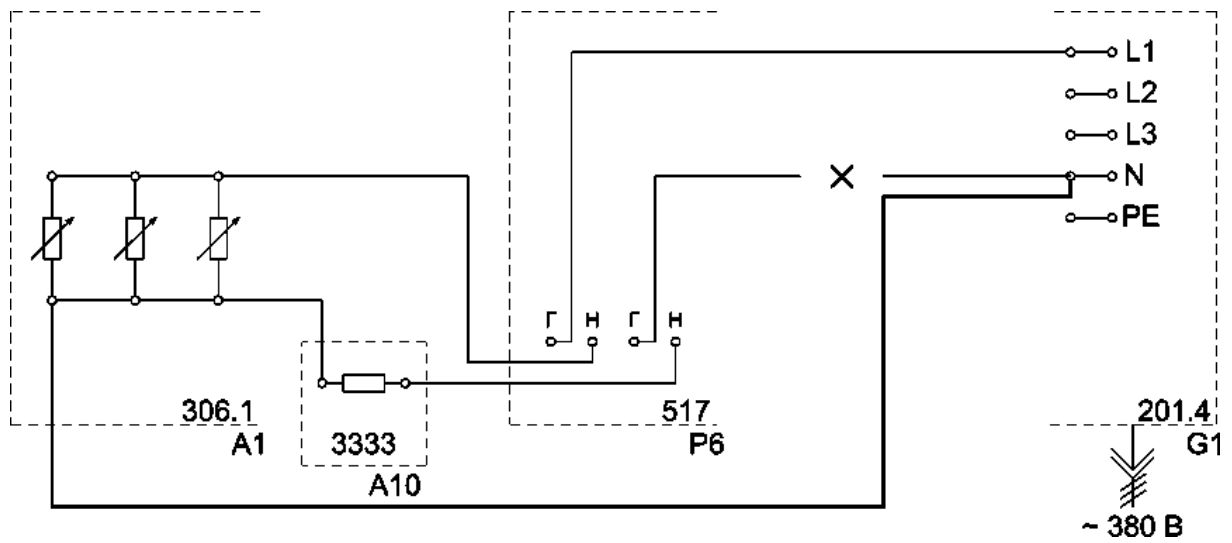


Рисунок 2.7.7 – Схема з увімкненим струмообмежувальним резистором у колі напруги

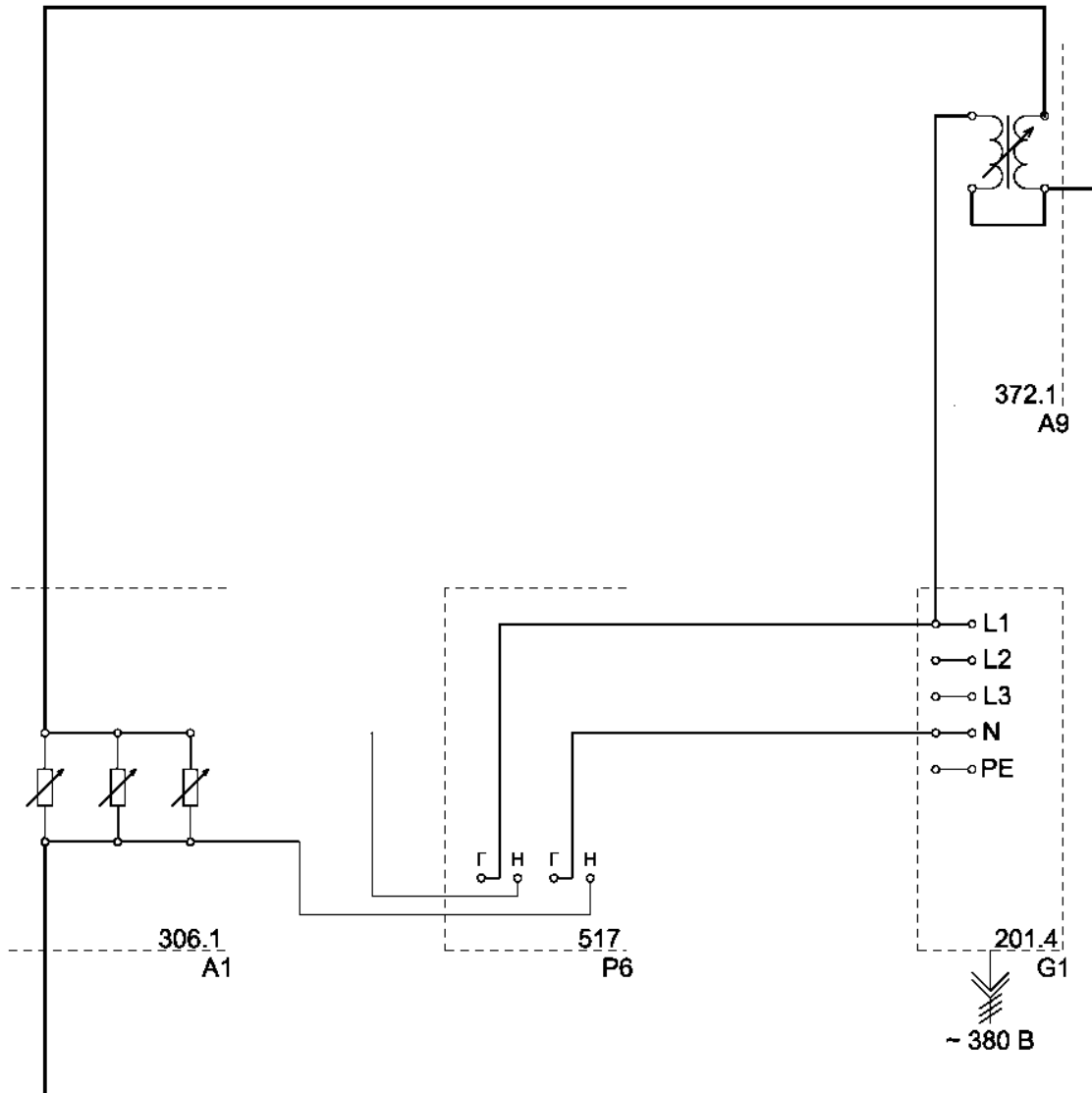


Рисунок 2.7.8 – Схема з увімкненим відмотувальним трансформатором

### 2.7.3 Опис симуляції

Симуляція відтворює стенд «Облік електричної енергії» з однофазним індукційним лічильником Р6 або статичним лічильником Р1. Моделюють нормальну та сім аномальних схем підключення (таблиці 2.7.1, 2.7.2). Результати записати в таблицю 2.7.3.

Таблиця 2.7.1 – Схеми підключення та їхній вплив на облік електроенергії

Схема підключення	Особливість	Стан диска	Kx, %
Нормальна (рисунок 2.7.1)	Правильне підключення	Праворуч	0
Обрив струмового кола (рисунок 2.7.2)	Розрив у струмовому колі	Стоїть	100
Шунт у струмовому колі (рисунок 2.7.3)	Паралельний шунт обходить обмотку	Праворуч (повільно)	≈70
Зворотне ввімкнення струму (рисунок 2.7.4)	Струмове коло у зворотному напрямку	Ліворуч (W = 0)	100
Зміна фаза/нуль (рисунок 2.7.5)	Фазний і нульовий провідники переплутані	Стоїть	100
Обрив кола напруги (рисунок 2.7.6)	Розрив у колі напруги	Стоїть	100
Резистор у колі напруги (рисунок 2.7.7)	Послідовний резистор знижує напругу	Праворуч (повільно)	≈88
Відмотувальний трансформатор (рисунок 2.7.8)	Трансформатор із $k < 1$ знижує напругу	Праворуч (повільно)	≈95

Таблиця 2.7.2 – Елементи керування симуляції лабораторної роботи 7

Елемент керування	Що робить / на що впливає
Потужність навантаження $A_1$ , Вт	Повзунок 10–200 Вт. Номінальна потужність активного навантаження
Тривалість досліду, хв	Повзунок 5–30 хв. Час спостереження (у реальному досліді — 10 хв)
Кнопки вибору схеми	Вісім кнопок відповідають схемам рисунків 2.7.2–2.7.8. Зелена — нормальна схема

### Порядок виконання

1 Знайти свій варіант у таблиці індивідуальних завдань (таблиця 2.7.4).

2 Задати потужність навантаження  $A_1$  і час досліду згідно з варіантом.

3 Вибрати «Нормальна» схема → зафіксувати  $W_n$  (фактична енергія) — базовий дослід.

4 Вибрати схему 1 вашого варіанта → зафіксувати  $W$  лічильника і стан диска.

5 Обчислити  $K_x$  за формулою (2.7.1). Визначити місячний збиток.

6 Вибрати схему 2 вашого варіанта → повторити кроки 4–5.

7 Порівняти  $K_x$  для двох схем за порівняльною гістограмою симуляції.

8 Записати результати в таблицю 2.7.3.

9 Зробити висновок, яка схема є найбільш «ефективним» способом розкрадання і чому.

Увага! Схема на рисунку 2.7.7 (резистор у колі напруги) — на реальному стенді резистор сильно нагрівається. У симуляції цей ефект не відтворено. У реальності — покласти резистор на горизонтальну поверхню та зачекати охолодження після досліду!

Примітка – порівняльна гістограма внизу симуляції відображає  $K_x$  для всіх восьми схем одночасно та оновлюється зі зміною потужності навантаження.

Таблиця 2.7.3 – Результати дослідження

Показник	Схема 1 (варіант): _____	Схема 2 (порівняння): _____
Потужність навантаження $A_1$ , Вт		
Тривалість досліду $T$ , хв		
$W_H$ (нормальна схема), кВт·год		
$W$ лічильника, кВт·год		
Стан диска / LED		
$K_x = (1 - W/W_H) \times 100\%$ , %		
Збиток за місяць (720 год), кВт·год		
Найбільш «ефективна» схема розкрадання		

### Вимоги щодо оформлення звіту

Звіт має містити титульний аркуш; назву та мету лабораторної роботи; основні теоретичні відомості про класифікацію лічильників електроенергії, принцип їхньої роботи і способи розкрадання; розрахункову частину та висновок про найбільш «ефективний» спосіб розкрадання електроенергії.

## Контрольні запитання

- 1 Наведіть основні способи розкрадання електричної енергії.
- 2 Перерахуйте основні способи боротьби з розкраданням електричної енергії.
- 3 За рахунок яких фізичних процесів зменшуються показання лічильника зі зворотним ввімкненням струмового кола?
- 4 За рахунок яких фізичних процесів зменшуються показання лічильника з обривом кіл напруги?
- 5 За рахунок яких фізичних процесів зменшуються показання лічильника з перемиканням фазного та нульового провідників?
- 6 За рахунок яких фізичних процесів зменшуються показання лічильника з використанням відмотувального трансформатора?

Таблиця 2.7.4 – Вихідні дані для лабораторної роботи 7

Варіант	Р нав., Вт	Час, хв	Схема 1 (дослід)	Схема 2 (порівняння)
1	40 Вт (80 %)	10 хв	Нормальна	Зворотне ввімкнення струму
2	35 Вт (80 %)	10 хв	Обрив струмового кола	Зміна фаза/нуль
3	45 Вт (80 %)	10 хв	Шунт у струмовому колі	Обрив кола напруги
4	50 Вт (80 %)	10 хв	Зворотне ввімкнення струму	Резистор у колі напруги
5	60 Вт (80 %)	15 хв	Зміна фаза/нуль	Відмотувальний трансформатор
6	65 Вт (80 %)	15 хв	Обрив кола напруги	Нормальна
7	70 Вт (80 %)	15 хв	Резистор у колі напруги	Обрив струмового кола
8	75 Вт (80 %)	15 хв	Відмотувальний трансформатор	Шунт у струмовому колі
9	80 Вт (80 %)	10 хв	Обрив струмового кола	Обрив кола напруги

Продовження таблиці 2.7.4

1	2	3	4	5
10	85 Вт (80 %)	10 хв	Шунт у струмовому колі	Резистор у колі напруги
11	90 Вт (80 %)	10 хв	Зворотне ввімкнення струму	Відмотувальний трансформатор
12	95 Вт (80 %)	10 хв	Зміна фаза/нуль	Нормальна
13	100 Вт (80 %)	15 хв	Обрив кола напруги	Обрив струмового кола
14	105 Вт (80 %)	15 хв	Резистор у колі напруги	Шунт у струмовому колі
15	110 Вт (80 %)	15 хв	Відмотувальний трансформатор	Зворотне ввімкнення струму
16	115 Вт (80 %)	15 хв	Нормальна	Зміна фаза/нуль
17	120 Вт (80 %)	10 хв	Шунт у струмовому колі	Резистор у колі напруги
18	125 Вт (80 %)	10 хв	Зворотне ввімкнення струму	Відмотувальний трансформатор
19	130 Вт (80 %)	10 хв	Зміна фаза/нуль	Нормальна
20	135 Вт (80 %)	10 хв	Обрив кола напруги	Обрив струмового кола
21	140 Вт (80 %)	15 хв	Резистор у колі напруги	Шунт у струмовому колі
22	145 Вт (80 %)	15 хв	Відмотувальний трансформатор	Зворотне ввімкнення струму
23	150Вт (80 %)	15 хв	Нормальна	Зміна фаза/нуль
24	155 Вт (80 %)	15 хв	Обрив струмового кола	Обрив кола напруги
25	200 Вт (80 %)	10 хв	Зворотне ввімкнення струму	Резистор у колі напруги

## 3 ПРАКТИЧНІ РОБОТИ

### 3.1 Енергозбереження в системі електропостачання (компенсація реактивної потужності)

#### *Теоретична частина*

Енергозбереження в системах електропостачання насамперед пов'язане зі зниженням струмів у мережі та відповідних втрат потужності в елементах мережі (кабелях, шинах, трансформаторах). Значну частку цих втрат формують перетоки реактивної потужності, які не виконують корисної роботи, але завантажують обладнання і збільшують втрати типу  $I^2R$ .

За низького коефіцієнта потужності (наприклад 0,6–0,7) повна потужність, що протікає через лінії й трансформатори, істотно перевищує корисну активну потужність навантаження. Це призводить до підвищених втрат електроенергії в мережі, необхідності встановлення більш потужних трансформаторів і апаратури, зниження напруги на шинах споживача.

Одним із найпростіших та економічно ефективних заходів є компенсація реактивної потужності за допомогою батарей конденсаторів чи тиристорних установок компенсації. Після підключення УКРП частина реактивної потужності генерована локально, коефіцієнт потужності наближається до 0,9–0,95, струм у лінії зменшується, а разом із ним втрати потужності та річне споживання електроенергії.

У трифазних електричних мережах повну потужність споживача визначають формулою

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (3.1.1)$$

де  $P$  – активна потужність, кВт;

$Q$  – реактивна потужність, кВАр;

$S$  – повна потужність, кВА.

Коефіцієнт потужності

$$\cos \varphi = P / S. \quad (3.1.2)$$

Повна потужність перед і після компенсації

$$S_1 = P / \cos \varphi_1, \quad (3.1.3)$$

$$S_2 = P / \cos \varphi_2, \quad (3.1.4)$$

Реактивна потужність перед та після компенсації

$$Q_1 = \sqrt{(S_1^2 - P^2)}, \quad (3.1.5)$$

$$Q_2 = \sqrt{(S_2^2 - P^2)}. \quad (3.1.6)$$

Необхідна потужність батареї конденсаторів

$$Q_c = Q_1 - Q_2. \quad (3.1.7)$$

Струм у трифазній мережі з лінійною напругою U

$$I = S / (\sqrt{3} \cdot U), \quad (3.1.8)$$

де U – лінійна напруга, кВ.

Втрати потужності в лінії

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R, \quad (3.1.9)$$

де R – опір фази лінії, Ом.

## Економія потужності та енергії

$$\Delta P_{ек} = \Delta P_1 - \Delta P_2, \quad (3.1.10)$$

$$\Delta W = \Delta P_{ек} \cdot t, \quad (3.1.11)$$

де  $t$  – час роботи, год/р.

## Економічний ефект і термін окупності

$$E_{грн} = \Delta W \cdot C_{ен}, \quad (3.1.12)$$

$$T_{ок} = C_c / E_{грн}, \quad (3.1.13)$$

де  $C_{ен}$  – тариф на електроенергію, грн/(кВт·год);

$C_c$  – вартість батареї конденсаторів, грн.

### *Умова задачі (приклад розв'язання)*

Промислове навантаження споживає  $P = 400$  кВт для  $U = 10$  кВ і  $\cos \varphi_1 = 0,75$ . Потрібно підвищити коефіцієнт потужності до  $\cos \varphi_2 = 0,93$ . Опір фази лінії  $R = 0,2$  Ом, час роботи  $t = 4000$  год/р., тариф  $C_{ен} = 4,0$  грн/(кВт·год), вартість батареї конденсаторів  $C_c = 120000$  грн.

### *Розв'язання*

1 Повна потужність перед компенсацією за формулою (3.1.3)

$$S_1 = 400 / 0,75 = 533,33 \text{ кВА.}$$

2 Реактивна потужність перед компенсацією за формулою (3.1.5)

$$Q_1 = \sqrt{(533,33^2 - 400^2)} \approx 355,6 \text{ кВАр.}$$

3 Повна потужність після компенсації за формулою (3.1.4)

$$S_2 = 400 / 0,93 \approx 430,11 \text{ кВА.}$$

4 Реактивна потужність після компенсації за формулою (3.1.6)

$$Q_2 = \sqrt{(430,11^2 - 400^2)} \approx 181,2 \text{ кВАр.}$$

5 Потужність батареї конденсаторів за формулою (3.1.7)

$$Q_c = 355,6 - 181,2 \approx 174,4 \text{ кВАр.}$$

6 Струм перед компенсацією за формулою (3.1.8)

$$I_1 = 533,33 / (\sqrt{3} \cdot 10) \approx 30,8 \text{ А.}$$

7 Струм після компенсації за формулою (3.1.8)

$$I_2 = 430,11 / (\sqrt{3} \cdot 10) \approx 24,8 \text{ А.}$$

8 Втрати потужності перед і після компенсації за формулою (3.1.9)

$$\Delta P_1 = 3 \cdot 30,8^2 \cdot 0,2 \approx 0,569 \text{ кВт.}$$

$$\Delta P_2 = 3 \cdot 24,8^2 \cdot 0,2 \approx 0,369 \text{ кВт.}$$

9 Економія потужності за формулою (3.1.10)

$$\Delta P_{ек} = 0,569 - 0,369 = 0,200 \text{ кВт.}$$

10 Річна економія енергії за формулою (3.1.11)

$$\Delta W = 0,200 \cdot 4000 = 800 \text{ кВт}\cdot\text{год/р.}$$

11 Економічний ефект за формулою (3.1.12)

$$E_{\text{грн}} = 800 \cdot 4,0 = 3200 \text{ грн/р.}$$

12 Термін окупності за формулою (3.1.13)

$$\text{Ток} = 120000 / 3200 = 37,5 \text{ р.}$$

*Умова задачі (оцінювання ефективності компенсації реактивної потужності)*

На шинах 0,4 кВ працюють два двигуни. Необхідно розрахувати зниження річних втрат електроенергії в загальній лінії живлення після встановлення установки компенсації реактивної потужності (УКРП) (рисунок 3.1.1).



Рисунок 3.1.1 – Схема підключення двигунів

## Розв'язання

1 Реактивна потужність двигунів, кВАр,

$$Q = P \cdot \tan(\arccos \varphi), \quad (3.1.14)$$

де  $P$  – активна потужність двигуна, кВт;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності.

Підстановка для двигуна М1 ( $P_1 = 18,5$  кВт,  $\cos \varphi_1 = 0,89$ ):

$$Q_1 = 18,5 \cdot \tan(\arccos 0,89) = 18,5 \cdot 0,51 = 9,44 \text{ кВАр.}$$

Підстановка для двигуна М2 ( $P_2 = 11$  кВт,  $\cos \varphi_2 = 0,79$ ):

$$Q_2 = 11 \cdot \tan(\arccos 0,79) = 11 \cdot 0,77 = 8,47 \text{ кВАр.}$$

2 Повна потужність системи за формулою (3.1.1)

$$P_{\text{заг}} = 18,5 + 11 = 29,5 \text{ кВт;}$$

$$Q_{\text{заг}} = 9,44 + 8,47 = 17,91 \text{ кВАр.}$$

$$S_{\text{до}} = \sqrt{(29,5^2 + 17,91^2)} = 34,51 \text{ кВА.}$$

Після встановлення УКРП ( $Q_{\text{ку}} = 12,5$  кВАр)

$$Q_{\text{після}} = 17,91 - 12,5 = 5,41 \text{ кВАр;}$$

$$S_{\text{після}} = \sqrt{(29,5^2 + 5,41^2)} = 29,99 \text{ кВА.}$$

3 Струм у загальній лінії за формулою (3.1.8)

$$I_{\text{до}} = 34,51 / (\sqrt{3} \cdot 0,4) = 49,81 \text{ А};$$

$$I_{\text{після}} = 29,99 / (\sqrt{3} \cdot 0,4) = 43,29 \text{ А.}$$

4 Річні втрати електроенергії, кВт·год/р.,

$$\Delta W = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{заг}} \cdot T_{\text{роб}} \cdot 10^{-3}, \quad (3.1.15)$$

де  $R_{\text{заг}}$  – опір лінії, Ом;

$T_{\text{роб}}$  – час роботи, год/р.

$$\Delta W_{\text{до}} = 3 \cdot 49,81^2 \cdot 0,2 \cdot 4600 \cdot 10^{-3} = 6847,7 \text{ кВт·год/р.}$$

$$\Delta W_{\text{після}} = 3 \cdot 43,29^2 \cdot 0,2 \cdot 4600 \cdot 10^{-3} = 5168,1 \text{ кВт·год/р.}$$

$$\text{Економія: } 6847,7 - 5168,1 = 1679,6 \text{ кВт·год/р.}$$

### *Висновок*

Встановлення УКРП дає змогу знизити повну потужність і струм у мережі, що призводить до зменшення теплових втрат у кабелях. У розглянутому прикладі компенсація 12,5 кВАр реактивної потужності забезпечила річну економію 1679,6 кВт·год електроенергії.

Індивідуальні завдання подано в таблиці 3.1.1.

Таблиця 3.1.1 – Індивідуальні завдання

Варіант	$P_1/P_2$ , кВт	$\cos \varphi_1 / \cos \varphi_2$	$Q_{ку}$ , кВАр	$R_{заг}$ , Ом	Тробр, год	Сс, грн
1	200 / 150	0,70 / 0,92	12,5	0,15	3500	100 000
2	220 / 160	0,72 / 0,93	13,0	0,15	3600	105 000
3	250 / 180	0,75 / 0,94	14,0	0,20	3800	110 000
4	280 / 200	0,73 / 0,93	15,0	0,20	3900	115 000
5	300 / 220	0,75 / 0,94	15,0	0,20	4000	120 000
6	320 / 240	0,76 / 0,95	16,0	0,22	4000	122 000
7	350 / 260	0,78 / 0,95	18,0	0,25	4200	125 000
8	380 / 280	0,80 / 0,96	20,0	0,25	4200	128 000
9	400 / 300	0,75 / 0,94	18,0	0,25	4200	130 000
10	420 / 320	0,72 / 0,93	20,0	0,28	4000	132 000
11	150 / 120	0,68 / 0,90	10,0	0,10	3200	90 000
12	180 / 130	0,70 / 0,90	11,0	0,10	3300	95 000
13	200 / 150	0,73 / 0,92	12,0	0,12	3400	100 000
14	230 / 170	0,75 / 0,93	13,0	0,15	3500	105 000
15	260 / 190	0,74 / 0,94	14,0	0,18	3700	108 000
16	300 / 220	0,76 / 0,95	16,0	0,20	3900	118 000
17	340 / 250	0,78 / 0,95	17,0	0,22	4000	122 000
18	370 / 270	0,80 / 0,96	19,0	0,25	4200	126 000
19	400 / 300	0,82 / 0,96	20,0	0,25	4300	130 000
20	440 / 320	0,80 / 0,95	22,0	0,28	4400	135 000

### 3.2 Енергозбереження в електроприводі (електродвигуни підвищеного ККД)

#### *Теоретична частина*

Електропривод є одним із основних споживачів електроенергії в промисловості: частка електродвигунів у загальному балансі може перевищувати 60–70 %. Будь-яке зниження втрат у двигунах дає значний потенціал енергозбереження.

Рівень споживання електроенергії електродвигуном визначають за класом енергоефективності (IE1, IE2, IE3, IE4); фактичним завантаженням (співвідношенням між номінальною та реальною потужністю на валу); тривалістю роботи протягом року.

Двигуни вищого класу (IE3–IE4) мають покращену конструкцію активної сталі, знижені втрати в міді та сталі, оптимізовану вентиляцію і підшипникові вузли. Це забезпечує вищий ККД у всьому діапазоні навантажень, тобто для тієї самої механічної потужності на валу вони споживають менше активної потужності з мережі.

Щодо енергозбереження, то доцільними є заміна старих двигунів класу IE1–IE2 на IE3–IE4 за значної тривалості роботи (насоси, вентилятори, компресори); правильний вибір потужності двигуна, щоб уникнути тривалої роботи в режимі 20–30 % навантаження; використання частотного регулювання швидкості замість дроселювання або механічних засувок.

Споживана активна потужність трифазного електродвигуна

$$P = P_{\text{вих}} / \eta, \quad (3.2.1)$$

де  $P_{\text{вих}}$  – вихідна механічна потужність двигуна, кВт;

$\eta$  – коефіцієнт корисної дії (ККД).

Для старого та нового двигунів

$$P_1 = P_{\text{вих}} / \eta_1, \quad (3.2.2)$$

$$P_2 = P_{\text{вих}} / \eta_2. \quad (3.2.3)$$

Економія потужності із заміною двигуна

$$\Delta P = P_1 - P_2 = P_{\text{вих}} \cdot (1/\eta_1 - 1/\eta_2). \quad (3.2.4)$$

Річне споживання електроенергії та економія, кВт·год/р.,

$$W = P_{\text{вих}} \cdot K_z \cdot T / \eta, \quad (3.2.5)$$

де  $K_z$  – коефіцієнт завантаження;

$T$  – час роботи, год/р.

$$\Delta W = \Delta P \cdot t. \quad (3.2.6)$$

Економічний ефект і термін окупності

$$E_{\text{грн}} = \Delta W \cdot C_{\text{ен}}, \quad (3.2.7)$$

$$\text{Ток} = C_{\text{дв}} / E_{\text{грн}}, \quad (3.2.8)$$

де  $C_{\text{дв}}$  – вартість нового двигуна, грн.

*Умова задачі (приклад розв'язання)*

Асинхронний двигун має вихідну потужність  $P_{\text{вих}} = 11$  кВт, ККД існуючого двигуна  $\eta_1 = 0,89$ , ККД нового двигуна  $\eta_2 = 0,93$ . Час роботи

$t = 4000$  год/р., тариф Сен = 4,0 грн/(кВт·год), вартість нового двигуна  
Сдв = 40000 грн.

*Розв'язання*

1 Споживана потужність існуючим двигуном за формулою (3.2.2)

$$P_1 = 11 / 0,89 = 12,36 \text{ кВт.}$$

2 Споживана потужність новим двигуном за формулою (3.2.3)

$$P_2 = 11 / 0,93 = 11,83 \text{ кВт.}$$

3 Економія потужності за формулою (3.2.4)

$$\Delta P = 12,36 - 11,83 = 0,53 \text{ кВт.}$$

4 Річна економія електроенергії за формулою (3.2.6)

$$\Delta W = 0,53 \cdot 4000 = 2120 \text{ кВт·год/р.}$$

5 Економічний ефект за формулою (3.2.7)

$$E_{\text{грн}} = 2120 \cdot 4,0 = 8480 \text{ грн/р.}$$

6 Термін окупності за формулою (3.2.8)

$$T_{\text{ок}} = 40000 / 8480 \approx 4,7 \text{ р.}$$

*Умова задачі (економічний ефект від підвищення класу енергоефективності двигуна)*

Визначити річну економію електроенергії із заміною асинхронного двигуна класу ІЕ2 на двигун класу ІЕ3 тієї самої потужності. Дано:  $P_H = 5,5$  кВт,  $K_3 = 0,6$ ,  $T = 3000$  год/р.,  $\eta(IE2) = 0,870$ ,  $\eta(IE3) = 0,892$ .

*Розв'язання*

1 Річне споживання електроенергії для двигуна ІЕ2 за формулою (3.2.5)

$$W_{IE2} = 5,5 \cdot 0,6 \cdot 3000 / 0,870 = 11379,3 \text{ кВт}\cdot\text{год/р.}$$

2 Річне споживання електроенергії для двигуна ІЕ3 за формулою (3.2.5)

$$W_{IE3} = 5,5 \cdot 0,6 \cdot 3000 / 0,892 = 11098,7 \text{ кВт}\cdot\text{год/р.}$$

3 Річна економія

$$\Delta W = W_{\text{стар.}} - W_{\text{нов.}}, \text{ кВт}\cdot\text{год/р.}, \quad (3.2.9)$$

де  $W_{\text{стар.}}$  і  $W_{\text{нов.}}$  – споживання перед та після заміни відповідно.

$$\Delta W = 11379,3 - 11098,7 = 280,6 \text{ кВт}\cdot\text{год/р.}$$

*Висновок*

Використання двигунів вищого класу енергоефективності (ІЕ3) забезпечує пряму економію активної енергії за рахунок зменшення внутрішніх втрат у статорі та роторі двигуна. Навіть за невеликої різниці ККД між ІЕ2 і ІЕ3 річна економія може бути суттєвою завдяки великому часу роботи обладнання.

Індивідуальні завдання подано в таблиці 3.2.1.

Таблиця 3.2.1 – Індивідуальні завдання

Варіант	Рвих, кВт	Кз	Т, год/р.	$\eta$ (ІЕ2)	$\eta$ (ІЕ3)	Сдв, грн	Сен, грн/(кВт·год)
1	7,5	0,70	3500	0,887	0,904	32 000	4,00
2	11,0	0,65	4000	0,898	0,914	40 000	4,00
3	15,0	0,75	4500	0,906	0,921	48 000	4,00
4	18,5	0,80	5000	0,910	0,926	56 000	4,00
5	22,0	0,70	4000	0,900	0,916	60 000	4,00
6	30,0	0,65	4500	0,912	0,928	72 000	4,50
7	37,0	0,75	5000	0,920	0,934	80 000	4,50
8	45,0	0,80	5500	0,930	0,944	90 000	4,50
9	5,5	0,60	3000	0,870	0,887	28 000	4,00
10	4,0	0,65	2800	0,860	0,877	24 000	4,00
11	2,2	0,70	2500	0,840	0,857	18 000	3,50
12	3,0	0,65	2600	0,850	0,867	20 000	3,50
13	0,75	0,55	2000	0,800	0,817	10 000	3,50
14	1,5	0,60	2200	0,830	0,847	14 000	3,50
15	22,0	0,75	5500	0,910	0,926	65 000	4,50
16	30,0	0,80	6000	0,920	0,936	78 000	4,50
17	37,0	0,75	6500	0,930	0,945	88 000	5,00
18	45,0	0,70	7000	0,940	0,955	96 000	5,00
19	55,0	0,70	7000	0,940	0,955	110000	5,00
20	75,0	0,75	7500	0,950	0,965	130000	5,00

### 3.3 Енергозбереження в системах електричного освітлення

#### *Теоретична частина*

Системи штучного освітлення в будівлях (виробничих, офісних, навчальних) можуть споживати 20–40 % загальної електроенергії, особливо за тривалого робочого дня та відсутності природного світла. Традиційні джерела світла – лампи розжарювання, люмінесцентні лампи – мають відносно низький світловий ККД і обмежений ресурс роботи, що призводить до високого споживання електроенергії та значних витрат на обслуговування.

Світлодіодні (LED) світильники забезпечують вищий світловий потік на одиницю споживаної потужності; триваліший ресурс роботи (десятки тисяч годин); можливість плавного регулювання яскравості та застосування інтелектуальних систем керування (датчики присутності, адаптація до природного освітлення).

Лампи ДРЛ (дугові ртутні лампи) є застарілим типом джерел світла з відносно низьким ККД, а лампи ДНаТ (дугові натрієві трубчасті) є більш енергоефективним рішенням, яке дає значну економію зі збереженням рівня освітленості.

Кількісне оцінювання економії базоване на порівнянні сумарної встановленої потужності старої та нової систем освітлення, часу їхньої роботи і коефіцієнта завантаження.

Сумарна встановлена потужність системи освітлення

$$P_{вст} = n \cdot P_{од}, \quad (3.3.1)$$

де  $n$  – кількість світильників;

$P_{од}$  – потужність одного світильника, кВт.

### Споживання електроенергії системою освітлення

$$W = P \cdot N \cdot K_{пра} \cdot T \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{год}, \quad (3.3.2)$$

де  $P$  – потужність однієї лампи, Вт;

$N$  – кількість ламп;

$K_{пра}$  – коефіцієнт втрат у пускорегулювальній апаратурі;

$T$  – час роботи, год.

### Річне споживання з урахуванням коефіцієнта завантаження

$$W = P_{вст} \cdot K_з \cdot t, \quad (3.3.3)$$

де  $K_з$  – коефіцієнт завантаження;

$t$  – час роботи, год/р.

### Економія енергії

$$\Delta W = W_1 - W_2. \quad (3.3.4)$$

### Економічний ефект і термін окупності

$$E_{грн} = \Delta W \cdot C_{ен}, \quad (3.3.5)$$

$$T_{ок} = C_{LED} / E_{грн}, \quad (3.3.6)$$

де  $C_{LED}$  – вартість модернізації освітлення, грн.

*Умова задачі (перехід на LED)*

У цеху встановлено 40 люмінесцентних світильників по  $2 \times 36$  Вт (Род1 = 72 Вт). Заплановано заміну на 40 LED-світильників по 40 Вт кожний (Род2 = 40 Вт). Тривалість роботи  $t = 3500$  год/р.,  $K_3 = 0,9$ , тариф  $C_{ен} = 4,0$  грн/(кВт·год), вартість нових світильників  $C_{LED} = 80000$  грн.

*Розв'язання*

1 Встановлена потужність старої системи за формулою (3.3.1)

$$P_{од1} = 2 \cdot 36 = 72 \text{ Вт} = 0,072 \text{ кВт};$$

$$P_{вст1} = 40 \cdot 0,072 = 2,88 \text{ кВт}.$$

2 Встановлена потужність нової системи за формулою (3.3.1)

$$P_{од2} = 40 \text{ Вт} = 0,040 \text{ кВт};$$

$$P_{вст2} = 40 \cdot 0,040 = 1,60 \text{ кВт}.$$

3 Річне споживання електроенергії за формулою (3.3.3)

$$W_1 = 2,88 \cdot 0,9 \cdot 3500 \approx 9072 \text{ кВт} \cdot \text{год/р}.$$

$$W_2 = 1,60 \cdot 0,9 \cdot 3500 = 5040 \text{ кВт} \cdot \text{год/р}.$$

4 Економія енергії за формулою (3.3.4)

$$\Delta W = 9072 - 5040 = 4032 \text{ кВт} \cdot \text{год/р}.$$

5 Економічний ефект за формулою (3.3.5):

$$E_{\text{грн}} = 4032 \cdot 4,0 = 16128 \text{ грн/р.}$$

6 Термін окупності за формулою (3.3.6)

$$T_{\text{ок}} = 80000 / 16128 \approx 5,0 \text{ р.}$$

*Умова задачі (заміна ламп ДРЛ на ДНаТ)*

Загальна система освітлення цеху забезпечена світильниками РСП13 із лампами ДРЛ-700 ( $P_{\text{л}} = 700 \text{ Вт}$ ,  $\Phi_{\text{л}} = 41000 \text{ лм}$ ,  $K_{\text{ПРА}}^{\text{ДРЛ}} = 1,12$ ). Загальна кількість світильників 48 шт. (шість рядів по вісім ламп у кожному ряді).

Визначити величину річної економії електроенергії системою освітлення цеху із заміною ламп ДРЛ на лампи ДНаТ-400 ( $P_{\text{л}} = 400 \text{ Вт}$ ,  $\Phi_{\text{л}} = 47500 \text{ лм}$ ,  $K_{\text{ПРА}}^{\text{ДНаТ}} = 1,15$ ). Річна кількість годин роботи системи освітлення цеху складає  $T_{\text{р}} = 3400 \text{ год}$ .

У розрахунках використовувати номінальні параметри джерел світла.

*Розв'язання*

1 Сумарний світловий потік, що створений усіма джерелами світла ДРЛ,

$$\Phi_{\text{сум}} = \Phi_{\text{л}}^{\text{ДРЛ}} \cdot N_{\text{л}}^{\text{ДРЛ}}, \quad (3.3.7)$$

$$\Phi_{\text{сум}} = 41000 \cdot 48 = 1968000 \text{ лм.}$$

2 Кількість ламп ДНаТ, що необхідна для створення світлового потоку  $\Phi_{\text{сум}}$ ,

$$N_{\text{л}}^{\text{ДНаТ}} = \Phi_{\text{сум}} / \Phi_{\text{л}}^{\text{ДНаТ}}, \quad (3.3.8)$$

$$N_{\text{л}}^{\text{ДНаТ}} = 1968000/47500 = 41,43.$$

Приймаємо 42 лампи.

3 Очікувана річна економія електроенергії в результаті впровадження такого заходу

$$\Delta W_{\text{р}} = (P_{\text{л}}^{\text{ДРЛ}} \cdot N_{\text{л}}^{\text{ДРЛ}} \cdot K_{\text{ПРА}}^{\text{ДРЛ}} - P_{\text{л}}^{\text{ДНаТ}} \cdot N_{\text{л}}^{\text{ДНаТ}} \cdot K_{\text{ПРА}}^{\text{ДНаТ}}) \cdot T_{\text{р}} \cdot 10^{-3}, \quad (3.3.9)$$

$$\Delta W_{\text{р}} = (700 \cdot 48 \cdot 1,12 - 400 \cdot 42 \cdot 1,15) \cdot 3400 \cdot 10^{-3} = 62260,8 \text{ кВт} \cdot \text{год/р.}$$

Очікувана річна економія електроенергії в результаті впровадження такого заходу складає 62260,8 кВт·год/р.

### *Висновок*

Модернізація освітлення через заміну ламп на більш ефективні з меншим коефіцієнтом втрат у ПРА дає змогу суттєво скоротити витрати на електроенергію. Перехід на LED або ДНаТ технології є одним із найшвидше окупних заходів з енергозбереження в будівлях і виробничих приміщеннях.

### *Умова задачі (заміна ПРА на енергоефективну)*

Загальна система освітлення цеху виконана світильниками РСП13 з лампами ДРЛ-1000 ( $P_{\text{л}} = 1000 \text{ Вт}$ ,  $\Phi_{\text{л}} = 58000 \text{ лм}$ ).

Загальна кількість світильників 36 шт. (шість рядів по шість ламп в кожному ряді).

Визначити величину річної економії електроенергії системою освітлення цеху із заміною існуючої пускорегулювальної апаратури (ПРА) ( $K_{\text{ПРА}}^{\text{ДРЛ}} = 1,12$ ) на енергоефективну ПРА ( $K_{\text{ПРА}}^{\text{ен.еф.}} = 1,06$ ).

Річна кількість годин роботи системи освітлення цеху складає  
 $T_p = 2700$  год.

У розрахунках використовувати номінальні параметри джерел світла.

#### *Розв'язання*

Очікувана річна економія електроенергії в результаті впровадження такого заходу

$$\Delta W_p = P_l^{\text{ДРЛ}} \cdot N_l^{\text{ДРЛ}} \cdot (K_{\text{ПРА}}^{\text{ДРЛ}} - K_{\text{ПРА}}^{\text{ен.еф.}}) \cdot T_p \cdot 10^{-3}. \quad (3.3.10)$$

Підставляємо значення:

$$\Delta W_p = 1000 \cdot 36 \cdot (1,12 - 1,06) \cdot 2700 \cdot 10^{-3} = 5832 \text{ кВт}\cdot\text{год/р.}$$

Очікувана річна економія електроенергії в результаті впровадження такого заходу складає 5832 кВт·год/р.

*Умова задачі (заміна світильників на більш ефективні (із вищим ККД))*

Загальна система освітлення цеху виконана світильниками РСП13 (ККД = 0,75) із лампами ДРЛ-700 ( $P_l = 700$  Вт,  $\Phi_l = 41000$  лм,  $K_{\text{ПРА}}^{\text{ДРЛ}} = 1,12$ ).

Загальна кількість світильників 54 шт. (три ряди по 18 ламп в кожному ряді).

Визначити величину річної економії електроенергії системою освітлення цеху із заміною існуючих світильників на світильники РСП08 (ККД = 0,8).

Річна кількість годин роботи системи освітлення цеху складає  
 $T_p = 4100$  год.

У розрахунках використовувати номінальні параметри джерел світла.

### *Розв'язання*

Кількість ламп із світильниками РСП08, що необхідна для створення такого самого сумарного світлового потоку, як із усіма лампами у світильниках РСП13:

$$N_{\text{л}}^{\text{РСП08}} = N_{\text{л}}^{\text{РСП13}} \cdot \frac{\text{ККД}^{\text{РСП13}}}{\text{ККД}^{\text{РСП08}}}, \quad (3.3.11)$$

$$N_{\text{л}}^{\text{РСП08}} = 54 \cdot \frac{0,75}{0,8} = 50,625.$$

Приймаємо 51 лампу.

Очікувана річна економія електроенергії в результаті впровадження такого заходу:

$$\Delta W_p = P_{\text{л}}^{\text{ДРЛ}} \cdot (N_{\text{л}}^{\text{РСП13}} - N_{\text{л}}^{\text{РСП08}}) \cdot K_{\text{ПРА}}^{\text{ДРЛ}} \cdot T_p \cdot 10^{-3}, \quad (3.3.12)$$

$$\Delta W_p = 700 \cdot (54 - 51) \cdot 1,12 \cdot 4100 \cdot 10^{-3} = 9643,2 \text{ кВт}\cdot\text{год/р.}$$

Очікувана річна економія електроенергії в результаті впровадження такого заходу складає 9643,2 кВт·год/р.

Індивідуальні завдання подано в таблиці 3.3.1.

Таблиця 3.3.1 – Індивідуальні завдання

Варіант	N, шт.	Род1, Вт	Род2, Вт	t, год/р.	Кз	η (РСП13/ РСП08)	С <sub>ЛЕД</sub> , грн	Сен, грн/(кВт·год)
1	30	100	40	3000	0,90	0,70 / 0,69	60000	4,00
2	40	72	40	3500	0,90	0,75 / 0,74	80000	4,00
3	50	116	50	4000	0,90	0,68 / 0,67	100000	4,00
4	60	150	60	4200	0,90	0,73 / 0,72	120000	4,00
5	80	75	30	3000	0,85	0,72 / 0,71	90000	4,00
6	100	60	25	3200	0,85	0,77 / 0,76	110000	4,50
7	120	80	35	3400	0,90	0,67 / 0,66	130000	4,50
8	40	75	25	2800	0,80	0,71 / 0,70	70000	4,00
9	60	100	30	3200	0,85	0,74 / 0,73	95000	4,00
10	90	72	30	3600	0,90	0,70 / 0,69	115000	4,00
11	20	100	20	2500	0,80	0,71 / 0,70	40000	3,50
12	25	75	18	2600	0,80	0,76 / 0,75	45000	3,50
13	35	60	20	2700	0,85	0,65 / 0,64	55000	3,50
14	45	72	24	2800	0,85	0,74 / 0,73	65000	3,50
15	55	116	32	2900	0,90	0,69 / 0,68	75000	4,00
16	65	80	28	3000	0,90	0,78 / 0,77	85000	4,00
17	75	100	36	3200	0,90	0,66 / 0,65	95000	4,00
18	85	150	45	3400	0,90	0,72 / 0,71	110000	4,50
19	95	60	22	3000	0,85	0,73 / 0,72	90000	4,50
20	105	75	26	3200	0,85	0,75 / 0,74	100000	4,50

### 3.4 Аналіз енергоефективності насосних систем

#### *Теоретична частина*

Насосні системи є одними з найпоширеніших споживачів електроенергії в промисловості та комунальному господарстві. Частка насосного обладнання може становити 20–30 % загального споживання електроенергії на промислових підприємствах. Тому підвищення ефективності насосних систем є важливим напрямом енергозбереження.

Традиційний метод регулювання подачі насоса – дроселювання за допомогою засувки – є вкрай неефективним з енергетичної точки зору, оскільки частина енергії витрачена на подолання опору засувки, не виконуючи корисної роботи. Сучасним енергоефективним рішенням є застосування частотно-регульованого привода (ЧРП), який змінює частоту обертання двигуна відповідно до поточної потреби в подаванні.

Загальний ККД насосної системи визначають як добуток ККД усіх її компонентів: двигуна, муфти (механічної передачі), насоса, засобів регулювання і трубопровідної системи. Навіть незначне підвищення ефективності кожного компонента дає значний загальний ефект через мультиплікативний характер залежності.

Розрахунок загального ККД насосної системи:

$$\eta_{\text{заг}} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \dots \cdot \eta_n, \quad (3.4.1)$$

де  $\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_n$  – показники ефективності двигуна, муфти, насоса, засобів регулювання і трубопроводу.

Для стандартної системи з дросельною засувкою

$$\eta_{\text{звич}} = \eta_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{муф}} \cdot \eta_{\text{нас}} \cdot \eta_{\text{зас}} \cdot \eta_{\text{труб}}. \quad (3.4.2)$$

Для енергоефективної системи з ЧРП

$$\eta_{\text{еф}} = \eta_{\text{чрп}} \cdot \eta_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{муф}} \cdot \eta_{\text{нас}} \cdot \eta_{\text{труб}}. \quad (3.4.3)$$

Потенціал зменшення вхідної потужності (потенціал енергозаощадження), %,

$$P_{\text{заощадж}} = (1 - \eta_{\text{звич}} / \eta_{\text{еф}}) \cdot 100, \quad (3.4.4)$$

де  $\eta_{\text{звич}}$  і  $\eta_{\text{еф}}$  – загальні ККД порівнюваних систем.

Необхідна вхідна потужність для забезпечення однакової корисної потужності

$$P_{\text{вх}} = P_{\text{кор}} / \eta_{\text{заг}}, \quad (3.4.5)$$

де  $P_{\text{кор}}$  – корисна потужність (потужність, що передана рідині), кВт.

Річна економія електроенергії з модернізацією системи

$$\Delta W = (P_{\text{вх,звич}} - P_{\text{вх,еф}}) \cdot t, \text{ кВт}\cdot\text{год/р.}, \quad (3.4.6)$$

де  $t$  – час роботи насосної установки, год/р.

*Умова задачі*

Порівняти загальну ефективність (ККД) звичайної насосної системи (рисунок 3.4.1), де регулювання потоку відбувається дросельною засувкою, та енергоефективної системи з частотно-регульованим приводом (ЧРП). Визначити потенціал зменшення вхідної потужності. Дано: для звичайної системи –  $\eta_{\text{дв}} = 0,90$ ;  $\eta_{\text{муф}} = 0,98$ ;  $\eta_{\text{нас}} = 0,77$ ;  $\eta_{\text{зас}} = 0,66$ ;  $\eta_{\text{труб}} = 0,69$ ; для енергоефективної системи –  $\eta_{\text{чрп}} = 0,96$ ;  $\eta_{\text{дв}} = 0,95$ ;  $\eta_{\text{муф}} = 0,99$ ;  $\eta_{\text{нас}} = 0,88$ ;  $\eta_{\text{труб}} = 0,90$ .



Рисунок 3.4.1 – Схема насосної системи

### Розв'язання

1 Загальний ККД звичайної системи за формулою (3.4.2)

$$\eta_{\text{звич}} = 0,90 \cdot 0,98 \cdot 0,77 \cdot 0,66 \cdot 0,69 = 0,31 \text{ (або 31 \%)}.$$

2 Загальний ККД енергоефективної системи за формулою (3.4.3)

$$\eta_{\text{еф}} = 0,96 \cdot 0,95 \cdot 0,99 \cdot 0,88 \cdot 0,90 = 0,72 \text{ (або 72 \%)}.$$

3 Потенціал енергозаощадження за формулою (3.4.4)

$$P_{\text{заощадж}} = (1 - 0,31 / 0,72) \cdot 100 = 57 \text{ \%}.$$

### Висновок

Перехід від механічного дроселювання до регулювання за допомогою ЧРП разом із заміною компонентів на більш ефективні дає змогу підвищити загальний ККД насосної системи більш ніж у 2,3 раза – з 31 до 72 %. Це забезпечує потенційну економію 57 % вхідної електроенергії за однакової корисної потужності, що є одним із найвищих показників серед заходів з енергозбереження в промислових системах.

Індивідуальні завдання подано в таблиці 3.4.1.

Таблиця 3.4.1 – Індивідуальні завдання

Варіант	Сист.	$\eta_{дв}$	$\eta_{нас}$	$\eta_{труб}$	$\eta_{рег}$ (зас/ЧРП)	$\eta_{муф}$
1	Зв./Еф.	0,88/0,94	0,74/0,88	0,68/0,86	0,64(зас)/0,96(ЧРП)	0,97/0,99
2	Зв./Еф.	0,87/0,94	0,73/0,87	0,67/0,85	0,63(зас)/0,96(ЧРП)	0,97/0,99
3	Зв./Еф.	0,88/0,95	0,74/0,89	0,68/0,86	0,64(зас)/0,97(ЧРП)	0,97/0,99
4	Зв./Еф.	0,89/0,95	0,75/0,89	0,69/0,87	0,65(зас)/0,97(ЧРП)	0,97/0,99
5	Зв./Еф.	0,88/0,94	0,74/0,88	0,68/0,86	0,64(зас)/0,96(ЧРП)	0,97/0,99
6	Зв./Еф.	0,86/0,95	0,72/0,90	0,65/0,88	0,62(зас)/0,97(ЧРП)	0,96/0,99
7	Зв./Еф.	0,86/0,95	0,72/0,89	0,65/0,87	0,62(зас)/0,97(ЧРП)	0,96/0,99
8	Зв./Еф.	0,87/0,95	0,73/0,90	0,66/0,88	0,63(зас)/0,97(ЧРП)	0,96/0,99
9	Зв./Еф.	0,86/0,95	0,72/0,90	0,65/0,88	0,62(зас)/0,97(ЧРП)	0,96/0,99
10	Зв./Еф.	0,86/0,95	0,72/0,90	0,65/0,88	0,62(зас)/0,97(ЧРП)	0,96/0,99
11	Зв./Еф.	0,90/0,96	0,76/0,91	0,70/0,90	0,66(зас)/0,98(ЧРП)	0,98/1,00
12	Зв./Еф.	0,90/0,96	0,76/0,91	0,70/0,90	0,66(зас)/0,98(ЧРП)	0,98/1,00
13	Зв./Еф.	0,90/0,96	0,76/0,91	0,70/0,90	0,66(зас)/0,98(ЧРП)	0,98/1,00
14	Зв./Еф.	0,91/0,96	0,77/0,91	0,71/0,90	0,67(зас)/0,98(ЧРП)	0,98/1,00
15	Зв./Еф.	0,91/0,96	0,77/0,91	0,71/0,90	0,67(зас)/0,98(ЧРП)	0,98/1,00
16	Зв./Еф.	0,87/0,93	0,73/0,87	0,67/0,84	0,63(зас)/0,95(ЧРП)	0,97/0,99
17	Зв./Еф.	0,87/0,93	0,73/0,87	0,67/0,84	0,63(зас)/0,95(ЧРП)	0,97/0,99
18	Зв./Еф.	0,87/0,93	0,73/0,87	0,67/0,84	0,63(зас)/0,95(ЧРП)	0,97/0,99
19	Зв./Еф.	0,88/0,93	0,74/0,87	0,68/0,84	0,64(зас)/0,95(ЧРП)	0,97/0,99
20	Зв./Еф.	0,88/0,93	0,74/0,87	0,68/0,84	0,64(зас)/0,95(ЧРП)	0,97/0,99

## Список літератури

- 1 Касаткіна І. В., Бойко С. М., Вишневський С. Я. Аспекти якості електроенергії в мережах живлення: навч. посіб. Вінниця: ВНТУ, 2022. 168 с.
- 2 Енергетика і навколишнє середовище: навч. посіб. / І. О. Редько [та ін.]. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2012. 211 с.
- 3 Осадчук В. А., Гайдаєнко О. І., Семчук І. П. Основи енергоефективності систем електропостачання промислових підприємств: навч. посіб. Черкаси: ЧДТУ, 2015. 301 с.
- 4 Енергозберігаючі технології в енергетиці: навч. посіб. / за ред. О. Г. Кириленка. Харків: НТУ «ХП», 2016. 262 с.
- 5 Патлайчук В. О., Мартиненко О. В. Комерційний облік електричної енергії в розподільчих мережах: навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2019. 144 с.
- 6 Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.
- 7 ДСТУ ISO 50001:2020 (ISO 50001:2018, IDT). Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанова щодо використання. Чинний від 2020-10-01. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2020. 42 с.
- 8 Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Вид. 6-те, перероб. і доп. Харків: Форт, 2017. 760 с.
- 9 Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 310. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18>.
- 10 Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 312. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18>.

## ДОДАТОК А

### Посилання на файли симуляцій



Симуляція лабораторної роботи 2. Визначення питомих втрат потужності ЛЕП



Симуляція лабораторної роботи 3. Компенсація реактивної потужності



Симуляція лабораторної роботи 4. Регулювання напруги в мережі з двостороннім живленням



Симуляція лабораторної роботи 5. ККД трансформатора за паралельної роботи



Симуляція лабораторної роботи 6. Асинхронний двигун, перемикання зірка/трикутник



Симуляція лабораторної роботи 7. Схеми розкрання електроенергії

# МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

для виконання практичних і лабораторних робіт

з освітньої компоненти

*«ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ»*

для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня спеціальності

G4.02 «Теплоенергетика»

Відповідальний за випуск Бабіченко Ю. А.

Редактор Ібрагімова Н. В.

---

Підписано до друку 24.04.2026 р.

Умовн. друк. арк. 7,0. Тираж . Замовлення № .

Видавець та виготовлювач Український державний університет  
залізничного транспорту,

61050, Харків-50, майдан Фейєрбаха,7.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 6100 від 21.03.2018 р.