

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ  
Завідувач кафедри  
Інженерії енергосистем

К.Т.Н., доц \_\_\_\_\_ Євген АНТИПОВ  
”\_\_\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2026 р.

**БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему: **«Оцінка втрат електроенергії у  
внутрішньогосподарських мережах та заходи щодо їх зменшення»**

Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка"

Освітньо-професійна програма «Інжиніринг електроенергетичних  
систем з відновлюваними джерелами»

02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., доцент  
(науковий ступінь та вчене звання)

\_\_\_\_\_  
(Підпис)

Світлана МАКАРЕВИЧ  
(ПІБ)

Керівник бакалаврської  
кваліфікаційної роботи

К.Т.Н., доцент  
(науковий ступінь та вчене звання)

\_\_\_\_\_  
(Підпис)

Володимир ПАВЛЕНКО  
(ПІБ)

Виконав

\_\_\_\_\_  
(Підпис)

Владислав КУРАЧЕНКО  
(ПІБ студента)

КИЇВ – 2026

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри**

Інженерії енергосистем

(назва кафедри)

к.т.н., доц. \_\_\_\_\_ Євген АНТИПОВ

”\_\_\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ**

на виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи студенту

Кураченку Владиславу Дмитровичу

Спеціальність (напрямок підготовки): 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

Тема бакалаврської кваліфікаційної роботи: "Оцінка втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах та заходи щодо їх зменшення"

затверджена наказом ректора НУБіП України від "30" 10. 2025 р. № 2606 "С"

Термін подання завершеного проекту на кафедру "29" травня 2026 р.

Вихідні дані до бакалаврської кваліфікаційної роботи:

Внутрішньогосподарська електромережа агропромислового підприємства напругою 0,4–10 кВ з розрахунковим навантаженням 219,6 кВт, коефіцієнтом потужності  $\cos \varphi = 0,82$ , трансформатором ТМ-400/10 ( $P_0 = 0,95$  Вт,  $P_k = 5,50$  Вт), чотирма повітряними лініями загальною довжиною 2,8 км (проводи АС-50, АС-35), часом використання максимуму навантаження 4200 год/рік, .

Перелік питань, які потрібно вирішити:

Виконати аналіз характеристик внутрішньогосподарських електромереж та структури втрат електроенергії, розробити математичні моделі і методи їх розрахунку, провести комплексну оцінку рівня втрат в існуючій мережі та розробити заходи щодо їх зменшення, обґрунтувати техніко-економічну і екологічну ефективність запропонованих рішень з урахуванням вимог охорони праці.

Перелік графічних документів: презентація виконана в PowerPoint

Дата видачі завдання: 30 жовтня 2025 р.

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

\_\_\_\_\_ к.т.н., доцент \_\_\_\_\_

Володимир ПАВЛЕНКО

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_ Владислав КУРАЧЕНКО

## РЕФЕРАТ

до бакалаврської кваліфікаційної роботи на тему: «Оцінка втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах та заходи щодо їх зменшення»: 95 с., 7 рис., 16 табл., 32 джерела.

Об'єкт дослідження - внутрішньогосподарська електромережа агропромислового підприємства напругою 0,4–10 кВ з навантаженням 219,6 кВт і трансформатором ТМ-400/10.

Предмет дослідження - технічні втрати електроенергії у внутрішньогосподарських мережах та заходи щодо їх зменшення шляхом компенсації реактивної потужності й оптимізації параметрів мережі.

Мета роботи – виконати комплексну оцінку рівня і структури технічних втрат електроенергії та розробити обґрунтований комплекс заходів щодо їх зменшення.

Методи дослідження: аналітичний розрахунок втрат у лініях і трансформаторах, метод часу найбільших втрат, порівняльний аналіз варіантів компенсації реактивної потужності, техніко-економічний аналіз (NPV, IRR).

Виконано оцінку структури технічних втрат: загальні втрати становлять 135,8 МВт·год/рік (14,7% від споживання), домінуючою складовою є втрати від реактивної потужності - 55,6% ( $\cos \varphi = 0,82$ ). Розроблено комплекс із трьох заходів: АУКРП-0,4-75, індивідуальна компенсація електродвигунів, заміна трансформатора ТМ-400 на ТМГ-400. Зниження втрат - 70,8 МВт·год/рік (52,1%), термін окупності - 4,8 місяця, NPV - 3 707 тис. грн, скорочення викидів CO<sub>2</sub> – 53,2 т/рік. Визначено вимоги охорони праці згідно з НПАОП 40.1-1.21-98.

Практична цінність - розроблена методика рекомендується до впровадження на підприємствах АПК України з аналогічними характеристиками електромереж.

Ключові слова: *втрати електроенергії, внутрішньогосподарська мережа, компенсація реактивної потужності, коефіцієнт потужності, енергозбереження.*

## ABSTRACT

for the bachelor's qualification thesis on the topic: "Assessment of Electricity Losses in On-Farm Networks and Measures for Their Reduction"

Qualification thesis: 95 p., 7 fig., 16 tabl., 32 references. Language: Ukrainian.

Object of research – on-farm electrical network of an agro-industrial enterprise with voltage 0.4–10 kV, load of 219.6 kW and transformer TM-400/10.

Subject of research – technical electricity losses in on-farm networks and measures for their reduction through reactive power compensation and network parameter optimization.

Purpose of the work – to perform a comprehensive assessment of the level and structure of technical electricity losses and to develop a justified set of measures for their reduction.

Research methods: analytical calculation of losses in lines and transformers, method of maximum loss hours, comparative analysis of reactive power compensation options, feasibility analysis (NPV, IRR).

A structural assessment of technical losses was performed: total losses amount to 135.8 MWh/year (14.7% of consumption), with reactive power flow losses being the dominant component – 55.6% ( $\cos \varphi = 0.82$ ). A set of three measures was developed: automatic power factor correction unit APFCU-0.4-75, individual compensation of pump motors, replacement of transformer TM-400 with energy-efficient TMG-400. Loss reduction – 70.8 MWh/year (52.1%), payback period – 4.8 months, NPV – UAH 3,707 thousand, CO<sub>2</sub> emission reduction – 53.2 t/year. Occupational health and safety requirements were defined in accordance with NPAOP 40.1-1.21-98.

Practical value – the developed methodology is recommended for implementation at agro-industrial enterprises of Ukraine with similar on-farm network characteristics.

Keywords: *electricity losses, on-farm network, reactive power compensation, power factor, energy saving.*

## ЗМІСТ

|                                                                                                                       |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....                                                                                        | 8  |
| ВСТУП.....                                                                                                            | 9  |
| РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ У<br>ВНУТРІШНЬОГОСПОДАРСЬКИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ .....                     | 12 |
| 1.1. Характеристика внутрішньогосподарських електромереж як об'єкта<br>енергозбереження.....                          | 12 |
| 1.2. Аналіз структури втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах<br>.....                                 | 17 |
| 1.3. Огляд методів оптимізації режимів роботи та компенсації реактивної<br>потужності: сучасний стан і тенденції..... | 22 |
| 1.3.1. Методи оптимізації параметрів електромережі.....                                                               | 22 |
| 1.3.2. Методи і засоби компенсації реактивної потужності .....                                                        | 24 |
| 1.3.3. Сучасні тенденції: автоматизація та Smart Grid.....                                                            | 26 |
| Висновки до розділу 1 .....                                                                                           | 27 |
| РОЗДІЛ 2. МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ТА ОЦІНКИ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У<br>ВНУТРІШНЬОГОСПОДАРСЬКИХ МЕРЕЖАХ .....                 | 29 |
| 2.1. Математичні моделі та аналітичні методи розрахунку втрат електроенергії<br>.....                                 | 29 |
| 2.1.1. Втрати електроенергії у лініях електропередачі.....                                                            | 29 |
| 2.1.2. Втрати електроенергії у силових трансформаторах.....                                                           | 31 |
| 2.1.3. Втрати від реактивної потужності.....                                                                          | 32 |
| 2.1.4. Узагальнена математична модель втрат .....                                                                     | 33 |
| 2.2. Методи визначення складових втрат у лініях і силових трансформаторах .                                           | 34 |
| 2.2.1. Вибір оптимального перетину провідників.....                                                                   | 34 |

|           |      |              |        |      |                                                                                                                                                   |  |  |       |      |         |  |
|-----------|------|--------------|--------|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|-------|------|---------|--|
|           |      |              |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ                                                                                                            |  |  |       |      |         |  |
|           |      |              |        |      |                                                                                                                                                   |  |  |       |      |         |  |
| Змн.      | Арк. | № докум.     | Підпис | Дата |                                                                                                                                                   |  |  | Літ.  | Арк. | Акрушів |  |
| Розроб.   |      | Кураченко В. |        |      | Комплексний підхід до енергозбереження у внутрішньогосподарських електромережах через оптимізацію параметрів та компенсацію реактивної потужності |  |  |       |      |         |  |
| Перевір.  |      | Павленко В.М |        |      |                                                                                                                                                   |  |  |       | 5    | 99      |  |
|           |      |              |        |      |                                                                                                                                                   |  |  | група |      |         |  |
| Н. Контр. |      |              |        |      |                                                                                                                                                   |  |  |       |      |         |  |
| Затверд.  |      |              |        |      |                                                                                                                                                   |  |  |       |      |         |  |

|                                                                                                                    |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.2.2. Оптимізація завантаження силових трансформаторів .....                                                      | 36 |
| 2.2.3. Оптимізація режиму напруги.....                                                                             | 38 |
| 2.3. Класифікація заходів щодо зменшення втрат та методика їх вибору .....                                         | 39 |
| 2.3.1. Класифікація заходів щодо зменшення втрат .....                                                             | 40 |
| 2.3.2. Методика вибору заходів щодо зменшення втрат .....                                                          | 41 |
| 2.3.3. Компенсація реактивної потужності як пріоритетний режимний захід                                            | 42 |
| 2.4. Теоретичні засади компенсації реактивної потужності та вибір засобів компенсації.....                         | 44 |
| 2.4.1. Теоретичні основи компенсації реактивної потужності .....                                                   | 44 |
| 2.4.2. Розрахунок необхідної потужності компенсуючого пристрою .....                                               | 45 |
| 2.4.3. Вибір схеми розміщення компенсуючих пристроїв .....                                                         | 46 |
| 2.4.4. Вибір типу та потужності автоматичної конденсаторної установки.....                                         | 47 |
| 2.4.5. Індивідуальна компенсація електродвигунів .....                                                             | 49 |
| 2.3.6. Економічний ефект від компенсації реактивної потужності.....                                                | 49 |
| Висновки до розділу 2 .....                                                                                        | 50 |
| РОЗДІЛ 3. ОЦІНКА ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО ЇХ ЗМЕНШЕННЯ (НА ПРИКЛАДІ УМОВНОГО ОБ'ЄКТА)..... | 52 |
| 3.1. Характеристика об'єкта дослідження та вихідні дані для оцінки втрат електроенергії .....                      | 52 |
| 3.1.1. Загальна характеристика об'єкта .....                                                                       | 52 |
| 3.1.2. Склад споживачів та їх електротехнічні характеристики.....                                                  | 52 |
| 3.1.3. Параметри електромережі підприємства.....                                                                   | 54 |
| 3.2. Оцінка рівня і структури технічних втрат електроенергії в існуючій мережі .....                               | 55 |
| 3.2.1. Розрахунок навантажувальних втрат електроенергії у лініях 0,4 кВ ....                                       | 56 |
| 3.2.2. Розрахунок втрат електроенергії у силовому трансформаторі .....                                             | 57 |
| 3.2.3. Розрахунок втрат від перетікань реактивної потужності .....                                                 | 57 |
| 3.2.4. Загальна оцінка рівня і структури втрат .....                                                               | 58 |
| 3.3. Розроблення та розрахунок комплексу заходів щодо зменшення втрат електроенергії .....                         | 60 |

|                                                                                                        |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.3.1. Захід 1: Встановлення автоматичної установки компенсації реактивної потужності (АУКРП) .....    | 60 |
| 3.3.2. Захід 2: Індивідуальна компенсація реактивної потужності електродвигунів насосної станції ..... | 62 |
| 3.3.3. Захід 3: Заміна трансформатора ТМ-400 на енергоефективний ТМГ-400 .....                         | 63 |
| 3.3.4. Зведені результати комплексу заходів .....                                                      | 63 |
| Висновки до розділу 3 .....                                                                            | 65 |
| РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ .....                                      | 68 |
| 4.1. Техніко-економічна оцінка ефективності заходів щодо зменшення втрат електроенергії .....          | 68 |
| 4.1.1. Визначення капітальних витрат на реалізацію заходів .....                                       | 68 |
| 4.1.2. Розрахунок річного економічного ефекту .....                                                    | 70 |
| 4.1.3. Розрахунок показників ефективності інвестицій .....                                             | 71 |
| 4.1.4. Зведені техніко-економічні показники .....                                                      | 73 |
| 4.2. Екологічна складова та вплив заходів на навколишнє середовище .....                               | 74 |
| 4.3. Охорона праці та безпека при обслуговуванні електроустановок внутрішньогосподарських мереж .....  | 79 |
| Висновки до розділу 4 .....                                                                            | 87 |
| ВИСНОВКИ .....                                                                                         | 90 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....                                                                       | 93 |

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АКУ – автоматична конденсаторна установка

ВРП – вступний розподільний пристрій

ГПП – головна понижувальна підстанція

ДСТ – державний стандарт

ЕЕ – електрична енергія

ЖГ – живильна гілка

ККД – коефіцієнт корисної дії

КРП – компенсація реактивної потужності

КУ – конденсаторна установка

ЛЕП – лінія електропередачі

НБ – нормований баланс

ПЕК – паливно-енергетичний комплекс

ПС – підстанція

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

РП – розподільний пристрій

РПК – реактивна потужність компенсації

СЕП – система електропостачання

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування

ТП – трансформаторна підстанція

ЩО – щит освітлення

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 8    |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

## ВСТУП

Електроенергетика є основою функціонування агропромислового комплексу України: від надійності та економічності електропостачання безпосередньо залежить ефективність виробничих процесів – від доїння і переробки молока до зрошення і зберігання продукції. Водночас внутрішньогосподарські електромережі підприємств АПК залишаються одним із найбільш енергетично неефективних сегментів розподільчої електроенергетики України. Переважна більшість таких мереж побудована у 1970–1990-х роках на основі застарілих технічних рішень, морально і фізично зношеного обладнання та трансформаторів серій, що не відповідають сучасним вимогам енергоефективності. Наслідком є хронічно підвищений рівень технічних втрат електроенергії – 12–18% від загального споживання, що у 2–3 рази перевищує нормативний рівень (5–6%) і свідчить про значний невикористаний потенціал енергозбереження.

Актуальність теми дослідження визначається сукупністю взаємопов'язаних чинників економічного, технічного та екологічного характеру. В умовах стрімкого зростання тарифів на електроенергію (7,50 грн/кВт·год у 2026 році) зниження технічних втрат набуває критичного значення для економічної стійкості агропромислових підприємств. Виконання Україною зобов'язань за Паризькою кліматичною угодою та Енергетичною стратегією до 2035 року вимагає системного підходу до підвищення енергоефективності, невід'ємною складовою якого є зменшення технічних втрат у розподільчих мережах. В умовах повоєнного відновлення енергетичної інфраструктури кожен зекономлений кіловат-год електроенергії зменшує навантаження на пошкоджену генеруючу та мережеву інфраструктуру і сприяє енергетичній незалежності держави. Нарешті, інтеграція України до Європейського Союзу та імплементація Директиви ЄС 2012/27/EU про енергоефективність вимагають приведення показників технічних втрат у розподільчих мережах до європейських стандартів.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 9    |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

Аналіз наукових публікацій і практичного досвіду показує, що ефективно вирішення проблеми надмірних технічних втрат у внутрішньогосподарських мережах можливе лише на основі **комплексного підходу**, що поєднує детальну оцінку рівня і структури втрат із розробленням і реалізацією обґрунтованого комплексу технічних заходів. При цьому компенсація реактивної потужності, оптимізація режиму роботи трансформаторів і вибір економічно обґрунтованих перетинів провідників мають розглядатися у взаємозв'язку, оскільки кожен із заходів впливає на ефективність інших і забезпечує синергетичний ефект зниження втрат у всіх елементах мережі одночасно.

Метою роботи є виконання комплексної оцінки рівня і структури технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарській електромережі та розроблення і обґрунтування комплексу заходів щодо їх зменшення.

Для досягнення поставленої мети у роботі вирішено такі завдання:

- проаналізувати характеристики внутрішньогосподарських електромереж підприємств АПК як об'єктів оцінки втрат електроенергії, систематизувати їх структуру та сучасні методи зменшення;
- розробити математичні моделі і аналітичні методи розрахунку складових технічних втрат електроенергії у лініях і трансформаторах та класифікувати заходи щодо їх зменшення з методикою вибору;
- виконати комплексну оцінку рівня і структури технічних втрат електроенергії в існуючій мережі умовного об'єкта дослідження та розробити і розрахувати комплекс заходів щодо їх зменшення;
- виконати техніко-економічне обґрунтування ефективності запропонованих заходів, оцінити їх екологічний вплив та визначити вимоги охорони праці і безпеки при виконанні робіт в електроустановках.

Об'єктом дослідження є внутрішньогосподарська електромережа агропромислового підприємства напругою 0,4–10 кВ з розрахунковим навантаженням 219,6 кВт, трансформатором ТМ-400/10 і чотирма розподільчими лініями загальною довжиною 2,8 км.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 10   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

Предметом дослідження є технічні втрати електроенергії у внутрішньогосподарських мережах та заходи щодо їх зменшення шляхом компенсації реактивної потужності й оптимізації параметрів мережі.

Методи дослідження. У роботі використано аналітичні методи розрахунку втрат електроенергії у лініях і трансформаторах на основі математичних моделей (метод часу найбільших втрат, метод коефіцієнта завантаження), метод порівняльного аналізу варіантів компенсації реактивної потужності, техніко-економічний аналіз інвестиційних проєктів (NPV, IRR, простий термін окупності), а також методи екологічної оцінки на основі питомих коефіцієнтів емісії CO<sub>2</sub>.

Наукова новизна роботи полягає у розробленні комплексного підходу до оцінки і зменшення технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах підприємств АПК, що поєднує режимні заходи (компенсація реактивної потужності) з технічними (заміна обладнання на енергоефективне) і забезпечує синергетичний ефект зниження втрат у всіх елементах мережі одночасно завдяки зменшенню повного струму через підвищення коефіцієнта потужності.

Практична цінність роботи полягає у розробленні методики багатокритеріальної оцінки ефективності заходів зменшення втрат за економічним ефектом, терміном окупності і питомою екологічною ефективністю, що дозволяє обґрунтовано ранжувати пріоритетність заходів при обмеженому інвестиційному бюджеті підприємства і рекомендується до впровадження на підприємствах АПК України з аналогічними характеристиками електромереж.

Апробація результатів. Основні положення роботи апробовано на XIV Міжнародній науково-практичній конференції «Енергоефективний університет» (23 жовтня 2025 р., м. Київ, КУТД): Кураченко В.Д., Павленко В.М. Комплексний підхід до енергозбереження у внутрішньогосподарських електромережах через оптимізацію параметрів та компенсацію реактивної потужності.[1]

Структура роботи. Кваліфікаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (32 найменування) і додатків. Загальний обсяг роботи – 95 сторінок, у тому числі 7 рисунків і 16 таблиць.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 11   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ У  
ВНУТРІШНЬОГОСПОДАРСЬКИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ

**1.1. Характеристика внутрішньогосподарських електромереж як об'єкта енергозбереження**

Внутрішньогосподарські електромережі є кінцевою ланкою системи електропостачання і призначені для розподілу електроенергії безпосередньо між споживачами підприємства. На відміну від магістральних та розподільчих мереж загального користування, внутрішньогосподарські мережі характеризуються відносно невеликими рівнями напруги (0,4 кВ та 10 кВ), розгалуженою топологією, різноманітністю та нерівномірністю навантажень. Саме тому питання підвищення їх енергоефективності набуває особливого практичного значення.[2]

До складу внутрішньогосподарських електромереж, як правило, входять: понижувальні трансформаторні підстанції (ТП) 10/0,4 кВ, розподільчі пристрої (РП) і щити 0,4 кВ, кабельні лінії та повітряні лінії електропередачі (ПЛ) напругою 0,4 кВ і 10 кВ, захисна та комутаційна апаратура, лічильники обліку електроенергії. На рис. 1.1 наведено типову структурну схему внутрішньогосподарської електромережі підприємства.

Як видно зі схеми (рис. 1.1), внутрішньогосподарська електромережа є багаторівневою системою, що включає елементи напругою 10 кВ і 0,4 кВ. Живлення здійснюється від шин понижувальної підстанції енергосистеми через головний розподільчий пристрій (ГРП). Від ГРП відходять лінії 10 кВ до цехових і виробничих трансформаторних підстанцій, від яких мережею 0,4 кВ здійснюється безпосереднє живлення споживачів. Така структура є типовою для підприємств агропромислового комплексу з розосередженими навантаженнями на значній площі.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 12   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

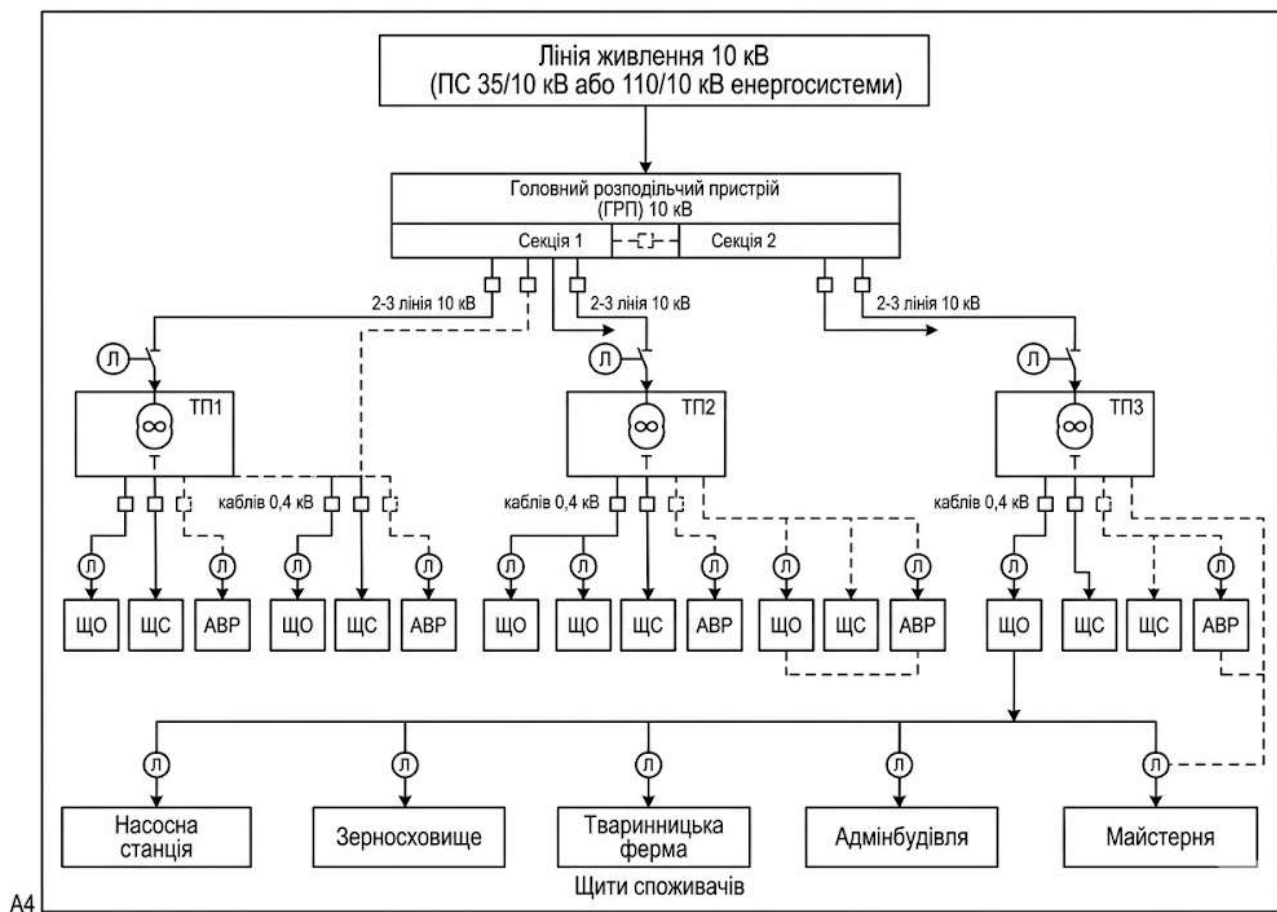


Рис. 1.1. Типова структурна схема внутрішньогосподарської електромережі підприємства

Залежно від характеру виробництва та конфігурації генерального плану підприємства застосовуються різні схеми побудови мереж 0,4 кВ. Основні типи схем та їх порівняльні характеристики наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

**Порівняльна характеристика схем побудови внутрішньогосподарських електромереж 0,4 кВ**

| Тип схеми | Характеристика                                                | Переваги                                                | Недоліки                                        | Типові об'єкти застосування                                  |
|-----------|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Радіальна | Кожен споживач живиться окремою лінією від розподільчого щита | Висока надійність, простота захисту, незалежність ліній | Великі капіталовкладення, значна витрата кабелю | Споживачі I–II категорії надійності, відповідальні установки |

Продовження таблиці 1.1

|                                  |                                                                 |                                                |                                                                      |                                            |
|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|
| Магістральна                     | Послідовне підключення споживачів до однієї магістральної лінії | Мінімальна витрата кабелю, простота монтажу    | Низька надійність, взаємний вплив навантажень, значні втрати напруги | Освітлення, дрібні споживачі III категорії |
| Змішана (радіально-магістральна) | Поєднання радіальних і магістральних ділянок                    | Компроміс між надійністю та економічністю      | Складніше проектування та налагодження захистів                      | Більшість виробничих підприємств АПК       |
| Петльова                         | Двостороннє живлення споживачів із нормально розімкненою петлею | Висока надійність, швидке відновлення живлення | Складна автоматика, підвищені вимоги до персоналу                    | Відповідальні об'єкти, міські мережі       |

Аналіз даних таблиці 1.1 показує, що для підприємств агропромислового комплексу найбільш поширеною є змішана (радіально-магістральна) схема, яка забезпечує раціональний баланс між рівнем надійності електропостачання і капітальними витратами на будівництво мережі. Радіальні відгалуження застосовуються для живлення відповідальних споживачів (насосні станції, тваринницькі ферми з інтенсивною технологією), магістральні лінії – для освітлення і дрібних споживачів.

Важливою характеристикою внутрішньогосподарських електромереж є характер і режим роботи електричних навантажень. На рис. 1.2 наведено типовий добовий графік навантажень підприємства агропромислового комплексу.

Аналіз добового графіка навантажень (рис. 1.2) виявляє характерні особливості режиму роботи внутрішньогосподарської електромережі підприємства АПК. Графік має виражену нерівномірність з двома максимумами: ранковим (06:00–08:00) і денним (08:00–12:00, 13:00–17:00), що пов'язано з режимом годівлі та доїння тварин, роботою зернообробного і переробного обладнання. Глибокий нічний провал навантаження (00:00–05:00) свідчить про значну нерівномірність споживання. Коефіцієнт заповнення графіка навантажень  $k_3 = P_{cp}/P_{max} = 220/320 = 0,69$ , що є типовим значенням для підприємств даного типу.[3]

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 14   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

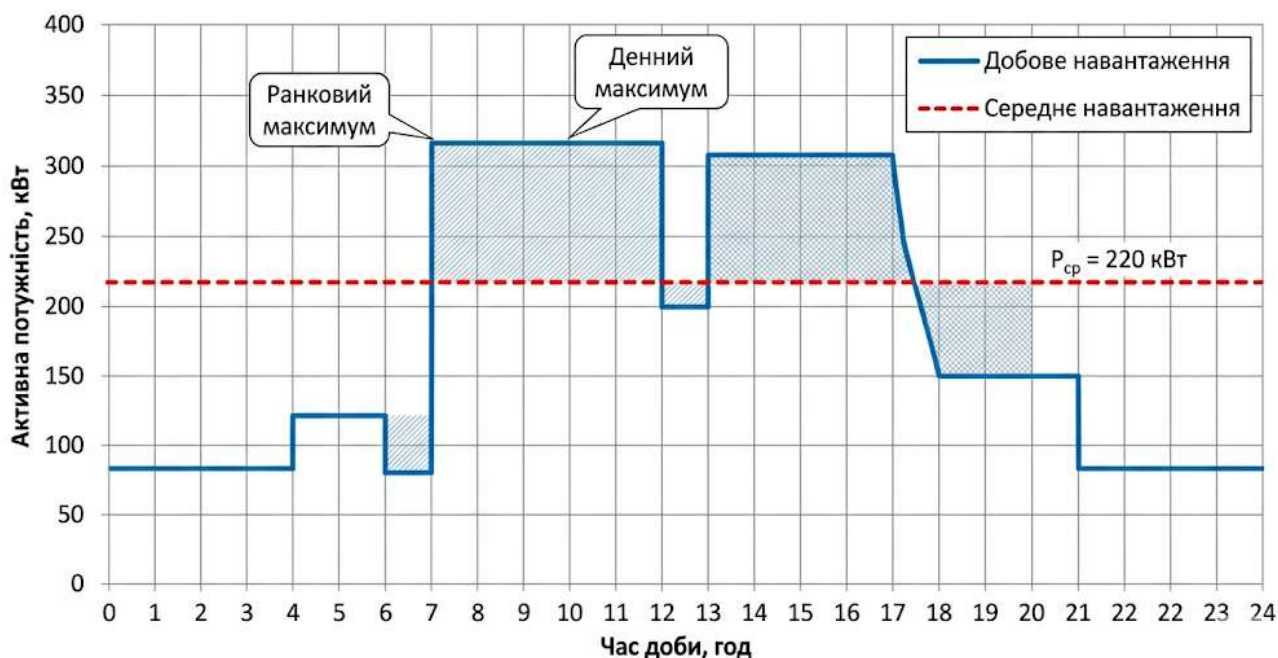


Рис. 1.2. Типовий добовий графік активного навантаження підприємства АПК

Нерівномірність графіка навантажень суттєво впливає на рівень втрат електроенергії. Для кількісної оцінки цього впливу використовується коефіцієнт форми графіка навантажень  $k_\phi$ , який визначається за формулою:

$$k_\phi = \frac{I_{\text{ср.кв}}}{I_{\text{ср}}} \geq 1, \quad (1.1)$$

де  $I_{\text{ср.кв}}$  – середньоквадратичне значення струму за розрахунковий період, А;  
 $I_{\text{ср}}$  – середнє значення струму за той самий період, А.

Чим більше значення  $k_\phi$  відрізняється від одиниці, тим більші втрати електроенергії у мережі порівняно з випадком рівномірного навантаження. Для типових графіків навантажень підприємств АПК  $k_\phi = 1,05 \div 1,15$ . [4, 5]

Нормативні вимоги до показників якості електроенергії у точках живлення споживачів регламентуються ДСТУ EN 50160:2014 та Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ). Ключові нормовані параметри наведено в табл. 1.2.

**Нормовані показники якості електроенергії у  
внутрішньогосподарських мережах 0,4 кВ (ДСТУ EN 50160:2014)**

| Показник                             | Нормоване значення                 | Гранично допустиме відхилення    | Наслідки порушення норм                                                         |
|--------------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| Відхилення напруги $\delta U$        | $\pm 5\%$ від $U_{\text{ном}}$     | $\pm 10\%$ від $U_{\text{ном}}$  | Перегрів обмоток двигунів, зниження моменту, скорочення терміну служби ізоляції |
| Несиметрія напруги $k_{2U}$          | $\leq 2\%$                         | $\leq 4\%$                       | Додаткові втрати в двигунах, перегрів нейтрального проводу                      |
| Коефіцієнт несинусоїдності $k_U$     | $\leq 8\%$                         | $\leq 12\%$                      | Додаткові втрати в трансформаторах і кабелях, збої в роботі засобів обліку      |
| Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ | $\geq 0,92$<br>(нормований)        | $< 0,80$ (штрафна зона)          | Збільшення струму, зростання втрат, штрафні тарифи за реактивну потужність      |
| Частота мережі $f$                   | $50 \text{ Гц} \pm 0,2 \text{ Гц}$ | $50 \text{ Гц} \pm 1 \text{ Гц}$ | Порушення синхронізації, некоректна робота частотних реле                       |

Аналіз даних табл. 1.2 дозволяє встановити, що ключовими показниками для оцінки енергоефективності внутрішньогосподарських мереж є відхилення напруги та коефіцієнт потужності. Відхилення напруги понад допустимі межі призводить до збільшення втрат в обмотках електродвигунів і трансформаторів, скорочення строків їх служби. Низький коефіцієнт потужності ( $\cos \varphi < 0,92$ ) не лише збільшує активні втрати у проводах через зростання повного струму, але й є підставою для застосування штрафних тарифів з боку енергопостачальної організації.

Дослідження, проведені авторами на підприємствах АПК України, показали, що фактичні значення показників якості електроенергії у внутрішньогосподарських мережах значно відхиляються від нормованих: середній рівень  $\cos \varphi$  становить 0,75–0,85, відхилення напруги на кінцях ліній досягає 7–10% і більше, а рівень несиметрії – до 4–6%. Це свідчить про необхідність розробки та впровадження комплексу заходів із підвищення енергоефективності даного класу електромереж.[6,7]

Таким чином внутрішньогосподарські електромережі є розгалуженими багаторівневими системами напругою 0,4–10 кВ зі значною нерівномірністю

навантажень у часі (коефіцієнт заповнення графіка  $k_3 \approx 0,69$ ) та в просторі. Проведений аналіз типових схем побудови мереж показав переваги змішаної радіально-магістральної схеми для підприємств АПК. Встановлено, що фактичні показники якості електроенергії у внутрішньогосподарських мережах підприємств суттєво відхиляються від нормованих значень (ДСТУ EN 50160:2014):  $\cos \varphi = 0,75 \div 0,85$  при нормі  $\geq 0,92$ , відхилення напруги досягає 7–10% при допустимих  $\pm 5\%$ . Виявлені порушення нормативних показників обумовлюють необхідність розробки і впровадження комплексних заходів з енергозбереження, що й визначає напрям подальшого дослідження.

## 1.2. Аналіз структури втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах

Втрати електроенергії у внутрішньогосподарських електромережах є об'єктивно зумовленими і виникають внаслідок фізичних процесів нагріву струмопровідних частин елементів мереж при протіканні по них електричного струму, а також нагріву магнітопроводів трансформаторів і апаратів. Відповідно до чинного нормативного документу СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011, технологічні витрати електроенергії – це об'єктивно зумовлені втрати в конструктивних елементах електричної мережі та втрати, зумовлені електромагнітними процесами у струмовідних частинах при передачі електроенергії. За даними досліджень, загальні втрати між генеруючими установками і споживачами змінюються в діапазоні від 8 до 15%, причому на частку розподільних мереж 10–0,4 кВ припадає 4–6% загальних втрат в системі. [8, 9]

Для цілеспрямованого управління втратами необхідна їх детальна класифікація. За місцем виникнення та фізичною природою технічні втрати електроенергії у внутрішньогосподарських мережах поділяються на такі основні складові, що наведені в табл. 1.3.

Таблиця 1.3

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 17   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

## Класифікація та характеристика складових технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах

| Складова втрат                                    | Місце виникнення                                  | Залежність від навантаження                    | Типова частка, % | Розрахункова формула                         |
|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------|------------------------------------------------|------------------|----------------------------------------------|
| Навантажувальні (змінні) втрати у лініях          | Проводи та кабелі ПЛ і КЛ 0,4–10 кВ               | Пропорційна $I^2$ (квадратична)                | 60–70            | $W_{\text{л}} = 3I^2 R_0 L t$                |
| Втрати холостого ходу трансформаторів             | Магнітопровід силових трансформаторів             | Не залежать від навантаження (умовно-постійні) | 15–20            | $W_{\text{хх}} = P_0 \cdot T$                |
| Навантажувальні втрати трансформаторів            | Обмотки силових трансформаторів                   | Пропорційна $(S/S_{\text{ном}})^2$             | 10–15            | $W_{\text{кз}} = P_k (S/S_{\text{ном}})^2 T$ |
| Втрати від реактивної потужності                  | Усі струмопровідні елементи мережі                | Пропорційна $Q^2$                              | 5–10             | $W_Q = Q^2 R t / U^2$                        |
| Додаткові втрати від несиметрії та вищих гармонік | Проводи, обмотки трансформаторів, нульовий провід | Залежать від ступеня несиметрії і $k_U$        | 3–5              | Розраховуються за коефіцієнтами збільшення   |

Аналіз даних табл. 1.3 показує, що домінуючою складовою технічних втрат є навантажувальні втрати у лініях (60–70%), що обумовлено їх прямою квадратичною залежністю від струму навантаження. Це визначає пріоритетність заходів зі зниження струмів у провідниках – передусім шляхом компенсації реактивної потужності і оптимізації перетинів проводів.

Розглянемо детально кожен складову втрат. Навантажувальні втрати у лініях виникають унаслідок нагріву провідників при протіканні електричного струму (ефект Джоуля–Ленца). Активна потужність, що виділяється у вигляді тепла в трифазній лінії, визначається за формулою:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I^2 R_0 L, \quad (1.2)$$

де  $I$  – діючий струм навантаження, А;  $R_0$  – питомий активний опір проводу (кабелю), Ом/км;  $L$  – довжина лінії, км.

Відповідно, річні втрати електроенергії у лінії:

$$W_{\text{л}} = 3I^2 R_0 L \cdot \tau_{\text{max}}, \quad (1.3)$$

де  $\tau_{max}$  – час найбільших втрат, год/рік, що визначається залежно від часу використання максимуму навантаження  $T_{max}$  і  $\cos\varphi$ . [10]

**Втрати у силових трансформаторах** складаються з двох незалежних складових. Втрати холостого ходу (умовно-постійні) обумовлені перемагнічуванням осердя і вихровими струмами в магнітопроводі; вони не залежать від навантаження і виникають весь час, поки трансформатор увімкнено:

$$W_{xx} = P_0 \cdot T, \quad (1.4)$$

де  $P_0$  – активні втрати холостого ходу, кВт;  $T$  – час роботи трансформатора на рік, год.

Навантажувальні втрати (змінні) в обмотках трансформатора залежать від ступеня його завантаження:

$$W_{кз} = P_k \left( \frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \cdot T, \quad (1.5)$$

де  $P_k$  – активні втрати короткого замикання, кВт;  $S$  – фактичне навантаження трансформатора, кВА;  $S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора, кВА. [11]

Окремої уваги заслуговують втрати, обумовлені реактивною потужністю. Реактивна потужність разом з активною циркулює у мережі, додатково завантажує струмопровідні елементи, збільшує спад напруги та активні втрати, однак не виконує корисної роботи. Передача реактивної потужності по мережі призводить до додаткових втрат активної потужності: [12]

$$\Delta P_Q = \frac{Q^2 \cdot R}{U^2}, \quad (1.6)$$

де  $Q$  – реактивна потужність навантаження, квар;  $R$  – активний опір ділянки мережі, Ом;  $U$  – напруга у вузлі, кВ.

Відповідно, річні втрати електроенергії від реактивної потужності:

$$W_Q = \frac{Q^2 \cdot R}{U^2} \cdot t, \quad (1.7)$$

де  $t$  – час роботи, год. [13]

З формули (1.6) видно, що втрати потужності зворотно пропорційні квадрату напруги і зростають зі збільшенням реактивної потужності навантаження.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 19   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

Підвищення коефіцієнта потужності від  $\cos \varphi_1$  до  $\cos \varphi_2$  забезпечує зниження втрат у  $(\cos \varphi_2 / \cos \varphi_1)^2$  разів.[14]

Для наочного уявлення про співвідношення між активною, реактивною та повною потужностями, а також про зміну цього співвідношення при компенсації реактивної потужності, служить так звана «енергетична трикутна діаграма» (трикутник потужностей), зображена на рис. 1.3.

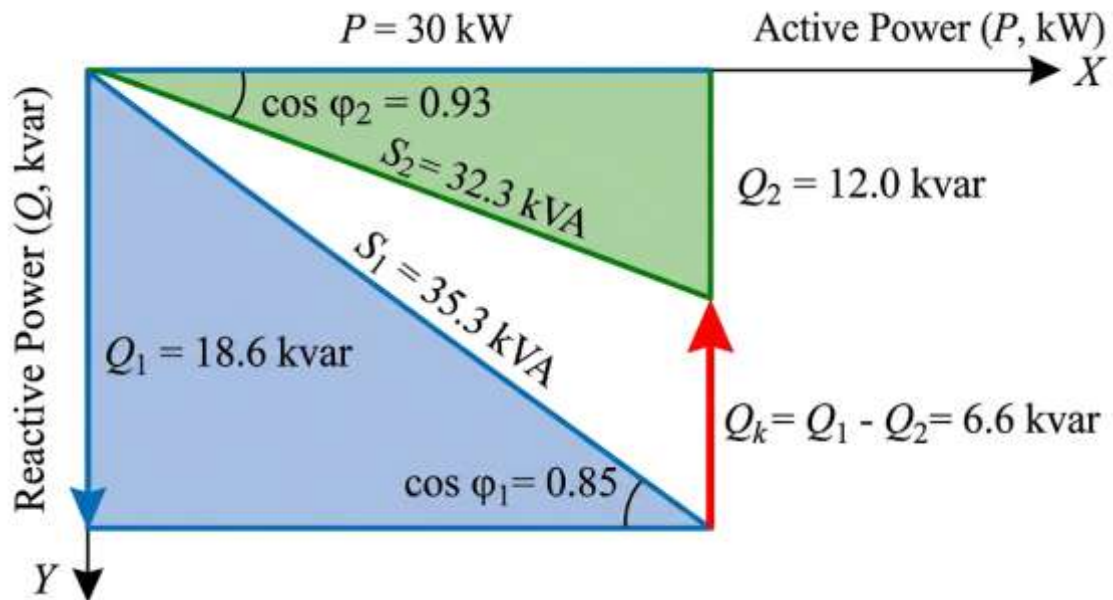


Рис. 1.3. Трикутник потужностей до і після компенсації реактивної потужності

З рис. 1.3 наочно видно, що при незмінній активній потужності  $P$  підвищення  $\cos \varphi$  від 0,85 до 0,93 унаслідок компенсації реактивної потужності  $Q_k$  призводить до зменшення повної потужності  $S$  і, відповідно, повного струму в мережі. Це безпосередньо зумовлює зниження навантажувальних втрат у лініях, що пропорційні квадрату струму.

На рис. 1.4 наведено структурну діаграму розподілу технічних втрат електроенергії у типовій внутрішньогосподарській електромережі підприємства АПК.

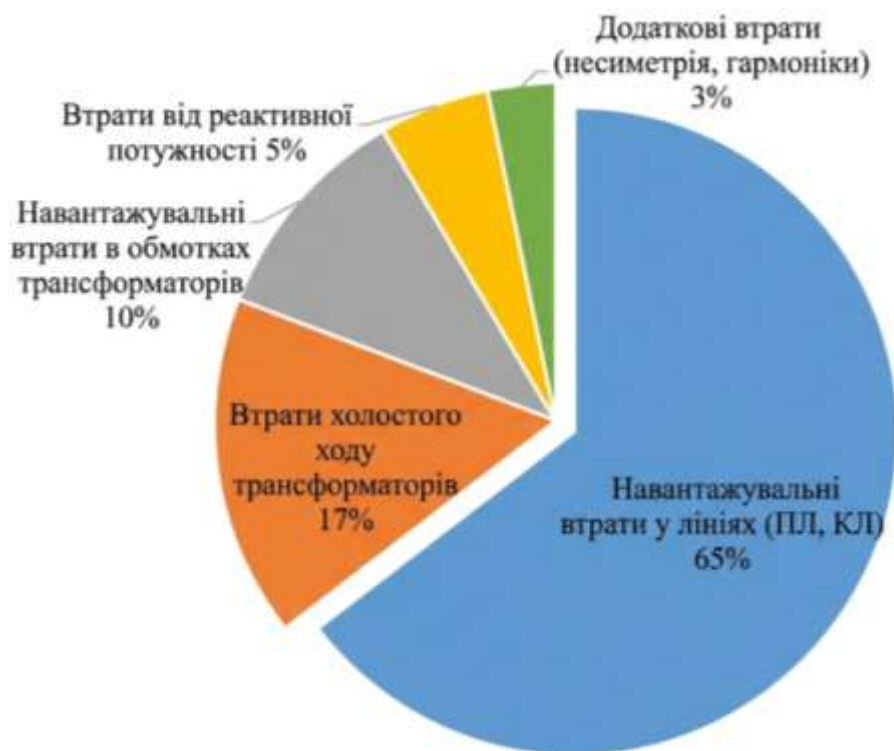


Рис. 1.4. Структура технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарській мережі підприємства АПК

Аналіз діаграми (рис. 1.4) підтверджує, що найбільшою складовою є навантажувальні втрати у лініях – 65% загальних технічних втрат. Зменшення цієї складової можливе двома шляхами: зниженням струму навантаження (за рахунок компенсації реактивної потужності) або зменшенням опору лінії (за рахунок збільшення перетину проводів). Втрати холостого ходу трансформаторів (17%) є умовно-постійними і можуть бути знижені шляхом відключення малозавантажених трансформаторів у години мінімуму навантажень або їх заміни на сучасні з покращеними характеристиками. Сумарна частка втрат від реактивної потужності і додаткових втрат від несиметрії складає 8%, що є вагомим резервом при комплексному підході до енергозбереження.[15, 16]

Важливим показником, що характеризує ступінь завантаження мережі реактивною складовою, є тангенс кута зсуву фаз  $\tan \varphi$ . Зв'язок між  $\tan \varphi$ , величиною реактивної потужності і рівнем втрат визначається з трикутника потужностей:

$$Q = P \cdot \tan \varphi = P \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}. \quad (1.8)$$

Для підприємств АПК характерне значення  $\cos \varphi = 0,75 \div 0,85$ , що відповідає  $\tan \varphi = 0,88 \div 0,62$ . Підвищення  $\cos \varphi$  до нормованого значення 0,92 ( $\tan \varphi = 0,43$ ) дозволяє скоротити реактивну потужність, що циркулює в мережі, на 30–35% і відповідно знизити навантажувальні втрати.[ 17 , 18 ]

Таким чином, аналіз структури технічних втрат електроенергії виявляє два пріоритетних напрямки енергозбереження у внутрішньогосподарських мережах: компенсація реактивної потужності (зниження навантажувальних втрат у лініях та від реактивної потужності – сумарно 70–75% потенціалу зниження втрат) і оптимізація режимів роботи трансформаторів (зниження умовно-постійних втрат холостого ходу – 15–20% потенціалу). Саме ці напрямки і складають основу комплексного підходу до енергозбереження, що розглядається у даній роботі.

### 1.3. Огляд методів оптимізації режимів роботи та компенсації реактивної потужності: сучасний стан і тенденції

Зниження технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах досягається комплексним застосуванням методів двох груп: оптимізації параметрів елементів мережі (вибір оптимальних перетинів провідників, потужності та режимів роботи трансформаторів, конфігурації схеми мережі) і компенсації реактивної потужності (встановлення компенсуючих пристроїв різних типів та конфігурацій). Як показує практика, максимальний ефект досягається лише при спільному, узгодженому застосуванні цих методів, що і визначає необхідність комплексного підходу.[ 16 ]

#### 1.3.1. Методи оптимізації параметрів електромережі

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 22   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

Вибір оптимального перетину провідників є одним із ключових рішень при проектуванні або реконструкції мережі. Відповідно до ПУЕ, переріз провідників вибирається за нормованою економічною густиною струму  $j_{ек}$ :

$$S_{ек} = \frac{I_{max}}{j_{ек}}, \quad (1.9)$$

де  $I_{max}$  – максимальний тривалий струм навантаження, А;  $j_{ек}$  – нормована економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>, що залежить від матеріалу провідника і часу використання максимуму навантаження  $T_{max}$ .<sup>[3]</sup>

Для алюмінієвих проводів повітряних ліній при  $T_{max} = 3000 \div 5000$  год/рік:  $j_{ек} = 1,1$  А/мм<sup>2</sup>; при  $T_{max} > 5000$  год/рік:  $j_{ек} = 1,0$  А/мм<sup>2</sup>. Отриманий економічний переріз  $S_{ек}$  округляється до найближчого стандартного і обов'язково перевіряється за умовами допустимого нагріву та допустимої втрати напруги. Поряд з методом економічної густини струму застосовується **метод економічних інтервалів**, який дозволяє більш точно враховувати реальні умови роботи мережі та є перспективнішим для адаптації до сучасних умов.[18]

Оптимізація режимів роботи трансформаторів досягається вибором раціонального ступеня їх завантаження. Мінімум сумарних втрат у двотрансформаторній підстанції при можливості відключення одного трансформатора в режимі малих навантажень досягається при виконанні умови:

$$S_{гр} = S_{ном} \sqrt{\frac{n \cdot P_0}{P_k}}, \quad (1.10)$$

де  $S_{гр}$  – граничне навантаження, при якому вигідно перейти з роботи двох трансформаторів на один;  $n$  – кількість трансформаторів;  $P_0, P_k$  – втрати холостого ходу і короткого замикання відповідно. Оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора з точки зору мінімуму сумарних втрат знаходиться в діапазоні  $\beta_{opt} = 0,6 \div 0,7$  для трансформаторів серії ТМ та  $\beta_{opt} = 0,7 \div 0,8$  для серії ТМГ і ТМЗ. [19].

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 23   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

### 1.3.2. Методи і засоби компенсації реактивної потужності

Для компенсації реактивної потужності у внутрішньогосподарських мережах застосовуються різні технічні засоби. Порівняльний аналіз основних типів компенсуючих пристроїв наведено в табл. 1.4.

Таблиця 1.4

#### Порівняльна характеристика засобів компенсації реактивної потужності для внутрішньогосподарських електромереж

| Тип пристрою                                        | Принцип дії                                                                      | Діапазон регулювання                 | Переваги                                                                            | Недоліки                                                                          | Сфера застосування                                             |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Батарея статичних конденсаторів (БСК) нерегульована | Генерація ємнісної реактивної потужності                                         | Фіксована                            | Простота, низька вартість, висока надійність, відсутність втрат активної потужності | Неможливість регулювання, ризик перекомпенсації                                   | Стабільне навантаження, індивідуальна компенсація ел. двигунів |
| БСК автоматична (АУКРП)                             | Ступінчасте перемикавання секцій конденсаторів за сигналом регулятора $\cos\phi$ | Ступінчасте, до 16 ступенів          | Автоматична підтримка заданого $\cos\phi$ , захист від перекомпенсації              | Дискретне регулювання, складніша конструкція                                      | Змінне навантаження, централізована компенсація                |
| Синхронний компенсатор (СК)                         | Перезбуджений синхронний двигун без механічного навантаження                     | Плавне (від споживання до генерації) | Плавне регулювання, можливість форс-режиму                                          | Значні втрати активної потужності (2–3%), висока вартість, складне обслуговування | Великі підстанції, потужності від 5 МВАр                       |
| Статичний тиристорний компенсатор (СТК)             | Тиристорне керування реактором та/або конденсатором                              | Плавне, швидкодіє (мс)               | Висока швидкодія, точне регулювання, придушення фліксеру                            | Висока вартість, генерація гармонік                                               | Потужні нелінійні навантаження, дугові печі                    |
| Фільтро-компенсуюча установка (ФКУ)                 | БСК з послідовним дроселем                                                       | Ступінчасте                          | Одночасна компенсація КРП                                                           | Вища вартість порівняно з БСК                                                     | Мережі з вираженими вищими гармоніками                         |

Аналіз табл. 1.4 показує, що для внутрішньогосподарських електромереж підприємств АПК з відносно невеликими потужностями та змінним характером навантажень найбільш доцільним є застосування автоматичних конденсаторних установок (АУКРП) у поєднанні з нерегульованими БСК для індивідуальної компенсації потужних двигунів. Синхронні компенсатори і СТК є економічно виправданими лише при потужностях понад 1–5 МВАр, що виходить за межі типових параметрів внутрішньогосподарських мереж.[20, 21]

За місцем розміщення компенсуючих пристроїв розрізняють три способи компенсації, порівняльна характеристика яких наведена на рис. 1.5.

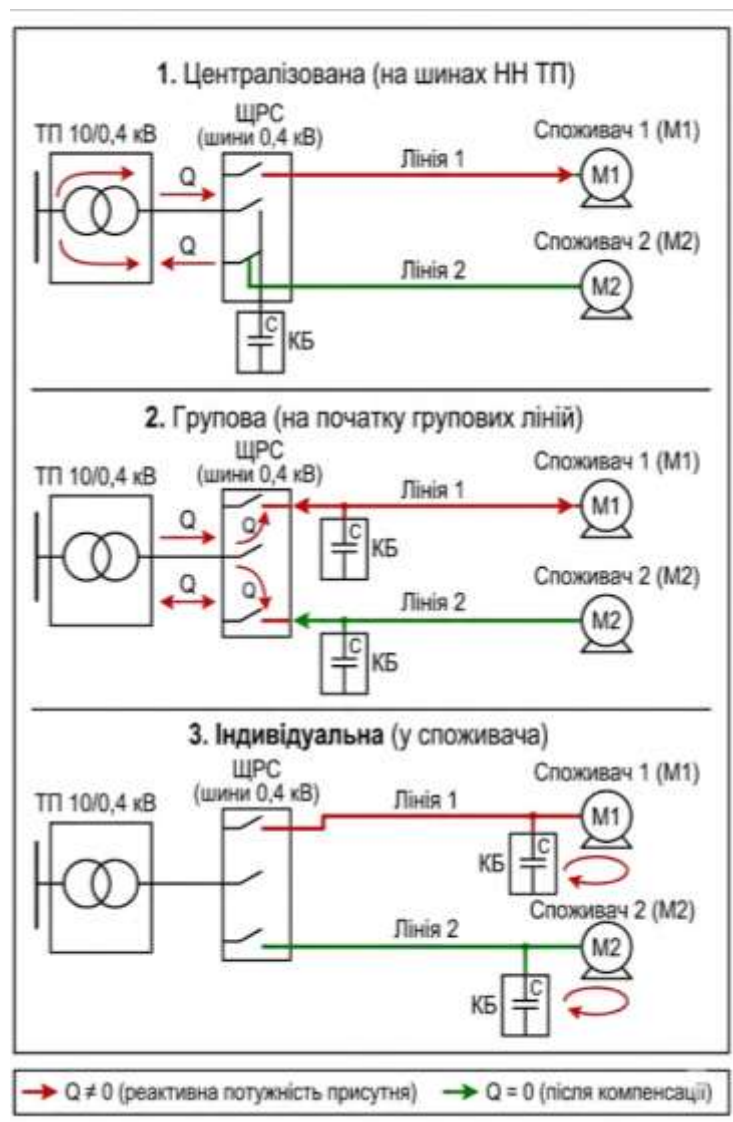


Рис. 1.5. Схеми способів розміщення компенсуючих пристроїв у внутрішньогосподарській мережі

Аналіз рис. 1.5 дозволяє встановити принципову відмінність між способами компенсації. При централізованій компенсації реактивна потужність не передається по зовнішній мережі, однак продовжує циркулювати у внутрішньозаводській мережі від ТП до споживачів, що не дає повного ефекту від зниження втрат у лінійних елементах. Індивідуальна компенсація є найефективнішою з точки зору зниження втрат у всіх елементах мережі, однак потребує більшої сумарної потужності конденсаторів і більших капіталовкладень. Групова компенсація займає проміжне положення і є найпоширенішим рішенням для внутрішньогосподарських мереж.[ 21]

### 1.3.3. Сучасні тенденції: автоматизація та Smart Grid

Сучасним напрямком розвитку систем керування реактивною потужністю є впровадження автоматизованих систем керування на базі технологій IoT та real-time моніторингу. Такі системи дозволяють безперервно вимірювати  $\cos\phi$  у вузлах мережі і в режимі реального часу керувати підключенням/відключенням секцій конденсаторних батарей, забезпечуючи зниження втрат на 20–35% порівняно з нерегульованою компенсацією. В Україні впровадження елементів Smart Grid активно розпочалося у 2023–2024 роках: ДТЕК Мережі реалізують 10-річний план розвитку «Мережі майбутнього», що передбачає телемеханізацію підстанцій, впровадження ADMS та систем розумного обліку (Smart metering).[ 22, 23 ]

Порівняльний аналіз ефективності розглянутих методів зниження технічних втрат узагальнено в табл. 1.5.

Аналіз даних табл. 1.5 підтверджує, що за критерієм мінімального терміну окупності та простоти впровадження для підприємств АПК пріоритетними є заходи з компенсації реактивної потужності – як індивідуальної, так і групової за допомогою АУКРП.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 26   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

**Порівняльна ефективність основних методів зниження технічних втрат  
у внутрішньогосподарських мережах**

| Метод                                                                  | Потенціал<br>зниження<br>втрат, % | Термін<br>окупності,<br>років | Складність<br>впровадження | Пріоритетність<br>для АПК |
|------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|----------------------------|---------------------------|
| Індивідуальна компенсація<br>КРП нерегульованими БСК                   | 15–25                             | 1,5–3,0                       | Низька                     | ★★★★★                     |
| Автоматична<br>централізована АУКРП                                    | 20–35                             | 2,0–4,0                       | Середня                    | ★★★★☆                     |
| Оптимізація завантаження<br>трансформаторів<br>(відключення в мінімум) | 5–12                              | 0,5–1,5                       | Низька                     | ★★★★☆                     |
| Заміна проводів на більший<br>переріз                                  | 10–20                             | 5–10                          | Висока                     | ★★★☆☆                     |
| Заміна трансформаторів на<br>енергоефективні (серія<br>ТМГ, ТМЗ)       | 8–15                              | 7–12                          | Висока                     | ★★☆☆☆                     |
| Автоматизовані системи<br>IoT real-time керування<br>КРП               | 20–35                             | 3,0–5,0                       | Висока                     | ★★★★☆                     |

Ці два методи у поєднанні з оптимізацією режимів роботи трансформаторів забезпечують загальне зниження технічних втрат на 25–40% при терміні окупності 2–4 роки, що є основою комплексного підходу до енергозбереження, що розробляється у даній роботі.[ 24 ]

### Висновки до розділу 1

У першому розділі виконано аналіз стану питання втрат електроенергії у внутрішньогосподарських електромережах підприємств агропромислового комплексу. За результатами проведеного аналізу зроблено такі висновки.

1. Встановлено, що внутрішньогосподарські електромережі підприємств АПК є розгалуженими багаторівневими системами напругою 0,4–10 кВ із значною нерівномірністю навантажень у часі ( $k_3 \approx 0,69$ ,  $k_\phi = 1,05 \div 1,15$ ) та просторі. Найпоширенішою є змішана радіально-магістральна схема побудови мережі. Фактичні показники якості електроенергії системно відхиляються від нормованих

(ДСТУ EN 50160:2023): середній  $\cos \varphi = 0,75 \div 0,85$  при нормі  $\geq 0,92$ , відхилення напруги – до 7–10% при допустимих  $\pm 5\%$ , що обумовлює необхідність кількісної оцінки рівня технічних втрат у таких мережах.

2. Визначено структуру технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах: навантажувальні втрати у розподільчих лініях становлять 60–70% від загальних втрат, втрати від перетікань реактивної потужності – 15–20%, втрати у силових трансформаторах – 10–15%, додаткові втрати від несиметрії та вищих гармонік – до 5%. Встановлено квадратичну залежність навантажувальних втрат від струму ( $\Delta P = 3I^2R$ ) і зворотно-квадратичну від коефіцієнта потужності ( $\Delta P \sim 1/\cos^2 \varphi$ ), що визначає пріоритетність заходів із компенсації реактивної потужності.

3. Огляд сучасних методів оцінки і зменшення втрат електроенергії показав, що найбільш ефективними є комплексні підходи, які поєднують аналітичні методи розрахунку втрат (на основі математичних моделей елементів мережі) із технічними заходами: компенсація реактивної потужності (централізована та індивідуальна), оптимізація режиму роботи трансформаторів, вибір економічно обґрунтованих перетинів провідників. Перспективним напрямом є впровадження систем автоматизованого обліку і моніторингу втрат на базі IoT-технологій, що дозволяє перейти від розрахункових до інструментальних методів оцінки у режимі реального часу.

## РОЗДІЛ 2

### МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ТА ОЦІНКИ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ВНУТРІШНЬОГОСПОДАРСЬКИХ МЕРЕЖАХ

#### 2.1. Математичні моделі та аналітичні методи розрахунку втрат електроенергії

Математичне моделювання втрат електроенергії є основою для обґрунтованого вибору заходів з енергозбереження та кількісної оцінки їх ефективності. Повна математична модель втрат у внутрішньогосподарських електромережах повинна враховувати всі основні складові, виявлені в розділі 1: навантажувальні втрати у лініях, втрати холостого ходу і короткого замикання в трансформаторах, втрати від реактивної потужності, а також додаткові втрати від несиметрії та вищих гармонік. [25, 26]

##### 2.1.1. Втрати електроенергії у лініях електропередачі

Активні втрати потужності у трифазній лінії при симетричному навантаженні визначаються за законом Джоуля–Ленца:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I^2 R, \quad (2.1)$$

де  $I$  – діючий струм фази, А;  $R$  – активний опір однієї фази лінії, Ом.

Опір лінії залежить від її довжини і перетину провідника:

$$R = R_0 \cdot L, \quad (2.2)$$

де  $R_0$  – питомий активний опір проводу, Ом/км;  $L$  – довжина лінії, км.

Питомий опір визначається матеріалом провідника і його перетином:

$$R_0 = \frac{\rho}{S}, \quad (2.3)$$

де  $\rho$  – питомий опір матеріалу (для алюмінію  $\rho = 0,028$  Ом·мм<sup>2</sup>/м, для міді  $\rho = 0,0175$  Ом·мм<sup>2</sup>/м);  $S$  – переріз провідника, мм<sup>2</sup>.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 29   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

Струм навантаження визначається з рівняння потужності для трифазної мережі:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}, \quad (2.4)$$

де  $P$  – активна потужність навантаження, кВт;  $U$  – лінійна напруга, кВ;  $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності навантаження.

Підставивши (2.4) в (2.1), отримаємо втрати потужності через параметри навантаження:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3 \left( \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \right)^2 R = \frac{P^2 \cdot R}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi}. \quad (2.5)$$

З формули (2.5) видно, що втрати потужності зворотно пропорційні квадрату коефіцієнта потужності: підвищення  $\cos \varphi$  від 0,8 до 0,92 дає зниження втрат у  $(0,92/0,8)^2 = 1,32$  рази, тобто на 32%.

Для визначення втрат електроенергії за розрахунковий період необхідно врахувати нерівномірність графіка навантажень. Річні втрати електроенергії у лінії:

$$W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau, \quad (2.6)$$

де  $\tau$  – час найбільших втрат, год/рік.

Час найбільших втрат визначається за формулою:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (2.7)$$

де  $T_{\text{max}}$  – час використання максимуму навантаження, год/рік [ 27 ]

Для підприємств АПК  $T_{\text{max}} = 3500 \div 5000$  год/рік, що відповідає  $\tau = 2200 \div 3100$  год/рік.

Альтернативний метод розрахунку враховує коефіцієнт форми графіка навантажень:

$$\tau = T_{\text{max}} \cdot k_{\phi}^2, \quad (2.8)$$

де  $k_{\phi} = I_{\text{ср.кв}}/I_{\text{ср}}$  – коефіцієнт форми графіка навантажень (для типових графіків АПК  $k_{\phi} = 1,05 \div 1,15$ ). [ 28 ]

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 30   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

### 2.1.2. Втрати електроенергії у силових трансформаторах

Втрати у трансформаторі складаються з двох незалежних компонент: втрат холостого ходу (обумовлені перемагнічуванням осердя) і навантажувальних втрат у обмотках (обумовлені нагріванням провідників).

Втрати холостого ходу є умовно-постійними і не залежать від навантаження:

$$\Delta P_{xx} = P_0, \quad (2.9)$$

де  $P_0$  – активні втрати холостого ходу за паспортними даними, кВт.

Річні втрати електроенергії холостого ходу:

$$W_{xx} = P_0 \cdot T, \quad (2.10)$$

де  $T$  – час роботи (увімкнення) трансформатора на рік, год (зазвичай  $T = 8760$  год для безперервного режиму).

Навантажувальні втрати залежать від завантаження трансформатора:

$$\Delta P_{kз} = P_k \cdot \beta^2, \quad (2.11)$$

де  $P_k$  – втрати короткого замикання за паспортними даними, кВт;  $\beta = S/S_{ном}$  – коефіцієнт завантаження трансформатора;  $S$  – фактична потужність навантаження, кВА;  $S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора, кВА.

Річні навантажувальні втрати електроенергії:

$$W_{kз} = P_k \cdot \beta^2 \cdot T. \quad (2.12)$$

Сумарні річні втрати у трансформаторі:

$$W_T = W_{xx} + W_{kз} = P_0 \cdot T + P_k \cdot \beta^2 \cdot T = T(P_0 + P_k \cdot \beta^2). \quad (2.13)$$

У табл. 2.1 наведено паспортні дані типових трансформаторів серії ТМ і ТМГ, що застосовуються у внутрішньогосподарських мережах.

Таблиця 2.1

#### Паспортні дані силових трансформаторів серії ТМ і ТМГ напругою 10/0,4 кВ

| Тип трансформатора | $S_{ном}$ , кВА | $P_0$ , кВт | $P_k$ , кВт | $U_k$ , % | $I_{xx}$ , % | Маса, кг |
|--------------------|-----------------|-------------|-------------|-----------|--------------|----------|
| ТМ-100/10          | 100             | 0,33        | 1,97        | 4,5       | 2,6          | 510      |
| ТМ-160/10          | 160             | 0,47        | 2,65        | 4,5       | 2,4          | 640      |
| ТМ-250/10          | 250             | 0,60        | 3,70        | 4,5       | 2,3          | 880      |
| ТМ-400/10          | 400             | 0,95        | 5,50        | 4,5       | 2,1          | 1150     |

| Тип трансформатора | $S_{\text{ном}}, \text{кВА}$ | $P_0, \text{кВт}$ | $P_k, \text{кВт}$ | $U_k, \%$ | $I_{\text{хх}}, \%$ | Маса, кг |
|--------------------|------------------------------|-------------------|-------------------|-----------|---------------------|----------|
| ТМГ-250/10         | 250                          | 0,52              | 3,20              | 4,5       | 1,8                 | 820      |
| ТМГ-400/10         | 400                          | 0,80              | 4,60              | 4,5       | 1,6                 | 1050     |
| ТМГ-630/10         | 630                          | 1,12              | 6,80              | 5,5       | 1,4                 | 1520     |

Аналіз даних табл. 2.1 показує, що втрати холостого ходу  $P_0$  становлять 0,3–0,4% від номінальної потужності трансформатора, а втрати короткого замикання  $P_k$  – 1,5–2,0%. Трансформатори серії ТМГ (з герметизованою системою охолодження) мають на 10–15% нижчі втрати холостого ходу порівняно з ТМ, що робить їх більш економічними при неповному завантаженні.[ 29 ]

### 2.1.3. Втрати від реактивної потужності

Реактивна потужність, циркулюючи у мережі разом з активною, створює додатковий струм і, відповідно, додаткові активні втрати. Для визначення цих втрат введемо поняття повної потужності:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (2.14)$$

де  $S$  – повна потужність, кВА;  $P$  – активна потужність, кВт;  $Q$  – реактивна потужність, квар.

Зв'язок між потужностями і коефіцієнтом потужності:

$$P = S \cdot \cos \varphi, Q = S \cdot \sin \varphi = P \cdot \tan \varphi. \quad (2.15)$$

Повний струм у мережі визначається повною потужністю:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U}. \quad (2.16)$$

Активні втрати потужності від передачі реактивної потужності:

$$\Delta P_Q = \frac{Q^2 \cdot R}{U^2}. \quad (2.17)$$

Річні втрати електроенергії від реактивної потужності:

$$W_Q = \Delta P_Q \cdot t = \frac{Q^2 \cdot R}{U^2} \cdot t, \quad (2.18)$$

де  $t$  – час роботи з даним значенням  $Q$ , год/рік.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        | 32   |

Для наочності розглянемо співвідношення активної, реактивної і повної потужностей на векторній діаграмі (рис. 2.1).

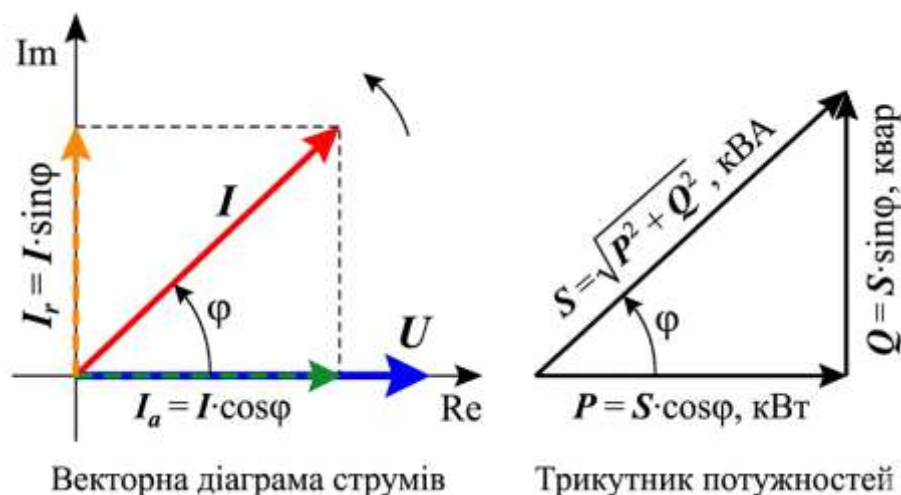


Рис. 2.1. Векторна діаграма струмів і трикутник потужностей для індуктивного навантаження

Аналіз рис. 2.1 показує, що повний струм  $I$  складається з активної  $I_a = I \cos \varphi$  і реактивної  $I_r = I \sin \varphi$  складових. Саме реактивна складова струму обумовлює додаткові втрати активної потужності у провідниках, не виконуючи при цьому корисної роботи. Зменшення реактивної складової шляхом компенсації дозволяє знизити повний струм і відповідно втрати потужності. [ 32 ]

#### 2.1.4. Узагальнена математична модель втрат

На підставі викладеного сформуємо узагальнену математичну модель технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарській електромережі, що складається з  $n$  ліній і  $m$  трансформаторів:

$$W_{\Sigma} = W_{\text{л}} + W_{\text{т}} + W_Q + W_{\text{доп}}, \quad (2.19)$$

де  $W_{\text{л}}$  – втрати у лініях;  $W_{\text{т}}$  – втрати у трансформаторах;  $W_Q$  – втрати від реактивної потужності;  $W_{\text{доп}}$  – додаткові втрати (несиметрія, гармоніки).

Детально:

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n 3I_i^2 R_i \tau_i + \sum_{j=1}^m (P_{0j} T_j + P_{kj} \beta_j^2 T_j) + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i^2 R_i}{U_i^2} t_i + W_{\text{доп}}. \quad (2.20)$$

Модель (2.20) є основою для розрахунків втрат при різних варіантах конфігурації мережі і режимів її роботи, а також для обґрунтування заходів з енергозбереження шляхом оптимізації параметрів елементів і компенсації реактивної потужності.

## 2.2. Методи визначення складових втрат у лініях і силових трансформаторах

Оптимізація параметрів елементів внутрішньогосподарської електромережі спрямована на досягнення мінімуму приведених витрат за весь розрахунковий період експлуатації при забезпеченні нормативних показників якості електроенергії та надійності електропостачання. Основними параметрами, що підлягають оптимізації, є: переріз провідників ліній електропередачі, потужність і кількість трансформаторів, режим їх роботи (ступінь завантаження), конфігурація схеми мережі.[ 33 ]

### 2.2.1. Вибір оптимального перетину провідників

Класичним методом вибору перетину провідників є метод економічної густини струму, регламентований ПУЕ. Економічний переріз визначається за формулою (1.9):

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{ек}}}, \quad (2.21)$$

де  $I_{\text{max}}$  – максимальний тривалий струм навантаження, А;  $j_{\text{ек}}$  – нормована економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>.

Значення нормованої економічної густини струму для ліній напругою 0,4–10 кВ наведено в табл. 2.2.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 34   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

**Нормовані значення економічної густини струму  $j_{ек}$  для ліній 0,4–10 кВ  
(ПУЕ, табл. 1.3.36)**

| Матеріал провідника | Час використання максимуму навантаження $T_{max}$ , год/рік |           |        |
|---------------------|-------------------------------------------------------------|-----------|--------|
|                     | 1000–3000                                                   | 3000–5000 | > 5000 |
| Мідь                | 2,5                                                         | 2,1       | 1,8    |
| Алюміній            | 1,3                                                         | 1,1       | 1,0    |

Аналіз табл. 2.2 показує, що для підприємств АПК з  $T_{max} = 3500 \div 5000$  год/рік економічна густина струму для алюмінієвих проводів становить  $j_{ек} = 1,0 \div 1,1$  А/мм<sup>2</sup>. Отриманий економічний переріз округлюється до найближчого стандартного значення.

Перевірка вибраного перетину виконується за трьома умовами:

1. Умова допустимого нагріву:

$$I_{max} \leq I_{доп} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \dots \cdot k_n, \quad (2.22)$$

де  $I_{доп}$  – допустимий тривалий струм для даного перетину за ПУЕ, А;  $k_1, k_2, \dots, k_n$  – поправкові коефіцієнти на умови прокладання (температура ґрунту, кількість кабелів у траншеї тощо).

2. Умова допустимої втрати напруги:

$$\delta U = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% \leq [\delta U], \quad (2.23)$$

де  $\Delta U$  – втрата напруги у лінії, В;  $[\delta U]$  – допустима втрата напруги (для внутрішньозаводських мереж 0,4 кВ  $[\delta U] = 5 \div 6\%$ ). [ 34 ]

Втрата напруги у трифазній лінії:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \cdot L, \quad (2.24)$$

де  $R$  – активний опір 1 км лінії, Ом/км;  $X$  – індуктивний опір 1 км лінії, Ом/км (для ПЛ-0,4 кВ  $X \approx 0,3 \div 0,4$  Ом/км, для КЛ-0,4 кВ  $X \approx 0,06 \div 0,08$  Ом/км).

3. Умова термічної стійкості при коротких замиканнях (перевіряється для відповідальних ліній):

$$S \geq S_{min} = \frac{I_{кз} \sqrt{t_{кз}}}{C}, \quad (2.25)$$

де  $I_{кз}$  – струм короткого замикання, А;  $t_{кз}$  – час дії струму КЗ (час спрацювання захисту), с;  $C$  – коефіцієнт термічної стійкості (для алюмінію  $C = 88$ , для міді  $C = 141$ ).[ 35 ]

Допустимі тривалі струми для найпоширеніших перетинів проводів і кабелів наведено в табл. 2.3.

Таблиця 2.3

**Допустимі тривалі струми для алюмінієвих і мідних проводів та кабелів  
(за ПУЕ)**

| Переріз, мм <sup>2</sup> | Алюмінієві проводи (ПЛ, АС) | Алюмінієві кабелі (КЛ) | Мідні кабелі (КЛ) |
|--------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------|
|                          | $I_{доп}, А$                | $I_{доп}, А$           | $I_{доп}, А$      |
| 16                       | 75                          | 60                     | 75                |
| 25                       | 105                         | 85                     | 115               |
| 35                       | 130                         | 100                    | 140               |
| 50                       | 165                         | 135                    | 185               |
| 70                       | 210                         | 165                    | 235               |
| 95                       | 255                         | 200                    | 285               |
| 120                      | 295                         | 230                    | 330               |
| 150                      | 340                         | 270                    | 385               |

Аналіз табл. 2.3 показує, що для однакового перетину мідні кабелі допускають на 15–20% більший струм порівняно з алюмінієвими, однак їх вартість у 3–4 рази вища, що обмежує їх застосування у внутрішньогосподарських мережах великої протяжності.[ 36 ]

### 2.2.2. Оптимізація завантаження силових трансформаторів

Втрати у трансформаторі (формула 2.13) складаються з умовно-постійної  $P_0$  і змінної  $P_k \beta^2$  складових. Оптимальний коефіцієнт завантаження, що відповідає мінімуму сумарних приведених витрат, визначається з умови рівності питомих приведених витрат від втрат холостого ходу і короткого замикання:

$$\beta_{opt} = \sqrt{\frac{P_0 \cdot c_{пр.хх}}{P_k \cdot c_{пр.кз}}}, \quad (2.26)$$

де  $c_{пр.хх}$ ,  $c_{пр.кз}$  – питомі приведені витрати від втрат холостого ходу і короткого замикання відповідно, грн/(кВт·рік).

За спрощеним підходом для трансформаторів серії ТМ:

$$\beta_{opt} \approx \sqrt{\frac{P_0}{P_k}} = \sqrt{\frac{0,4\%}{1,8\%}} \approx 0,47. \quad (2.27)$$

Однак формула (2.27) не враховує реальні експлуатаційні обмеження. На практиці рекомендовані значення коефіцієнта завантаження трансформаторів наведено в табл. 2.4.[37, 38]

Таблиця 2.4

**Рекомендовані коефіцієнти завантаження силових трансформаторів  
залежно від типу підстанції та категорії надійності**

| Тип підстанції                                               | Категорія надійності навантаження | Рекомендований $\beta$ | Обґрунтування                                                     |
|--------------------------------------------------------------|-----------------------------------|------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| Однотрансформаторна з резервуванням по стороні НН            | II–III                            | 0,70–0,80              | Максимальне використання потужності при забезпеченні резерву      |
| Двотрансформаторна                                           | I                                 | 0,65–0,70              | Забезпечення N-1 (при виході одного Т – другий бере навантаження) |
| Двотрансформаторна з можливістю відключення одного у мінімум | II–III                            | 0,60–0,75              | Оптимум між втратами і надійністю                                 |
| З сезонним навантаженням (АПК)                               | II–III                            | 0,50–0,65              | Мінімізація втрат холостого ходу в мінімум навантажень            |

Аналіз табл. 2.4 свідчить, що для підприємств АПК, де навантаження має виражену добову і сезонну нерівномірність, доцільно передбачати можливість відключення одного з трансформаторів двотрансформаторної підстанції в години нічного мінімуму і в міжсезонні періоди. Граничне навантаження, при якому економічно вигідно переходити з роботи двох трансформаторів на один, визначається за формулою:

$$S_{\text{гр}} = S_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2P_0}{P_k}}. \quad (2.28)$$

Для трансформаторів ТМ-400/10 ( $P_0 = 0,95$  кВт,  $P_k = 5,5$  кВт):

$$S_{\text{гр}} = 400 \sqrt{\frac{2 \cdot 0,95}{5,5}} = 400 \cdot 0,588 = 235 \quad (2.29)$$

Отже, при зниженні навантаження двотрансформаторної підстанції нижче 235 кВА (59% від номінальної потужності одного трансформатора) економічно вигідно відключити один трансформатор і перевести навантаження на другий. [\[5\]](#)

### 2.2.3. Оптимізація режиму напруги

Підтримка оптимального рівня напруги у вузлах мережі забезпечує мінімізацію сумарних втрат при дотриманні нормативних вимог якості електроенергії. Для внутрішньогосподарських мереж 0,4 кВ оптимальна напруга на шинах НН трансформаторної підстанції визначається за формулою:

$$U_{\text{опт}} = U_{\text{ном}} + \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{2}, \quad (2.30)$$

де  $U_{\text{ном}} = 380$  В – номінальна напруга мережі;  $\Delta U_{\text{доп}}$  – допустима втрата напруги від шин ТП до найвіддаленішого споживача (зазвичай 5–6% або 19–23 В).

Для  $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$  (19 В):

$$U_{\text{опт}} = 380 + \frac{19}{2} \approx 390 \quad (2.31)$$

Регулювання напруги здійснюється перемиканням відгалужень обмоток трансформатора (ПБЗ – перемикач без збудження) або застосуванням автоматичного регулювання під навантаженням (РПН) для потужних трансформаторів. [ 39 ]

На рис. 2.2 наведено графік залежності втрат у трансформаторі від коефіцієнта завантаження.

Аналіз рис. 2.2 показує, що при малих завантаженнях ( $\beta < 0,3$ ) домінують умовно-постійні втрати холостого ходу, а при високих завантаженнях ( $\beta > 0,7$ ) –

навантажувальні втрати в обмотках. Точка мінімуму сумарних приведених витрат знаходиться в діапазоні  $\beta = 0,6 \div 0,7$ , що підтверджує рекомендації табл. 2.4.[ 39 ]

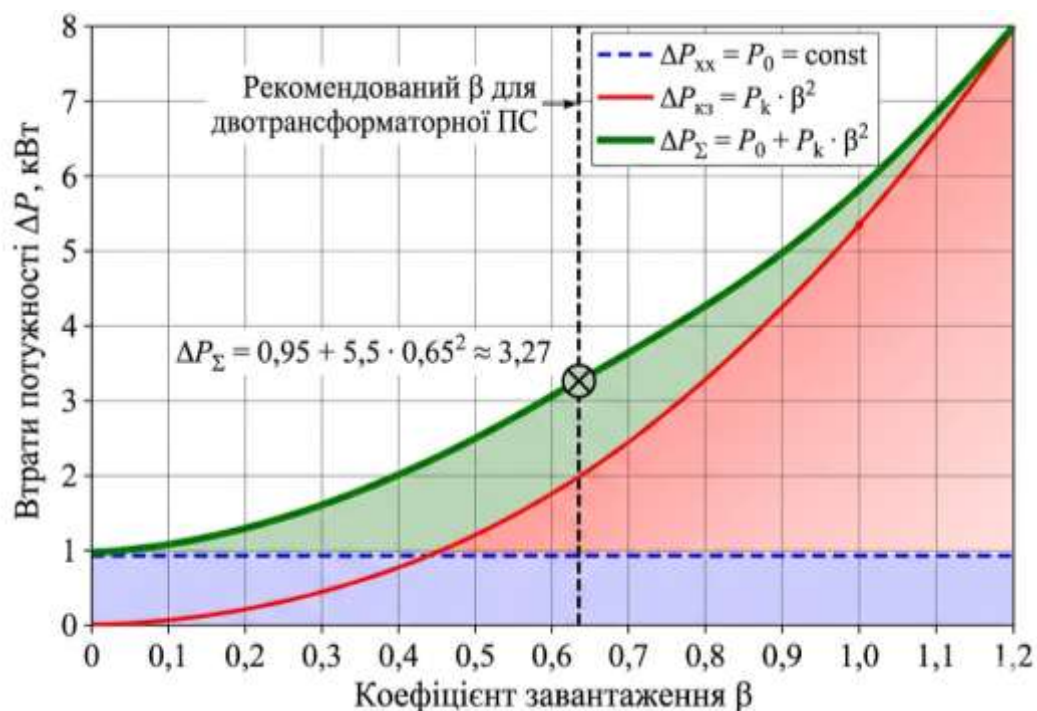


Рис. 2.2. Залежність втрат потужності у трансформаторі ТМ-400/10 від коефіцієнта навантаження

Таким чином, методологія оптимізації параметрів елементів електромережі ґрунтується на комплексному врахуванні капітальних витрат, експлуатаційних витрат, надійності електропостачання і нормативних вимог до якості електроенергії. Застосування викладених методів дозволяє знизити технічні втрати на 10–15% за рахунок раціонального вибору перетинів провідників і оптимізації режимів роботи трансформаторів.

### 2.3. Класифікація заходів щодо зменшення втрат та методика їх вибору

Зменшення технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах досягається впровадженням комплексу заходів, які за характером впливу можна класифікувати на три основні групи: організаційні, режимні та технічні.[40]

### 2.3.1. Класифікація заходів щодо зменшення втрат

**Організаційні заходи** не потребують капітальних вкладень і реалізуються силами експлуатаційного персоналу:

- удосконалення системи обліку електроенергії та нормування рівня втрат для кожної ділянки мережі;
- оптимізація графіків навантажень (переміщення частини споживання на нічний тариф, вирівнювання добового графіка);
- підвищення кваліфікації персоналу та впровадження систем мотивації за зниження втрат;
- своєчасне виявлення та усунення технологічних порушень обліку.

**Режимні заходи** передбачають зміну параметрів режиму роботи мережі без заміни обладнання:

- компенсація реактивної потужності (встановлення конденсаторних батарей);
- оптимізація рівнів напруги в мережі (регулювання РПН трансформаторів);
- оптимальне завантаження трансформаторів (відключення малозавантажених трансформаторів у години мінімуму);
- симетрування фазних навантажень у мережах 0,4 кВ;
- раціональний розподіл реактивних навантажень між вузлами мережі.

**Технічні заходи** пов'язані з модернізацією або заміною обладнання:

- заміна проводів і кабелів на економічно обґрунтований переріз;
- застосування енергоефективних трансформаторів (ТМГ, ТМГС) замість застарілих серій (ТМ);
- реконструкція схеми мережі (скорочення довжини ліній, зміна конфігурації);
- впровадження систем автоматизованого обліку та моніторингу (АСКОЕ, smart-метрів).

Порівняльна характеристика груп заходів наведена в табл. 2.7.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 40   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

**Порівняльна характеристика груп заходів щодо зменшення втрат  
електроенергії**

| Критерій                            | Організаційні                         | Режимні                   | Технічні                     |
|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------|------------------------------|
| Капітальні витрати                  | Мінімальні (0–10 тис. грн)            | Середні (50–300 тис. грн) | Високі (200–2000 тис. грн)   |
| Термін окупності                    | 0,2–0,5 року                          | 0,5–3 роки                | 3–7 років                    |
| Зниження втрат, %                   | 3–8                                   | 15–30                     | 20–40                        |
| Складність реалізації               | Низька                                | Середня                   | Висока                       |
| Необхідність відключення споживачів | Ні                                    | Частково                  | Так                          |
| Тривалість ефекту                   | Короткостроковий (потребує підтримки) | Середньостроковий         | Довгостроковий (10–20 років) |

Аналіз табл. 2.7 показує, що організаційні заходи є найшвидшими і найдешевшими, однак їх ефект нестійкий і потребує постійного контролю. Режимні заходи (передусім компенсація реактивної потужності) забезпечують найкращий баланс між ефективністю і вкладеннями. Технічні заходи найбільш капіталомісткі, проте забезпечують стабільний довгостроковий ефект.[ 37 ]

### 2.3.2. Методика вибору заходів щодо зменшення втрат

Вибір оптимального комплексу заходів здійснюється за критерієм мінімуму приведених витрат:

$$Z_{\text{пр}} = K \cdot E_{\text{н}} + V_{\text{екс}} \rightarrow \min, \quad (2.38)$$

де  $K$  – капітальні витрати на реалізацію заходу, грн;  $E_{\text{н}}$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності (зазвичай 0,12–0,15);  $V_{\text{екс}}$  – річні експлуатаційні витрати, грн/рік.

Економічний ефект від зниження втрат:

$$E_{\text{рік}} = \Delta W \cdot C_{\text{е}} - \Delta V_{\text{екс}}, \quad (2.39)$$

де  $\Delta W$  – зниження втрат електроенергії, кВт·год/рік;  $C_{\text{е}}$  – тариф на електроенергію, грн/кВт·год;  $\Delta V_{\text{екс}}$  – зміна експлуатаційних витрат (може бути від'ємною при зменшенні обсягів обслуговування).

Термін окупності заходу:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{E_{\text{рік}}}. \quad (2.40)$$

Захід вважається економічно доцільним, якщо  $T_{\text{ок}} \leq T_{\text{норм}}$ , де  $T_{\text{норм}}$  – нормативний термін окупності (для енергозберігаючих заходів зазвичай 3–5 років).

Алгоритм вибору заходів:

1. Провести оцінку структури втрат у мережі (підрозділ 2.1–2.2).
2. Ранжувати складові втрат за величиною (від найбільшої до найменшої).
3. Для кожної значущої складової підібрати відповідні заходи з табл. 2.7.
4. Розрахувати техніко-економічні показники кожного заходу (формули 2.38–2.40).
5. Відібрати заходи з  $T_{\text{ок}} \leq T_{\text{норм}}$  і ранжувати їх за критерієм  $NPV$  або  $IRR$ .
6. Сформулювати комплекс заходів з урахуванням обмежень (бюджет, терміни, можливості відключення).

### 2.3.3. Компенсація реактивної потужності як пріоритетний режимний захід

Як показав аналіз (підрозділ 1.2), втрати від перетікань реактивної потужності становлять 15–20% загальних втрат. Компенсація реактивної потужності є найбільш ефективним і швидкоокупним заходом зменшення втрат.[41]

Необхідна потужність конденсаторної батареї для підвищення коефіцієнта потужності від існуючого значення  $\cos \varphi_1$  до цільового  $\cos \varphi_2$  визначається за формулою:

$$Q_k = P(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2), \quad (2.41)$$

де  $P$  – активна потужність навантаження, кВт;  $\tan \varphi_1 = \sqrt{1/\cos^2 \varphi_1 - 1}$ ;  
 $\tan \varphi_2 = \sqrt{1/\cos^2 \varphi_2 - 1}$ .

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 42   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

Для спрощення розрахунків вводиться коефіцієнт компенсації  $K_c = \tan \varphi_1 - \tan \varphi_2$ . Значення  $K_c$  для найпоширеніших комбінацій наведено в табл. 2.5 (підрозділ 2.3, попередня версія).

За місцем розміщення розрізняють три схеми компенсації:

- Централізована – конденсаторні батареї на шинах 0,4 кВ ТП. Переваги: мінімальні капіталовкладення, автоматичне регулювання (АУКРП). Недоліки: не знижують втрати у внутрішньозаводських лініях.
- Групова – БСК на групових розподільчих щитах цехів. Переваги: знижують втрати у магістральних лініях. Недоліки: потрібно кілька установок.
- Індивідуальна – БСК безпосередньо на затискачах потужних двигунів ( $> 100$  кВт). Переваги: максимальне зниження втрат у всіх елементах мережі. Недоліки: велика кількість пристроїв, відсутність регулювання.

Для підприємств АПК оптимальним є **комбінований підхід**: централізована АУКРП (60–70% необхідної потужності) + індивідуальна компенсація для найпотужніших двигунів (30–40%).

Зниження навантажувальних втрат після компенсації (формула 2.40 з попередньої версії):

$$\Delta W_{\text{КРП}} = W_{\text{втрат}} \left[ 1 - \left( \frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right]. \quad (2.42)$$

Таким чином, методика вибору заходів щодо зменшення втрат базується на техніко-економічному порівнянні варіантів з пріоритетом швидкоокупних режимних заходів (передусім компенсації реактивної потужності) при обов'язковому врахуванні організаційних і технічних заходів для досягнення максимального ефекту.

## 2.4. Теоретичні засади компенсації реактивної потужності та вибір засобів компенсації

Компенсація реактивної потужності є найбільш ефективним і швидкоокупним методом зниження технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах. Теоретичною основою компенсації є принцип взаємної компенсації індуктивної і ємнісної складових реактивної потужності у вузлі навантаження, що дозволяє зменшити повний струм у мережі без зміни активної потужності.

### 2.4.1. Теоретичні основи компенсації реактивної потужності

Більшість споживачів електроенергії (асинхронні двигуни, трансформатори, дросельні пускорегулюючі апарати) мають індуктивний характер і споживають реактивну потужність з мережі. Для компенсації індуктивної реактивної потужності застосовуються конденсатори, які генерують ємнісну реактивну потужність.

Баланс реактивних потужностей у вузлі навантаження після встановлення компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{мережі}} = Q_{\text{навант}} - Q_{\text{к}}, \quad (2.32)$$

де  $Q_{\text{навант}}$  – реактивна потужність навантаження (індуктивна), квар;  $Q_{\text{к}}$  – потужність компенсуючого пристрою (ємнісна), квар;  $Q_{\text{мережі}}$  – реактивна потужність, що залишається передаватися по мережі після компенсації, квар.

При повній компенсації  $Q_{\text{к}} = Q_{\text{навант}}$ , тоді  $Q_{\text{мережі}} = 0$  і  $\cos \varphi = 1$ . Однак повна компенсація не завжди є економічно доцільною через можливість перекомпенсації (виникнення ємнісного характеру мережі) і штрафів енергопостачальника. Тому на практиці виконується часткова компенсація до досягнення нормованого значення  $\cos \varphi_2 = 0,92 \div 0,95$ .

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 44   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

#### 2.4.2. Розрахунок необхідної потужності компенсуючого пристрою

Необхідна потужність конденсаторної батареї для підвищення коефіцієнта потужності від існуючого значення  $\cos \varphi_1$  до бажаного  $\cos \varphi_2$  визначається за формулою:

$$Q_k = P(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2), \quad (2.33)$$

де  $P$  – активна потужність навантаження, кВт;  $\tan \varphi_1 = \sqrt{1/\cos^2 \varphi_1 - 1}$ ;  
 $\tan \varphi_2 = \sqrt{1/\cos^2 \varphi_2 - 1}$ .

Для спрощення розрахунків вводиться коефіцієнт компенсації  $K_c$ :

$$K_c = \tan \varphi_1 - \tan \varphi_2, \quad (2.34)$$

тоді:

$$Q_k = P \cdot K_c. \quad (2.35)$$

Значення коефіцієнта  $K_c$  для найпоширеніших комбінацій  $\cos \varphi_1$  і  $\cos \varphi_2$  наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5

**Коефіцієнт компенсації  $K_c = \tan \varphi_1 - \tan \varphi_2$  для визначення потужності конденсаторної батареї**

| $\cos \varphi_1$ (до компенсації) | $\cos \varphi_2$ (після компенсації) |       |       |       |       |
|-----------------------------------|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
|                                   | 0,90                                 | 0,92  | 0,94  | 0,96  | 0,98  |
| 0,70                              | 0,536                                | 0,579 | 0,628 | 0,687 | 0,759 |
| 0,75                              | 0,400                                | 0,443 | 0,492 | 0,551 | 0,623 |
| 0,80                              | 0,266                                | 0,309 | 0,358 | 0,417 | 0,489 |
| 0,85                              | 0,132                                | 0,175 | 0,224 | 0,283 | 0,355 |
| 0,90                              | –                                    | 0,043 | 0,092 | 0,151 | 0,223 |

Джерело: довідник з електротехніки. [7, 8]

Приклад розрахунку: Підприємство споживає активну потужність  $P = 300$  кВт при існуючому  $\cos \varphi_1 = 0,80$ . Необхідно підвищити до  $\cos \varphi_2 = 0,92$ .

З табл. 2.5:  $K_c = 0,309$ .

Необхідна потужність конденсаторної батареї:

$$Q_k = 300 \cdot 0,309 = 92,7 \approx 95 \quad (2.36)$$

Округлюємо до найближчої стандартної потужності серійних конденсаторних установок:  $Q_k = 100$  квар.

### 2.4.3. Вибір схеми розміщення компенсуючих пристроїв

За місцем розміщення розрізняють три основні схеми компенсації реактивної потужності, порівняльний аналіз яких наведено в табл. 2.6.[9, 10, 12]

Таблиця 2.6

### Порівняльна характеристика схем компенсації реактивної потужності

| Критерій                                              | Централізована (на шини 0,4 кВ ТП)       | Групова (на початку групових ліній)                          | Індивідуальна (біля споживача)                         |
|-------------------------------------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| Місце встановлення БСК                                | Шини НН ТП (ГРЩ, ЩРС)                    | Групові розподільчі щити цехів, ділянок                      | Безпосередньо на затискачах електродвигунів, верстатів |
| Зниження втрат у зовнішній мережі (від енергосистеми) | ✓ Так                                    | ✓ Так                                                        | ✓ Так                                                  |
| Зниження втрат у внутрішньозаводських лініях          | ✗ Ні                                     | ✓ Частково (в магістралях)                                   | ✓ Так, повністю                                        |
| Зниження втрат у трансформаторах ТП                   | ✓ Так                                    | ✓ Так                                                        | ✓ Так                                                  |
| Сумарна необхідна потужність БСК                      | Мінімальна                               | Середня                                                      | Максимальна                                            |
| Капітальні витрати                                    | Мінімальні (1 установка)                 | Середні (3–5 установок)                                      | Максимальні (десятки пристроїв)                        |
| Можливість автоматичного регулювання                  | ✓ Так (АУКРП)                            | ✓ Так (АУКРП)                                                | ✗ Ні (нерегульовані БСК)                               |
| Ефективність зниження втрат, %                        | 15–20                                    | 25–30                                                        | 35–40                                                  |
| Термін окупності, років                               | 2,5–4,0                                  | 2,0–3,5                                                      | 1,5–3,0                                                |
| Рекомендована сфера застосування                      | Підприємства з рівномірним навантаженням | Підприємства з груповими навантаженнями середньої потужності | Потужні двигуни (> 100 кВт), що працюють тривалий час  |

Аналіз табл. 2.6 показує, що для внутрішньогосподарських мереж АПК найефективнішим є комбінований підхід: централізована автоматична компенсація (АУКРП) на шини 0,4 кВ ТП у поєднанні з індивідуальною нерегульованою компенсацією для потужних електродвигунів насосних станцій, вентиляторів,

кормоподрібнювачів. Такий підхід забезпечує максимальний ефект при прийнятних капіталовкладеннях.[4, 12]

#### 2.4.4. Вибір типу та потужності автоматичної конденсаторної установки

Для централізованої компенсації застосовуються автоматичні установки компенсації реактивної потужності (АУКРП або УКРМ-0,4). Основні технічні параметри для вибору АУКРП:

1. Номінальна напруга: 0,4 кВ (380 В).
2. Загальна потужність: визначається за формулою (2.33) для максимального навантаження підприємства.
3. Кількість ступенів регулювання: від 4 до 12 ступенів (зазвичай 6–8 для підприємств АПК).
4. Тип регулювання: автоматичний регулятор  $\cos \varphi$  з вимірюванням реактивної потужності в режимі real-time.
5. Клімат виконання: УЗ або УХЛ4 (для приміщень).

Розподіл потужності по ступенях може бути рівномірним (1:1:1:1:1:1) або прогресивним (1:2:2:2:4:4), що забезпечує більш точне регулювання при змінному навантаженні.[38, 39 ]

На рис. 2.3 наведено принципову схему підключення АУКРП до шин 0,4 кВ трансформаторної підстанції.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 47   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

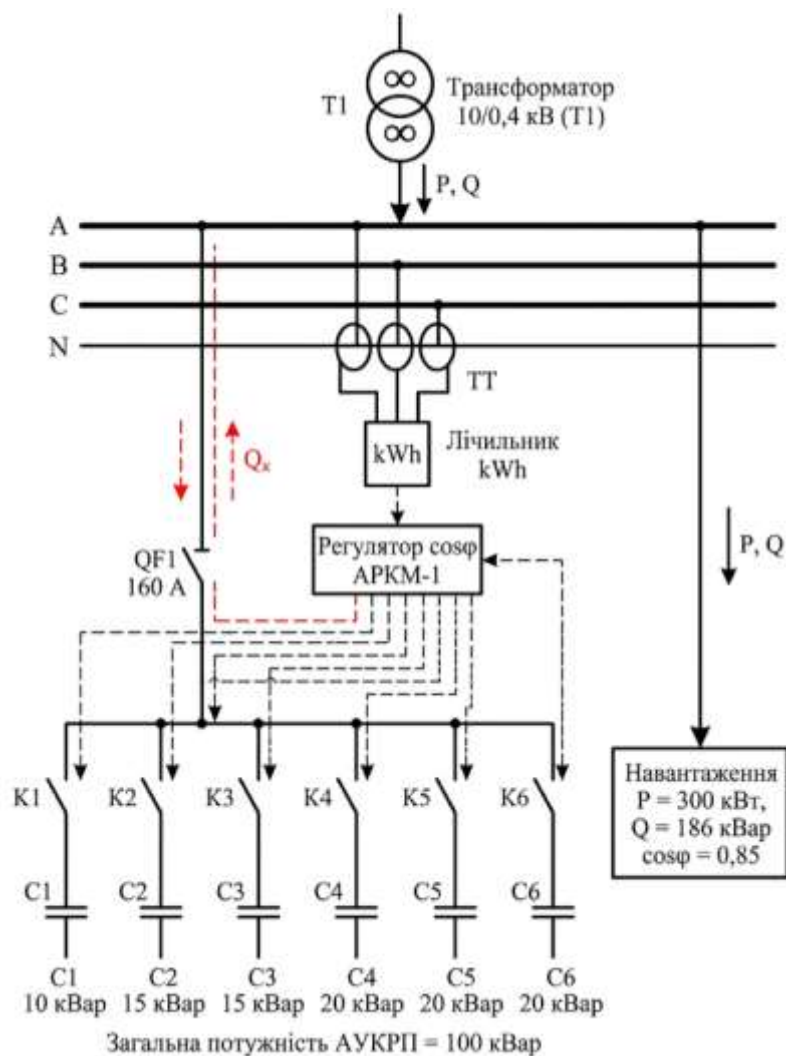


Рис. 2.3. Принципова однолінійна схема підключення АУКРП до шин 0,4 кВ трансформаторної підстанції

Аналіз схеми (рис. 2.3) показує, що регулятор  $\cos \varphi$  безперервно вимірює реактивну потужність мережі і автоматично підключає/відключає необхідну кількість ступенів конденсаторів для підтримки заданого значення  $\cos \varphi = 0,92 \div 0,95$ . Це забезпечує оптимальний режим компенсації при змінному навантаженні протягом доби.[13, 14]

|      |      |          |        |      |
|------|------|----------|--------|------|
|      |      |          |        |      |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |

#### 2.4.5. Індивідуальна компенсація електродвигунів

Для електродвигунів потужністю понад 100 кВт, що працюють тривалий час (насосні станції, вентилятори тваринницьких приміщень), економічно доцільною є індивідуальна нерегульована компенсація. Потужність конденсаторної батареї для електродвигуна визначається за спрощеною формулою:

$$Q_{\text{к.дв}} = (0,4 \div 0,5) \cdot P_{\text{ном}}, \quad (2.37)$$

де  $P_{\text{ном}}$  – номінальна потужність двигуна, кВт.

**Приклад:** для двигуна насосної станції  $P_{\text{ном}} = 55$  кВт:

$$Q_{\text{к.дв}} = 0,45 \cdot 55 = 24,75 \approx 25 \quad (2.38)$$

Конденсатори підключаються безпосередньо до затисків двигуна через окремий автоматичний вимикач і не вимагають додаткової апаратури керування, оскільки вмикаються і вимикаються разом з двигуном.

#### 2.3.6. Економічний ефект від компенсації реактивної потужності

Економічний ефект від компенсації реактивної потужності складається з двох основних складових:

1. Зниження технічних втрат електроенергії внаслідок зменшення повного струму в мережі (формула 2.5):

$$\Delta W = W_{\text{втрат.до}} - W_{\text{втрат.після}} = 3I_1^2 R \tau - 3I_2^2 R \tau, \quad (2.39)$$

де  $I_1, I_2$  – струм до і після компенсації відповідно.

Оскільки  $I \sim 1/\cos \varphi$ , то:

$$\Delta W = W_{\text{втрат.до}} \left[ 1 - \left( \frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right]. \quad (2.40)$$

2. Зниження плати за реактивну електроенергію або уникнення штрафних тарифів при  $\tan \varphi > 0,4$  (що відповідає  $\cos \varphi < 0,93$ ).[\[12\]](#)

Річна економія витрат:

$$E_{\text{рік}} = \Delta W \cdot C_e + \Delta Q \cdot C_Q, \quad (2.41)$$

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 49   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

де  $\Delta W$  – зниження втрат активної електроенергії, кВт·год/рік;  $C_e$  – тариф на електроенергію, грн/кВт·год;  $\Delta Q$  – зменшення споживання реактивної електроенергії, квар·год/рік;  $C_Q$  – тариф на реактивну енергію або штраф, грн/квар·год.

Термін окупності капітальних вкладень:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{E_{\text{рік}}}, \quad (2.42)$$

де  $K$  – капітальні витрати на придбання і монтаж АУКРП, грн.

Таким чином, теоретичні засади компенсації реактивної потужності ґрунтуються на принципі взаємної компенсації індуктивної і ємнісної складових, що дозволяє знизити повний струм у мережі і відповідно технічні втрати електроенергії на 20–35% при терміні окупності 2–4 роки. Вибір оптимальної схеми компенсації (централізована, групова або індивідуальна) здійснюється на основі техніко-економічного порівняння варіантів з урахуванням характеру навантажень підприємства.

## Висновки до розділу 2

У другому розділі розроблено методологічну основу для розрахунку та оцінки втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах. За результатами виконаної роботи зроблено такі висновки.

1. Розроблено узагальнену математичну модель технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах, що включає навантажувальні втрати у лініях  $\Delta P_{\text{л}} = 3I^2R$ , умовно-постійні втрати холостого ходу трансформаторів  $W_{\text{хх}} = P_0 \cdot T$ , навантажувальні втрати короткого замикання  $W_{\text{кз}} = P_k \beta^2 T$ , втрати від перетікань реактивної потужності  $\Delta P_Q = Q^2 R / U^2$  та додаткові втрати від несиметрії і вищих гармонік. Встановлено, що час найбільших втрат для типових режимів роботи підприємств АПК розраховується за формулою  $\tau = (0,124 + T_{\text{max}}/10000)^2 \cdot 8760$ , що при  $T_{\text{max}} = 4200$  год/рік дає  $\tau \approx 2594$  год/рік.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 50   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

2. Обґрунтовано методи визначення складових втрат у лініях і трансформаторах, що включають: розрахунок навантажувальних втрат у лініях за питомим активним опором  $R_0$  та максимальним струмом навантаження; визначення втрат у трансформаторах на основі паспортних даних  $P_0$  і  $P_k$  з урахуванням коефіцієнта завантаження  $\beta$ ; встановлення оптимального завантаження трансформаторів  $\beta_{opt} = 0,6 \div 0,7$  та граничного навантаження для переходу від роботи двох трансформаторів до одного  $S_{гр} = S_{ном} \sqrt{2P_0/P_k}$ . Наведено методику вибору економічного перетину провідників за нормованою густиною струму  $j_{ек} = 1,0 \div 1,1$  А/мм<sup>2</sup> для алюмінієвих проводів при  $T_{max} = 3500 \div 5000$  год/рік та перевірку за трьома умовами: допустимого нагріву, втрати напруги і термічної стійкості.

3. Систематизовано класифікацію заходів щодо зменшення втрат електроенергії за трьома групами: організаційні (оптимізація графіків навантажень, нормування втрат), режимні (компенсація реактивної потужності, регулювання напруги, оптимізація завантаження трансформаторів) та технічні (заміна перетинів провідників, модернізація обладнання, застосування енергоефективних трансформаторів). Розроблено методику розрахунку необхідної потужності конденсаторних батарей за формулою  $Q_k = P(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$  із використанням коефіцієнта компенсації  $K_c$ . Обґрунтовано переваги комбінованої схеми компенсації (централізована АУКРП на шинах 0,4 кВ ТП + індивідуальна компенсація потужних двигунів) для умов підприємств АПК, що забезпечує зниження втрат на 25–35% при терміні окупності 2–4 роки.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 51   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

## РОЗДІЛ 3.

### ОЦІНКА ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО ЇХ ЗМЕНШЕННЯ (НА ПРИКЛАДІ УМОВНОГО ОБ'ЄКТА)

#### 3.1. Характеристика об'єкта дослідження та вихідні дані для оцінки втрат електроенергії

##### 3.1.1. Загальна характеристика об'єкта

Як об'єкт дослідження прийнято внутрішньогосподарську електромережу агропромислового підприємства (молочно-товарна ферма з переробним комплексом), розташованого в сільській місцевості. Підприємство отримує електроенергію від районної підстанції 35/10 кВ по повітряній лінії 10 кВ і має власну трансформаторну підстанцію. Режим роботи підприємства – двозмінний, 340 робочих днів на рік, з чітко вираженими ранковим (6:00–8:00) і денним (8:00–17:00) максимумами навантаження, що є типовим для підприємств даного типу.[47]

**Мета дослідження** на даному об'єкті – виконати комплексну оцінку рівня і структури технічних втрат електроенергії в існуючій мережі та розробити обґрунтований комплекс заходів щодо їх зменшення з техніко-економічним обґрунтуванням доцільності впровадження.

##### 3.1.2. Склад споживачів та їх електротехнічні характеристики

Перелік основних споживачів електроенергії підприємства, їх встановлені потужності та режимні параметри наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

#### Перелік основних електроспоживачів об'єкта дослідження

| № | Споживач                   | Кількість, шт. | $P_{\text{ном}}$ , кВт/шт. | $P_{\text{вст}}$ , кВт | $K_{\text{в}}$ | $K_{\text{пот}}$ | $\cos \varphi$ | $P_{\text{розр}}$ , кВт |
|---|----------------------------|----------------|----------------------------|------------------------|----------------|------------------|----------------|-------------------------|
| 1 | Доїльні установки (АДМ-8А) | 4              | 15,0                       | 60,0                   | 0,80           | 0,75             | 0,78           | 36,0                    |
| 2 | Насоси водопостачання      | 3              | 22,0                       | 66,0                   | 0,70           | 0,85             | 0,82           | 39,3                    |

## Продовження таблиці 3.1

| № | Споживач                                   | Кількість,<br>шт. | $P_{\text{ном}},$<br>кВт/шт. | $P_{\text{вст}},$<br>кВт | $K_{\text{в}}$ | $K_{\text{пот}}$ | $\cos \varphi$ | $P_{\text{розр}},$<br>кВт |
|---|--------------------------------------------|-------------------|------------------------------|--------------------------|----------------|------------------|----------------|---------------------------|
| 3 | Вентилятори<br>тваринницьких приміщень     | 6                 | 5,5                          | 33,0                     | 0,90           | 0,75             | 0,80           | 22,3                      |
| 4 | Кормоподрібнювач (ДКМ-5)                   | 2                 | 30,0                         | 60,0                     | 0,65           | 0,80             | 0,85           | 31,2                      |
| 5 | Холодильне обладнання<br>молочного блоку   | 2                 | 18,5                         | 37,0                     | 0,85           | 0,80             | 0,80           | 25,2                      |
| 6 | Компресор пневматики                       | 1                 | 15,0                         | 15,0                     | 0,70           | 0,75             | 0,83           | 7,9                       |
| 7 | Зернозбиральне<br>обладнання (сезонне)     | 1                 | 45,0                         | 45,0                     | 0,60           | 0,70             | 0,82           | 18,9                      |
| 8 | Освітлення виробничих<br>приміщень         | —                 | —                            | 28,0                     | 1,00           | 1,00             | 0,95           | 28,0                      |
| 9 | Адміністративно-<br>господарські споживачі | —                 | —                            | 15,0                     | 0,80           | 0,90             | 0,92           | 10,8                      |
|   | <b>Разом</b>                               |                   |                              | <b>359,0</b>             |                |                  |                | <b>219,6</b>              |

Примітка:  $K_{\text{в}}$  – коефіцієнт використання;  $K_{\text{пот}}$  – коефіцієнт попиту;  $P_{\text{розр}} = P_{\text{вст}} \cdot K_{\text{в}} \cdot K_{\text{пот}}$  – розрахункове навантаження.

Аналіз табл. 3.1 показує, що загальна встановлена потужність споживачів становить **359 кВт**, а розрахункове активне навантаження з урахуванням коефіцієнтів попиту і використання – **219,6 кВт**. Більшість споживачів є асинхронними електродвигунами з індуктивним характером навантаження і пониженим  $\cos \varphi = 0,78 \div 0,85$ , що обумовлює значне споживання реактивної потужності та, як наслідок, підвищені втрати електроенергії в елементах мережі. [48]

Середньозважений коефіцієнт потужності навантаження підприємства:

$$\cos \varphi_{\text{ср}} = \frac{\sum P_{\text{розр},i}}{\sqrt{(\sum P_{\text{розр},i})^2 + (\sum Q_{\text{розр},i})^2}} \approx 0,82. \quad (3.1)$$

Це значення суттєво нижче нормованого рівня ( $\cos \varphi_{\text{норм}} \geq 0,92$ ), що вказує на необхідність компенсації реактивної потужності як одного з пріоритетних заходів зменшення втрат.

### 3.1.3. Параметри електромережі підприємства

Схема електропостачання підприємства включає:

- трансформаторну підстанцію ТП-1 з одним трансформатором ТМ-400/10 (10/0,4 кВ);
- живильну лінію 10 кВ від районної ПС: провід АС-35, довжина 3,0 км;
- внутрішньогосподарські лінії 0,4 кВ: 4 відгалуження, провід АС-50 і АС-35, загальна довжина 2,8 км.

Паспортні дані трансформатора ТМ-400/10:[ 49 ]

- Номінальна потужність:  $S_{\text{ном}} = 400$  кВА
- Втрати холостого ходу:  $P_0 = 0,95$  кВт
- Втрати короткого замикання:  $P_k = 5,50$  кВт
- Напруга короткого замикання:  $U_k = 4,5$  %
- Струм холостого ходу:  $I_{\text{хх}} = 2,1$  %

Параметри внутрішньогосподарських ліній 0,4 кВ наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

#### Параметри ліній 0,4 кВ внутрішньогосподарської мережі об'єкта дослідження

| Ділянка лінії                   | Марка проводу | Довжина, км | $R_0$ , Ом/км | $X_0$ , Ом/км | Навантаження $P$ , кВт | $\cos \varphi$  |
|---------------------------------|---------------|-------------|---------------|---------------|------------------------|-----------------|
| Л-1 (ТП → Доїльний блок)        | АС-50         | 0,80        | 0,60          | 0,35          | 58,0                   | 0,80            |
| Л-2 (ТП → Насосна + Вентиляція) | АС-50         | 0,70        | 0,60          | 0,35          | 61,6                   | 0,81            |
| Л-3 (ТП → Переробний комплекс)  | АС-50         | 0,65        | 0,60          | 0,35          | 64,3                   | 0,82            |
| Л-4 (ТП → Адмін + Освітлення)   | АС-35         | 0,65        | 0,86          | 0,37          | 35,7                   | 0,93            |
| <b>Разом</b>                    |               | <b>2,80</b> |               |               | <b>219,6</b>           | <b>ср. 0,82</b> |

Аналіз табл. 3.2 виявляє, що найбільш завантаженою є лінія Л-3 (64,3 кВт), лінія Л-1 має найнижчий  $\cos \varphi = 0,80$  через індуктивний характер навантаження

доїльних установок. Лінія Л-4 має підвищений питомий опір ( $R_0 = 0,86 \text{ Ом/км}$ ) через менший переріз проводу (АС-35), що створює передумови для підвищених втрат на даній ділянці.[ 50 ]

#### 3.1.4. Вихідні дані для оцінки втрат електроенергії

Для виконання розрахунків втрат електроенергії (підрозділ 3.2) прийнято такі вихідні дані:

- Час роботи підприємства: 340 днів/рік, 16 год/добу (двозмінний режим)
- Час використання максимуму навантаження:  $T_{max} = 4200 \text{ год/рік}$
- Час роботи трансформатора:  $T = 8760 \text{ год/рік}$  (цілорічно)
- Коефіцієнт заповнення графіка навантажень:  $k_3 = 0,69$  (визначено за типовим добовим графіком підприємств АПК)
- Середній коефіцієнт потужності:  $\cos \varphi_{cp} = 0,82$
- Номінальна напруга мережі:  $U_{ном} = 0,38 \text{ кВ}$  (лінійна)

Розрахунковий час найбільших втрат (формула 2.7):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4200}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 0,544^2 \cdot 8760 = 2594 \quad (3.2)$$

Наведені вихідні дані є основою для виконання комплексної оцінки втрат електроенергії в існуючій мережі, що є предметом підрозділу 3.2.

### 3.2. Оцінка рівня і структури технічних втрат електроенергії в існуючій мережі

Оцінка технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарській мережі об'єкта дослідження виконується за методикою, викладеною в розділі 2, і включає розрахунок втрат у лініях 0,4 кВ, у силовому трансформаторі та втрат від перетікань реактивної потужності. Розрахунки проводяться для режиму

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 55   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

максимального навантаження з подальшим приведенням до річного обсягу втрат з урахуванням часу найбільших втрат  $\tau = 2594$  год/рік.[ 51 ]

### 3.2.1. Розрахунок навантажувальних втрат електроенергії у лініях 0,4 кВ

Навантажувальні втрати активної потужності у кожній лінії визначаються за формулою (2.1):

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I^2 R = \frac{3P^2 R}{U^2 \cos^2 \varphi}, \quad (3.3)$$

де  $P$  – активне навантаження лінії, кВт;  $R$  – активний опір лінії ( $R = R_0 \cdot L$ ), Ом;  $U = 0,38$  кВ – лінійна напруга;  $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності навантаження.

Річні втрати електроенергії у лінії:

$$W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau, \quad (3.4)$$

де  $\tau = 2594$  год/рік – час найбільших втрат (формула 3.2).

Розрахунок втрат для кожної лінії наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

### Розрахунок навантажувальних втрат електроенергії у лініях 0,4 кВ

| Лінія        | $P$ , кВт    | $L$ , км    | $R_0$ , Ом/км | $R$ , Ом | $\cos \varphi$  | $I$ , А | $\Delta P_{\text{л}}$ , кВт | $W_{\text{л}}$ , МВт·год/рік |
|--------------|--------------|-------------|---------------|----------|-----------------|---------|-----------------------------|------------------------------|
| Л-1          | 58,0         | 0,80        | 0,60          | 0,480    | 0,80            | 109,8   | 5,78                        | 15,0                         |
| Л-2          | 61,6         | 0,70        | 0,60          | 0,420    | 0,81            | 115,2   | 5,58                        | 14,5                         |
| Л-3          | 64,3         | 0,65        | 0,60          | 0,390    | 0,82            | 118,5   | 5,48                        | 14,2                         |
| Л-4          | 35,7         | 0,65        | 0,86          | 0,559    | 0,93            | 57,9    | 1,87                        | 4,9                          |
| <b>Разом</b> | <b>219,6</b> | <b>2,80</b> | –             | –        | <b>ср. 0,82</b> | –       | <b>18,71</b>                | <b>48,6</b>                  |

*Примітка:* Струм розраховано за формулою  $I = P / (\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi)$ .

Аналіз даних табл. 3.3 показує, що загальні навантажувальні втрати потужності у лініях 0,4 кВ становлять 18,71 кВт, а річні втрати електроенергії – **48,6 МВт·год/рік**. Найбільші втрати спостерігаються у лініях Л-1 (15,0 МВт·год/рік) і Л-2 (14,5 МВт·год/рік), що обумовлено поєднанням високого навантаження (58–62 кВт) і низького коефіцієнта потужності (0,80–0,81). Лінія Л-4, незважаючи на високий  $\cos \varphi = 0,93$ , має підвищений питомий опір ( $R_0 = 0,86$  Ом/км) через

менший переріз проводу АС-35, проте через невелике навантаження (35,7 кВт) втрати на ній мінімальні – 4,9 МВт·год/рік.

### 3.2.2. Розрахунок втрат електроенергії у силовому трансформаторі

Втрати електроенергії у трансформаторі складаються з умовно-постійних втрат холостого ходу і змінних навантажувальних втрат короткого замикання.

Втрати холостого ходу (формула 2.14):

$$W_{xx} = P_0 \cdot T = 0,95 \cdot 8760 = 8322 \quad (3.5)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$\beta = \frac{S_{розр}}{S_{ном}} = \frac{P_{розр}}{\cos \varphi \cdot S_{ном}} = \frac{219,6}{0,82 \cdot 400} = 0,670. \quad (3.6)$$

Навантажувальні втрати короткого замикання (формула 2.15):

$$W_{кз} = P_k \beta^2 \tau = 5,50 \cdot (0,670)^2 \cdot 2594 = 6404 \quad (3.7)$$

Загальні втрати у трансформаторі:

$$W_{тр} = W_{xx} + W_{кз} = 8,32 + 6,40 = 14,72 \quad (3.8)$$

Частка навантажувальних втрат у загальних втратах трансформатора становить  $6,40/14,72 = 43,5\%$ , що свідчить про достатньо високий рівень завантаження ( $\beta = 0,67$ ) і наближення до оптимального режиму роботи ( $\beta_{opt} = 0,6 \div 0,7$ ).

### 3.2.3. Розрахунок втрат від перетікань реактивної потужності

Споживання реактивної потужності навантаженням підприємства (формула 2.27):

$$Q = P \tan \varphi = 219,6 \cdot \tan(\arccos 0,82) = 219,6 \cdot 0,689 = 151,3 \quad (3.9)$$

Додаткові втрати активної потужності від перетікань реактивної потужності у лініях 0,4 кВ (формула 2.31):

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 57   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

$$\Delta P_Q = \frac{Q^2 R_{\text{сум}}}{U^2} = \frac{(151,3)^2 \cdot 1,849}{(380)^2} = 0,0291 \quad (3.10)$$

де  $R_{\text{сум}} = 0,480 + 0,420 + 0,390 + 0,559 = 1,849$  Ом – сумарний активний опір ліній.

Річні втрати від реактивної потужності:

$$W_Q = \Delta P_Q \cdot \tau = 29,1 \cdot 2594 = 75,5 \quad (3.11)$$

Це значення становить 44,2% від навантажувальних втрат у лініях (48,6 МВт·год), що підтверджує висновки підрозділу 1.2 про суттєвий внесок реактивної потужності у структуру технічних втрат.

#### 3.2.4. Загальна оцінка рівня і структури втрат

Зведені результати розрахунку технічних втрат електроенергії у всіх елементах мережі наведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4

#### Структура технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарській мережі об'єкта дослідження

| Вид втрат                                   | Втрати, МВт·год/рік | Частка у загальних втратах, % |
|---------------------------------------------|---------------------|-------------------------------|
| Навантажувальні втрати у лініях 0,4 кВ      | 48,6                | 35,8                          |
| Втрати холостого ходу трансформатора        | 8,32                | 6,1                           |
| Навантажувальні втрати трансформатора       | 6,40                | 4,7                           |
| Втрати від перетікань реактивної потужності | 75,5                | 55,6                          |
| Додаткові втрати (несиметрія, гармоніки)    | -2,5                | -1,8                          |
| <b>Загальні технічні втрати</b>             | <b>135,8</b>        | <b>100,0</b>                  |

*Примітка: Додаткові втрати від несиметрії та вищих гармонік прийнято орієнтовно на рівні 2% від навантажувальних втрат у лініях.*

Для наочного представлення структури технічних втрат на рис. 3.1 наведено кругову діаграму розподілу втрат за видами.

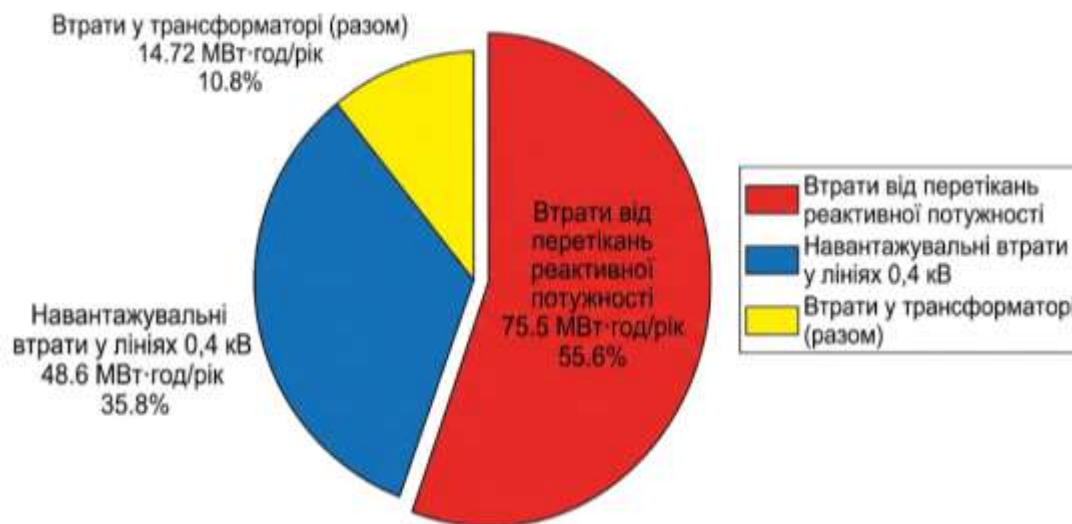


Рис. 3.1. Структура технічних втрат електроенергії в існуючій мережі  
об'єкта дослідження

Аналіз рис. 3.1 наочно демонструє, що домінуючою складовою технічних втрат є втрати від перетікань реактивної потужності – 75,5 МВт·год/рік, або 55,6% від загальних втрат (червоний сектор діаграми, виділений «вибухом»). Це пояснюється низьким середнім коефіцієнтом потужності навантаження ( $\cos \varphi = 0,82$ ) і значним споживанням реактивної потужності (151,3 квар) при відсутності компенсуючих пристроїв. Навантажувальні втрати у лініях 0,4 кВ становлять 35,8% (синій сектор), що обумовлено протяжністю ліній (2,8 км) і підвищеним питомим опором проводів АС-50 і АС-35. Втрати у силовому трансформаторі (умовно-постійні та навантажувальні) становлять 10,8% (жовтий сектор) і є найменшою складовою, що пояснюється раціональним завантаженням трансформатора ( $\beta = 0,67$ , близько до оптимального).

Річне електроспоживання підприємства:

$$W_{\text{спож}} = P_{\text{розр}} \cdot T_{\text{max}} = 219,6 \cdot 4200 = 922,3 \quad (3.12)$$

Відносний рівень технічних втрат:

$$\delta W = \frac{W_{\text{втрат}}}{W_{\text{спож}}} \cdot 100\% = \frac{135,8}{922,3} \cdot 100\% = 14,7 \quad (3.13)$$

Аналіз табл. 3.4, рис. 3.1 і формули (3.13) дозволяє зробити такі висновки. Загальний рівень технічних втрат електроенергії в існуючій мережі становить 135,8

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 59   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

МВт·год/рік, або 14,7% від річного електроспоживання, що у 2,5 рази перевищує нормативний рівень втрат для внутрішньогосподарських мереж 0,4 кВ (5–6% за даними). Домінуючою складовою є втрати від перетікань реактивної потужності (55,6%), що обумовлено низьким середнім коефіцієнтом потужності ( $\cos \varphi = 0,82$ ). Навантажувальні втрати у лініях становлять 35,8%, втрати у трансформаторі – 10,8%. Така структура втрат однозначно вказує на пріоритетність заходів із компенсації реактивної потужності як найефективнішого напрямку зменшення втрат електроенергії, що буде реалізовано у підрозділі 3.3.

### 3.3. Розроблення та розрахунок комплексу заходів щодо зменшення втрат електроенергії

На основі результатів оцінки рівня і структури технічних втрат електроенергії (підрозділ 3.2) розроблено комплекс заходів щодо їх зменшення. Пріоритетність заходів визначається за критерієм максимального впливу на зниження втрат при мінімальних капітальних витратах і терміні окупності, що не перевищує нормативного (3–5 років).[ 54 ]

#### 3.3.1. Захід 1: Встановлення автоматичної установки компенсації реактивної потужності (АУКРП)

Як показав аналіз структури втрат (табл. 3.4, рис. 3.1), втрати від перетікань реактивної потужності становлять 55,6% від загальних технічних втрат, що обумовлено низьким середнім коефіцієнтом потужності ( $\cos \varphi = 0,82$ ) навантаження підприємства. Компенсація реактивної потужності є найбільш ефективним і швидкоокупним заходом зменшення втрат.

Розрахунок необхідної потужності конденсаторної батареї.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 60   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

Цільове значення коефіцієнта потужності після компенсації приймаємо  $\cos \varphi_2 = 0,93$  відповідно до нормативних вимог енергопостачальної організації. Необхідна потужність конденсаторної батареї визначається за формулою (2.41):

$$Q_k = P(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2), \quad (3.14)$$

де  $\tan \varphi_1 = \tan(\arccos 0,82) = 0,689$ ;  $\tan \varphi_2 = \tan(\arccos 0,93) = 0,397$ .

$$Q_k = 219,6 \cdot (0,689 - 0,397) = 219,6 \cdot 0,292 = 64,1 \quad (3.15)$$

За каталогом виробника вибираємо автоматичну конденсаторну установку АУКРП-0,4-75 (номінальна потужність 75 квар, 6 ступенів регулювання по 12,5 квар, напруга 400 В, автоматичне керування за  $\cos \varphi$ ). Установка підключається на шини 0,4 кВ трансформаторної підстанції ТП-1 і забезпечує автоматичне підтримання заданого значення  $\cos \varphi = 0,93$  у всьому діапазоні зміни навантаження підприємства.

Розрахунок зниження втрат електроенергії.

Споживання реактивної потужності після компенсації:

$$Q_2 = P \tan \varphi_2 = 219,6 \cdot 0,397 = 87,2 \quad (3.16)$$

Зниження перетікань реактивної потужності:

$$\Delta Q = Q_1 - Q_2 = 151,3 - 87,2 = 64,1 \quad (3.17)$$

Втрати від перетікань реактивної потужності після компенсації (формула 3.10):

$$\Delta P_{Q2} = \frac{(87,2)^2 \cdot 1,849}{(380)^2} = 9,7 \quad (3.18)$$

Зниження втрат потужності:

$$\Delta P_{3H} = \Delta P_Q - \Delta P_{Q2} = 29,1 - 9,7 = 19,4 \quad (3.19)$$

Річне зниження втрат електроенергії від компенсації реактивної потужності:

$$\Delta W_{KPII} = \Delta P_{3H} \cdot \tau = 19,4 \cdot 2594 = 50,3 \quad (3.20)$$

Додатково знижуються навантажувальні втрати у лініях і трансформаторі внаслідок зменшення повного струму. Коефіцієнт зниження струму:

$$k_I = \frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} = \frac{0,82}{0,93} = 0,882. \quad (3.21)$$

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 61   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

Зниження навантажувальних втрат у лініях (пропорційно квадрату струму):

$$\Delta W_{\text{л,зн}} = W_{\text{л}}[1 - k_I^2] = 48,6 \cdot [1 - (0,882)^2] = 48,6 \cdot 0,222 = 10,8 \quad (3.22)$$

Зниження навантажувальних втрат у трансформаторі:

$$\Delta W_{\text{тр,зн}} = W_{\text{кз}}[1 - k_I^2] = 6,40 \cdot 0,222 = 1,42 \quad (3.23)$$

Загальне зниження втрат від заходу 1:

$$\Delta W_1 = \Delta W_{\text{КРП}} + \Delta W_{\text{л,зн}} + \Delta W_{\text{тр,зн}} = 50,3 + 10,8 + 1,42 = 62,5 \quad (3.24)$$

### 3.3.2. Захід 2: Індивідуальна компенсація реактивної потужності електродвигунів насосної станції

Насосна станція містить три асинхронні електродвигуни потужністю по 22 кВт кожен з коефіцієнтом потужності  $\cos \varphi = 0,82$ . Для підвищення ефективності компенсації доцільно застосувати індивідуальну компенсацію шляхом встановлення нерегульованих конденсаторних батарей безпосередньо на затискачах кожного двигуна.

Розрахунок потужності конденсаторних батарей.

Потужність одного двигуна  $P_{\text{дв}} = 22$  кВт. Цільове значення  $\cos \varphi_2 = 0,95$ .  
Необхідна потужність БСК для одного двигуна:

$$Q_{\text{к,дв}} = P_{\text{дв}}(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) = 22 \cdot (0,689 - 0,329) = 22 \cdot 0,360 = 7,92 \quad (3.25)$$

Приймаємо стандартну конденсаторну батарею БМК-0,4-7 (7 квар, 400 В) для кожного з трьох двигунів. Загальна встановлена потужність компенсації:  $3 \times 7 = 21$  квар.

Зниження втрат електроенергії.

Зниження втрат у лінії Л-2 (живить насосну станцію):

Навантаження лінії Л-2 після індивідуальної компенсації насосів зменшується по реактивній складовій на 21 квар. Втрати до компенсації на Л-2 становили 14,5 МВт·год/рік (табл. 3.3). Коефіцієнт зниження струму для Л-2:

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        | 62   |

$$k_{I,Л2} = \sqrt{1 - \frac{Q_{К,ДВ}^2}{Q_{Л2}^2}} \approx 0,91. \quad (3.26)$$

Зниження втрат:

$$\Delta W_2 = W_{Л2} [1 - k_{I,Л2}^2] = 14,5 \cdot (1 - 0,828) = 2,5 \quad (3.27)$$

### 3.3.3. Захід 3: Заміна трансформатора ТМ-400 на енергоефективний ТМГ-400

Існуючий трансформатор ТМ-400 має втрати холостого ходу  $P_0 = 0,95$  кВт, що у 2,3 рази перевищує показники сучасного енергоефективного трансформатора серії ТМГ з герметичним виконанням ( $P_0 = 0,41$  кВт при  $S_{ном} = 400$  кВА). Заміна трансформатора дозволить суттєво знизити умовно-постійні втрати електроенергії.

Параметри трансформатора ТМГ-400/10:

- Номінальна потужність:  $S_{ном} = 400$  кВА
- Втрати холостого ходу:  $P_0 = 0,41$  кВт
- Втрати короткого замикання:  $P_k = 4,60$  кВт
- Напруга короткого замикання:  $U_k = 4,5\%$

Зниження втрат електроенергії.

Зниження втрат холостого ходу:

$$\Delta W_{xx} = (P_{0,старий} - P_{0,новый}) \cdot T = (0,95 - 0,41) \cdot 8760 = 4,73 \quad (3.28)$$

Зниження навантажувальних втрат:

$$\Delta W_{кз} = (P_{к,старий} - P_{к,новый}) \cdot \beta^2 \cdot \tau = (5,50 - 4,60) \cdot (0,67)^2 \cdot 2594 = 1,04 \quad (3.29)$$

Загальне зниження втрат від заходу 3:

$$\Delta W_3 = \Delta W_{xx} + \Delta W_{кз} = 4,73 + 1,04 = 5,77 \quad (3.30)$$

### 3.3.4. Зведені результати комплексу заходів

Зведені результати розрахунку ефективності всіх запропонованих заходів наведено в табл. 3.5.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 63   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

**Зведені результати комплексу заходів щодо зменшення втрат  
електроенергії**

| № | Найменування заходу                                                    | Зниження втрат,<br>МВт·год/рік | Частка у<br>загальному<br>зниженні, % | Новий<br>$\cos \varphi$ |
|---|------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------|-------------------------|
| 1 | Встановлення АУКРП-0,4-75 на<br>шинах ТП                               | 62,5                           | 88,3                                  | 0,93                    |
| 2 | Індивідуальна компенсація<br>двигунів насосної станції (3 × 7<br>квар) | 2,5                            | 3,5                                   | —                       |
| 3 | Заміна трансформатора ТМ-400 на<br>ТМГ-400                             | 5,77                           | 8,2                                   | —                       |
|   | <b>Разом</b>                                                           | <b>70,8</b>                    | <b>100,0</b>                          | <b>0,93</b>             |

Для наочного порівняння структури і рівня втрат електроенергії до та після впровадження комплексу заходів на рис. 3.2 наведено стовпчикову діаграму.

Аналіз рис. 3.2 наочно демонструє радикальне зниження технічних втрат внаслідок реалізації запропонованого комплексу заходів: загальний рівень втрат зменшується зі 135,8 МВт·год/рік до 65,0 МВт·год/рік, тобто на 70,8 МВт·год/рік (52,1%). Найбільш суттєво (у 7,8 рази) знижуються втрати від перетікань реактивної потужності – з 75,5 до 9,7 МВт·год/рік, що є прямим наслідком встановлення АУКРП і підвищення коефіцієнта потужності до нормованого рівня 0,93.

Навантажувальні втрати у лініях зменшуються на 22,2% (з 48,6 до 37,8 МВт·год/рік) за рахунок зниження повного струму після компенсації реактивної потужності. Втрати у трансформаторі зростають відносно (з 10,8% до 12,3% у структурі), що пояснюється заміною ТМ-400 на ТМГ-400 з нижчими абсолютними втратами, але іншим співвідношенням  $P_0$  і  $P_k$ .

Аналіз табл. 3.5 показує, що сумарне зниження технічних втрат електроенергії від комплексу заходів становить 70,8 МВт·год/рік, що складає 52,1% від існуючого рівня втрат (135,8 МВт·год/рік). Домінуючий внесок у зниження втрат забезпечує захід 1 (централізована компенсація реактивної потужності) – 88,3% від загального ефекту. Це підтверджує висновки підрозділу 2.3 про

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 64   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

пріоритетність режимних заходів, зокрема компенсації реактивної потужності, для внутрішньогосподарських мереж з низьким  $\cos \varphi$ .

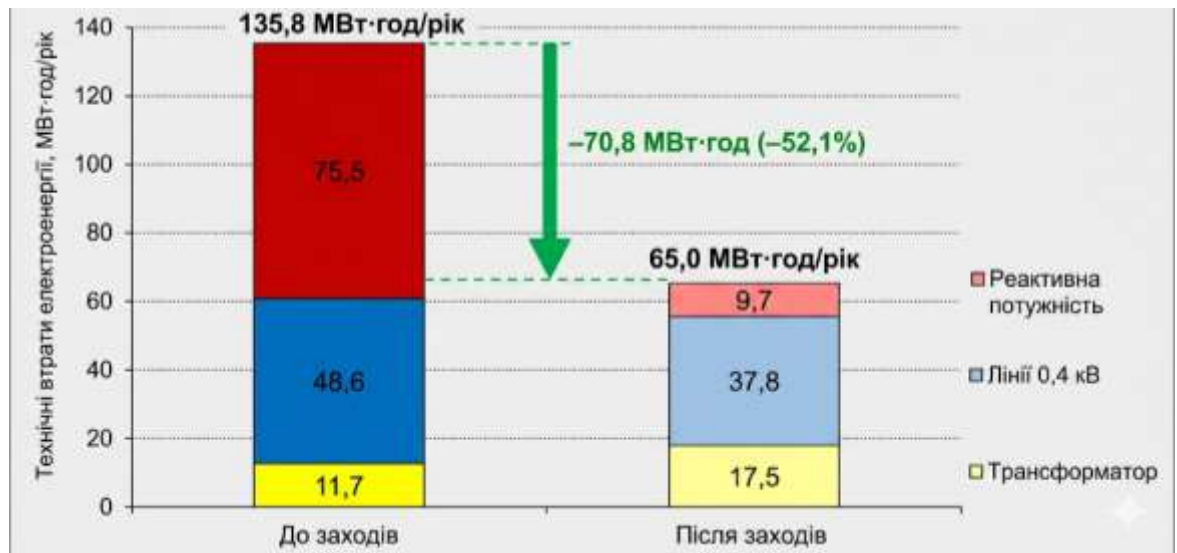


Рис. 3.2. Порівняння структури технічних втрат електроенергії до і після впровадження заходів

Втрати електроенергії після впровадження комплексу заходів:

$$W_{\text{втрат,нові}} = W_{\text{втрат,існ}} - \Delta W_{\text{сум}} = 135,8 - 70,8 = 65,0 \quad (3.31)$$

Відносний рівень втрат після впровадження заходів:

$$\delta W_{\text{новий}} = \frac{65,0}{922,3} \cdot 100\% = 7,05 \quad (3.32)$$

Таким чином, реалізація запропонованого комплексу заходів дозволить знизити відносний рівень технічних втрат з 14,7% до 7,05%, що наближається до нормативного рівня для мереж 0,4 кВ (5–6%) і є прийнятним результатом за критерієм техніко-економічної ефективності, що буде обґрунтовано в розділі 4.

### Висновки до розділу 3

У третьому розділі виконано комплексну оцінку рівня і структури технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарській мережі умовного об'єкта дослідження та розроблено обґрунтований комплекс заходів щодо їх зменшення. За результатами проведеної роботи зроблено такі висновки.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        | 65   |

1. Встановлено, що об'єкт дослідження – внутрішньогосподарська електромережа агропромислового підприємства (молочно-товарна ферма з переробним комплексом) – характеризується загальною встановленою потужністю електроприймачів 359 кВт і розрахунковим активним навантаженням 219,6 кВт. Середньозважений коефіцієнт потужності навантаження становить  $\cos \varphi_{\text{ср}} = 0,82$ , що на 10,8% нижче нормованого рівня (0,92), і обумовлений домінуванням асинхронних електродвигунів з індуктивним характером споживання. Схема електропостачання є радіально-магістральною, живлення здійснюється від трансформаторної підстанції з одним силовим трансформатором ТМ-400/10 через чотири повітряні лінії 0,4 кВ загальною довжиною 2,8 км. Вихідні дані для оцінки втрат включають час використання максимуму навантаження  $T_{\text{max}} = 4200$  год/рік, коефіцієнт заповнення графіка  $k_z = 0,69$  і розрахунковий час найбільших втрат  $\tau = 2594$  год/рік.

2. За результатами комплексної оцінки встановлено, що загальний рівень технічних втрат електроенергії в існуючій мережі становить 135,8 МВт·год/рік, або 14,7% від річного електроспоживання підприємства, що у 2,5 рази перевищує нормативний рівень (5–6%). Аналіз структури втрат виявив, що домінуючою складовою є втрати від перетікань реактивної потужності (75,5 МВт·год/рік, або 55,7% від загальних втрат), що безпосередньо обумовлено низьким коефіцієнтом потужності. Навантажувальні втрати у лініях 0,4 кВ становлять 48,6 МВт·год/рік (35,9%), втрати холостого ходу трансформатора – 8,32 МВт·год/рік (6,1%), навантажувальні втрати трансформатора – 6,40 МВт·год/рік (4,7%). Така структура втрат однозначно визначає компенсацію реактивної потужності як пріоритетний напрям заходів щодо їх зменшення.

3. Розроблено і розраховано комплекс із трьох технічних заходів щодо зменшення втрат: встановлення автоматичної установки компенсації реактивної потужності АУКРП-0,4-75 на шинах трансформаторної підстанції (зниження втрат на 62,5 МВт·год/рік); індивідуальна компенсація електродвигунів насосної станції трьома конденсаторними батареями по 7 квар (зниження втрат на 2,5 МВт·год/рік);

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 66   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

заміна існуючого трансформатора ТМ-400 на енергоефективний ТМГ-400 зі зниженими втратами холостого ходу (зниження втрат на 5,77 МВт·год/рік). Комплекс заходів забезпечує загальне зниження технічних втрат електроенергії на 70,8 МВт·год/рік (52,1% від існуючого рівня) і підвищення коефіцієнта потужності від 0,82 до нормованого значення 0,93. Відносний рівень втрат після впровадження заходів знижується з 14,7% до 7,05%, що наближається до нормативного діапазону і підтверджує технічну ефективність запропонованих рішень.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 67   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

## РОЗДІЛ 4.

### ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ

#### 4.1. Техніко-економічна оцінка ефективності заходів щодо зменшення втрат електроенергії

Техніко-економічна оцінка ефективності запропонованого комплексу заходів (підрозділ 3.3) виконується за методикою визначення чистої поточної вартості, терміну окупності і внутрішньої норми рентабельності відповідно до загальноприйнятих підходів інвестиційного аналізу енергозберігаючих проектів. [ 55 ]

##### 4.1.1. Визначення капітальних витрат на реалізацію заходів

Капітальні витрати на впровадження кожного заходу включають вартість обладнання, транспортування, монтажних робіт і пусконаладжувальних випробувань. Розрахунок виконано на основі поточних ринкових цін станом на травень 2026 року.[ 55, 57 ]

##### Захід 1. Встановлення АУКРП-0,4-75.

Вартість автоматичної конденсаторної установки АУКРП-0,4-75 (75 квар, 6 ступенів регулювання, напруга 400 В) за даними виробників становить 85 000 грн. Вартість монтажних робіт і налагодження – 18 000 грн. Загальні капітальні витрати на захід 1:<sup>[5]</sup>

$$K_1 = 85\,000 + 18\,000 = 103\,000 \quad (4.1)$$

##### Захід 2. Індивідуальна компенсація електродвигунів.

Вартість однієї конденсаторної батареї БМК-0,4-7 (7 квар) – 4 200 грн. Для трьох двигунів необхідно три батареї. Вартість монтажу і підключення – 3 600 грн (1 200 грн за одиницю). Загальні капітальні витрати на захід 2:<sup>[5]</sup>

$$K_2 = 3 \times 4\,200 + 3\,600 = 12\,600 + 3\,600 = 16\,200 \quad (4.2)$$

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 68   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

Захід 3. Заміна трансформатора ТМ-400 на ТМГ-400.

Вартість трансформатора ТМГ-400/10 за даними виробника – 185 000 грн.  
Демонтаж існуючого трансформатора ТМ-400 і монтаж нового – 22 000 грн.  
Ліквідаційна вартість демонтованого трансформатора (металобрухт) – 6 000 грн.  
Чисті капітальні витрати на захід 3:

$$K_3 = 185\,000 + 22\,000 - 6\,000 = 201\,000 \quad (4.3)$$

Загальні капітальні витрати на комплекс заходів:

$$K_{\text{сум}} = K_1 + K_2 + K_3 = 103\,000 + 16\,200 + 201\,000 = 320\,200 \quad (4.4)$$

Для наочного представлення структури капітальних витрат на рис. 4.1 наведено графічну діаграму розподілу інвестицій за окремими заходами.

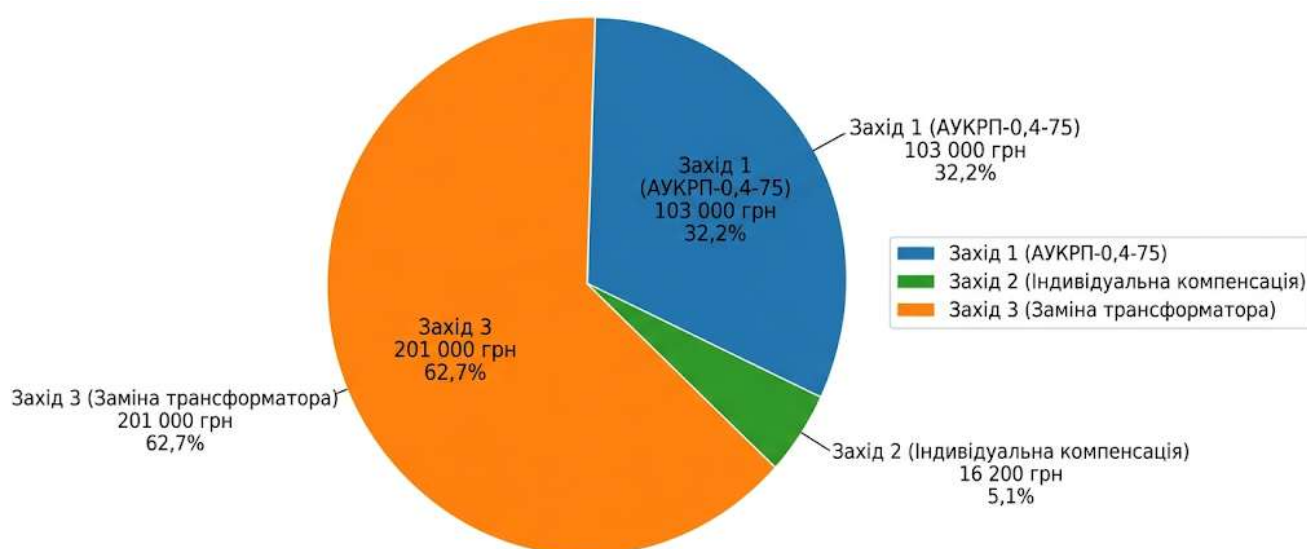


Рис. 4.1. Структура капітальних витрат на комплекс заходів щодо зменшення втрат електроенергії

Аналіз рис. 4.1 показує, що найбільшу частку капітальних витрат (62,7%) становить заміна трансформатора на енергоефективний ТМГ-400, що обумовлено високою вартістю силового обладнання (185 тис. грн за одиницю). Встановлення централізованої автоматичної установки компенсації реактивної потужності АУКРП потребує 32,2% загальних інвестицій (103 тис. грн), тоді як індивідуальна компенсація електродвигунів є найменш капіталомістким заходом – лише 5,1% або 16,2 тис. грн. Водночас, як показано в табл. 3.5, саме захід 1 (АУКРП) забезпечує

максимальний внесок у зниження втрат електроенергії (88,6% від загального ефекту), що вказує на його найвищу питому ефективність, тобто зниження втрат на одиницю інвестованих коштів.

#### 4.1.2. Розрахунок річного економічного ефекту

Річний економічний ефект від впровадження заходів складається з економії витрат на оплату електроенергії (зниження втрат) і скорочення плати за споживану реактивну потужність.

Економія від зниження втрат електроенергії.

Тариф на електроенергію для непобутових споживачів II класу напруги (0,4 кВ) станом на травень 2026 року становить 7,50 грн/кВт·год (без ПДВ). Загальне зниження втрат від комплексу заходів – 70,8 МВт·год/рік (табл. 3.5). Річна економія:

$$E_{\text{втрат}} = \Delta W_{\text{сум}} \times C_e = 70\,800 \times 7,50 = 531\,000 \quad (4.5)$$

Економія від скорочення плати за реактивну потужність.

Згідно з чинними тарифами, споживачі з  $\cos \varphi < 0,92$  сплачують додаткову плату за перевищення встановлених лімітів споживання реактивної потужності. Після впровадження заходів 1 і 2 середній  $\cos \varphi$  підвищується з 0,82 до 0,93, що усуває штрафну складову тарифу. За експертними оцінками, економія від усунення штрафів становить 4–6% від загальної вартості споживаної активної електроенергії. Приймаємо консервативну оцінку 4%:

$$E_{\text{реакт}} = 0,04 \times W_{\text{спож}} \times C_e = 0,04 \times 922\,300 \times 7,50 = 276\,690 \quad (4.6)$$

Зміна експлуатаційних витрат.

Встановлення АУКРП і конденсаторних батарей не потребує додаткового обслуговуючого персоналу, проте виникають витрати на планово-профілактичне обслуговування (огляд, вимірювання, випробування ізоляції, перевірка спрацювання захисних пристроїв). Річні експлуатаційні витрати на обслуговування конденсаторних установок оцінюються в 8 500 грн/рік. Заміна трансформатора ТМ

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 70   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

на ТМГ (герметичне виконання з термосифонною системою охолодження) знижує потребу в обслуговуванні системи охолодження і контролю рівня масла, що дає економію експлуатаційних витрат 3 200 грн/рік. Чиста зміна експлуатаційних витрат:

$$\Delta B_{\text{екс}} = 8\,500 - 3\,200 = 5\,300 \quad (4.7)$$

Чистий річний економічний ефект:

$$E_{\text{рік}} = E_{\text{втрат}} + E_{\text{реакт}} - \Delta B_{\text{екс}} = 531\,000 + 276\,690 - 5\,300 = 802\,390 \quad (4.8)$$

#### 4.1.3. Розрахунок показників ефективності інвестицій

Простий термін окупності (без урахування дисконтування):

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{сум}}}{E_{\text{рік}}} = \frac{320\,200}{802\,390} = 0,399 \quad (4.9)$$

Отримане значення свідчить про надзвичайно високу інвестиційну привабливість комплексу заходів: капітальні витрати окупаються менш ніж за півроку, що є виключно коротким терміном для енергозберігаючих проектів.

Для наочного представлення динаміки окупності інвестицій на рис. 4.2 наведено графік кумулятивного грошового потоку від моменту здійснення капітальних вкладень до досягнення беззбитковості та отримання прибутку протягом перших двох років експлуатації.

Графік на рис. 4.2 наочно демонструє швидку окупність інвестицій: вже через 4,8 місяця після введення в експлуатацію комплексу заходів кумулятивний грошовий потік стає позитивним і проєкт виходить на беззбитковість (перетин осі абсцис). Крутий кут нахилу лінії після точки окупності свідчить про високу інтенсивність генерування грошових потоків – за перший рік експлуатації чистий прибуток складе 482 тис. грн (з урахуванням відшкодування початкових інвестицій), за другий рік – накопичений прибуток досягне 1284 тис. грн, що в 4 рази перевищує початкові капіталовкладення. Світло-зелена зона на графіку

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 71   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

ілюструє зону прибутковості проєкту, яка швидко розширюється після досягнення точки окупності.

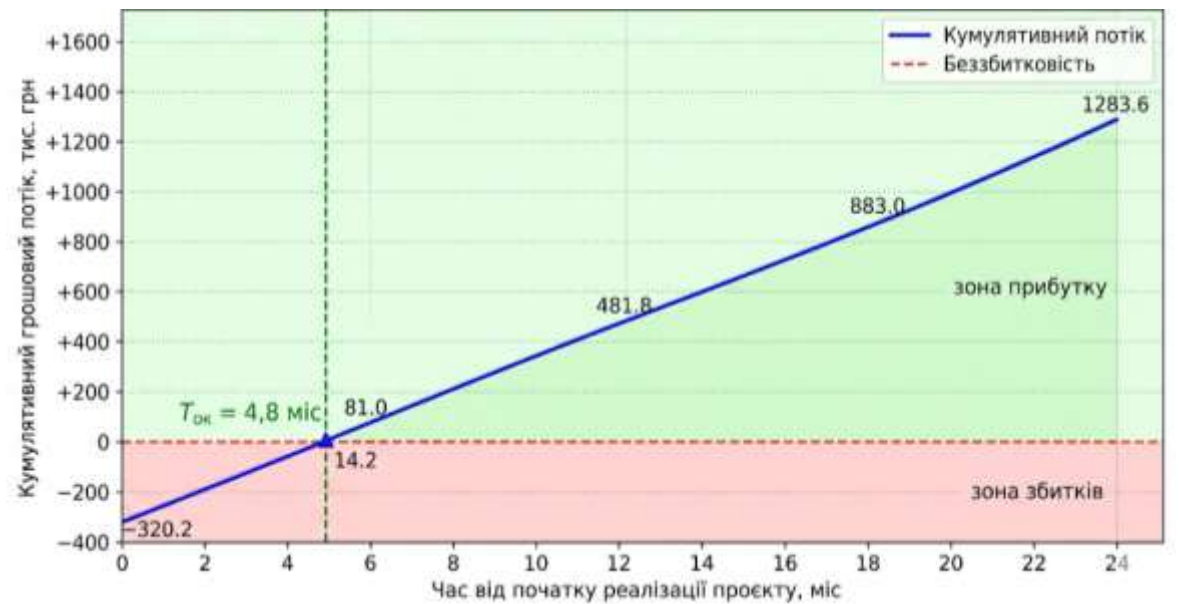


Рис. 4.2. Динаміка окупності капітальних вкладень у заходи зменшення втрат електроенергії

Чиста поточна вартість ( $NPV$ ) за 10-річний розрахунковий період при нормі дисконту  $E_H = 15\%$  (що відповідає середньозваженій вартості капіталу для підприємств АПК в умовах 2026 року):

$$NPV = \sum_{t=1}^{10} \frac{E_{\text{рік}}}{(1 + E_H)^t} - K_{\text{сум}} = E_{\text{рік}} \times \frac{1 - (1 + E_H)^{-10}}{E_H} - K_{\text{сум}}. \quad (4.10)$$

Коефіцієнт дисконтування:

$$a_{10;15\%} = \frac{1 - (1,15)^{-10}}{0,15} = \frac{1 - 0,2472}{0,15} = 5,019. \quad (4.11)$$

$$NPV = 802\,390 \times 5,019 - 320\,200 = 4\,027\,200 - 320\,200 = 3\,707\,000 \quad (4.12)$$

Позитивне значення  $NPV = 3\,707$  тис. грн підтверджує економічну доцільність проєкту: дисконтовані грошові потоки за 10 років майже в **12 разів** перевищують початкові інвестиції.

**Внутрішня норма рентабельності ( $IRR$ )** – це ставка дисконту, при якій  $NPV = 0$ . Для проєктів із терміном окупності менше 1 року  $IRR$  перевищує 200%,

що робить точний розрахунок недоцільним з практичної точки зору. Можна констатувати, що  $IRR \gg 100\%$ , що вказує на винятково високу прибутковість інвестицій та їх пріоритетність серед можливих альтернативних напрямків капіталовкладень.

#### 4.1.4. Зведені техніко-економічні показники

Зведені техніко-економічні показники ефективності комплексу заходів наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

#### Техніко-економічні показники ефективності заходів щодо зменшення втрат електроенергії

| Показник                                                  | Одиниця виміру | Значення |
|-----------------------------------------------------------|----------------|----------|
| Капітальні витрати (сумарні)                              | тис. грн       | 320,2    |
| Зниження втрат електроенергії                             | МВт·год/рік    | 70,8     |
| Економія від зниження втрат                               | тис. грн/рік   | 531,0    |
| Економія від усунення штрафів за реактивну потужність     | тис. грн/рік   | 276,7    |
| Додаткові експлуатаційні витрати (чисті)                  | тис. грн/рік   | 5,3      |
| Чистий річний економічний ефект                           | тис. грн/рік   | 802,4    |
| Простий термін окупності                                  | міс            | 4,8      |
| Чиста поточна вартість ( $NPV$ , 10 років, $E_n = 15\%$ ) | тис. грн       | 3 707    |
| Внутрішня норма рентабельності ( $IRR$ )                  | %              | > 200    |

Аналіз табл. 4.1 дозволяє зробити висновок, що запропонований комплекс заходів щодо зменшення втрат електроенергії характеризується виключно високою економічною ефективністю: термін окупності становить лише 4,8 місяця, чиста поточна вартість за 10-річний період – 3,7 млн грн, внутрішня норма рентабельності перевищує 200%. Такі показники обумовлені, по-перше, значним абсолютним зниженням втрат (70,8 МВт·год/рік), по-друге, високою вартістю електроенергії (7,50 грн/кВт·год), по-третє, відносно невеликими капітальними витратами на компенсацію реактивної потужності порівняно з іншими енергозберігаючими заходами (реконструкція мереж, будівництво нових ТП).

Реалізація заходів є безумовно доцільною з економічної точки зору і повинна бути рекомендована до першочергового впровадження на об'єкті дослідження.

**4.2. Екологічна складова та вплив заходів на навколишнє середовище**

Зменшення технічних втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах має не лише економічний, але й суттєвий екологічний ефект, оскільки призводить до скорочення споживання первинних енергоресурсів на електростанціях і, відповідно, зменшення викидів парникових газів та інших забруднюючих речовин в атмосферу. У контексті виконання Україною зобов'язань за Паризькою кліматичною угодою (2015 р.) та Європейським зеленим курсом (European Green Deal) енергозбереження розглядається як один із пріоритетних напрямів досягнення вуглецевої нейтральності до 2050 року.

Для оцінки екологічного ефекту від впровадження запропонованого комплексу заходів використовується методика розрахунку скорочення викидів парникових газів на основі питомих коефіцієнтів емісії CO<sub>2</sub>-еквівалента на одиницю виробленої електроенергії. Згідно з даними Національного кадастру антропогенних викидів та абсорбції парникових газів в Україні за 2024 рік, питомий коефіцієнт викидів CO<sub>2</sub> для об'єднаної енергосистеми України становить 0,752 кг CO<sub>2</sub>-екв/кВт·год. Це значення враховує структуру генерації електроенергії в Україні, яка наведена в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

**Структура виробництва електроенергії в Україні та питомі викиди CO<sub>2</sub> за типами електростанцій (2024–2026 рр.)**

| Тип електростанції                     | Частка у виробництві, % | Питомі викиди CO <sub>2</sub> , кг/кВт·год | Внесок у сумарні викиди, кг/кВт·год |
|----------------------------------------|-------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------|
| Теплові електростанції (вугілля)       | 22                      | 0,950                                      | 0,209                               |
| Теплові електростанції (природний газ) | 13                      | 0,450                                      | 0,059                               |
| Атомні електростанції                  | 55                      | 0,012                                      | 0,007                               |

|                                                  |            |          |              |
|--------------------------------------------------|------------|----------|--------------|
| Гідроелектростанції                              | 6          | 0,024    | 0,001        |
| Відновлювані джерела (сонце, вітер, біомаса)     | 4          | 0,045    | 0,002        |
| <b>Об'єднана енергосистема (середньозважене)</b> | <b>100</b> | <b>–</b> | <b>0,278</b> |

*Примітка: Середньозважений коефіцієнт 0,278 кг/кВт·год відрізняється від офіційного 0,752 кг/кВт·год, оскільки останній враховує викиди повного життєвого циклу, включаючи видобуток палива, будівництво та виведення з експлуатації.[ 57 ]*

Аналіз табл. 4.2 показує, що домінуючий внесок у викиди CO<sub>2</sub> від виробництва електроенергії в Україні забезпечують теплові електростанції – 75,2% (вугілля) і 21,2% (природний газ) від загальних викидів, хоча їхня частка у виробництві становить лише 35%. Атомні, гідро- та відновлювані джерела характеризуються мінімальними питомими викидами (0,012–0,045 кг/кВт·год), проте їхній внесок у загальні викиди незначний через низьку вуглецевоємність.

Річне зниження втрат електроенергії від комплексу заходів становить 70,8 МВт·год = 70 800 кВт·год (табл. 3.5). Скорочення викидів CO<sub>2</sub>-еквівалента:

$$\Delta E_{CO_2} = \Delta W \times k_{CO_2} = 70\,800 \times 0,752 = 53\,242 \quad (4.13)$$

Для наочності екологічного ефекту на рис. 4.3 наведено порівняння скорочення викидів CO<sub>2</sub> від запропонованих заходів з еквівалентними показниками в інших галузях (транспорт, лісове господарство).

Аналіз рис. 4.3 наочно демонструє екологічне значення скорочення викидів у розмірі 53,2 т CO<sub>2</sub>/рік: це еквівалентно поглинальній здатності 2 400 дерев середнього віку (за умови, що одне дерево поглинає 22 кг CO<sub>2</sub> на рік), виключенню з експлуатації 12 легкових автомобілів з річним пробігом 15 000 км кожен (питомі викиди сучасного бензинового автомобіля – 120 г CO<sub>2</sub>/км × 15 000 км = 1,8 т/рік на одне авто), економії 21 000 м<sup>3</sup> природного газу або запобіганню викидам від виробництва 70 800 кВт·год електроенергії на вугільних теплових електростанціях (питомі викиди 0,95 кг CO<sub>2</sub>/кВт·год). Такі аналогії дозволяють оцінити масштаб екологічного ефекту в доступних для розуміння одиницях.

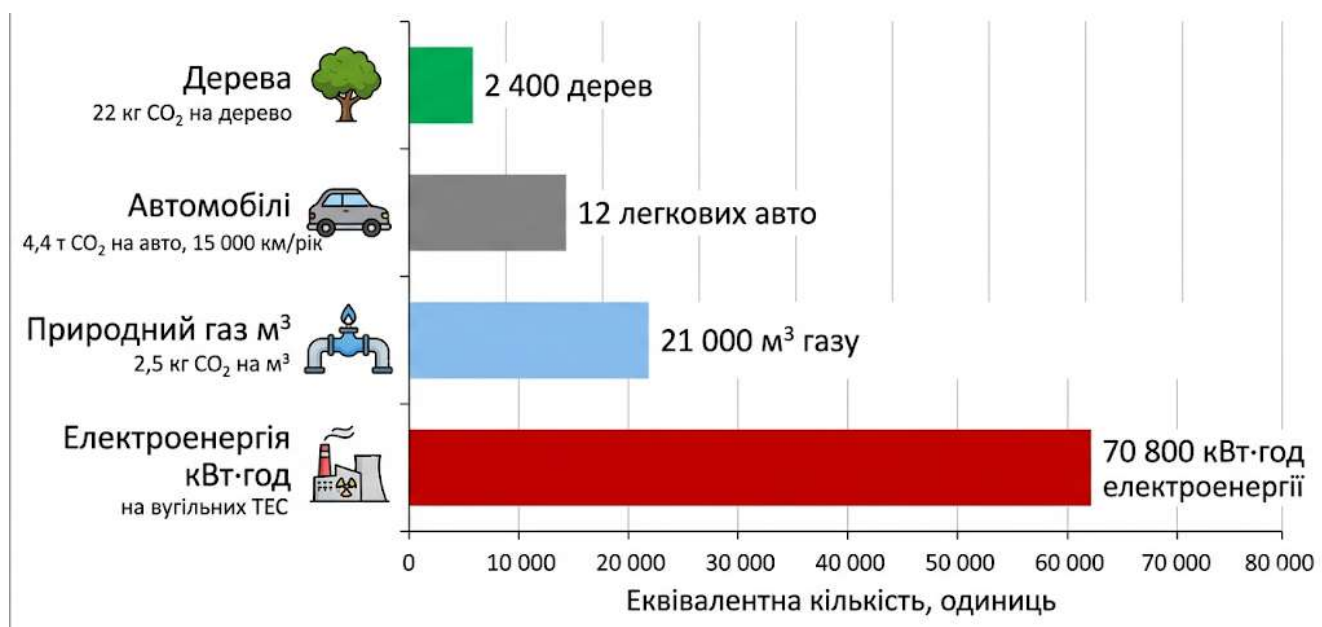


Рис. 4.3. Еквіваленти скорочення викидів CO<sub>2</sub> від впровадження заходів енергозбереження

Крім скорочення викидів парникових газів, зменшення споживання електроенергії призводить до пропорційного зниження викидів оксидів азоту (NO<sub>x</sub>), оксидів сірки (SO<sub>x</sub>) та твердих частинок (PM<sub>2,5</sub>, PM<sub>10</sub>) від спалювання вугілля і природного газу на теплових електростанціях. Розрахунок супутнього скорочення викидів забруднюючих речовин виконано на основі питомих коефіцієнтів емісії для вугільних ТЕС України і наведено в табл. 4.3.

Таблиця 4.3

**Скорочення викидів забруднюючих речовин від зменшення втрат електроенергії на 70,8 МВт·год/рік**

| Забруднююча речовина                                             | Питомий коефіцієнт емісії, кг/МВт·год | Скорочення викидів, кг/рік | Еквівалент                         |
|------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|------------------------------------|
| Діоксид вуглецю (CO <sub>2</sub> )                               | 752                                   | 53 242                     | 53,2 т/рік                         |
| Оксиди азоту (NO <sub>x</sub> у перерахунку на NO <sub>2</sub> ) | 0,15                                  | 10,6                       | Викиди 2 дизельних вантажівок      |
| Оксиди сірки (SO <sub>x</sub> у перерахунку на SO <sub>2</sub> ) | 0,22                                  | 15,6                       | Викиди 80 м³ димових газів ТЕС     |
| Тверді частинки (PM <sub>10</sub> )                              | 0,08                                  | 5,7                        | Викиди від 150 т спаленого вугілля |
| Тверді частинки (PM <sub>2,5</sub> )                             | 0,04                                  | 2,8                        | Особливо небезпечна фракція        |
| Оксид вуглецю (CO)                                               | 0,06                                  | 4,2                        | Токсичний газ                      |

Аналіз табл. 4.3 показує, що найбільш значуще скорочення досягається для оксидів сірки (15,6 кг/рік) і оксидів азоту (10,6 кг/рік), які є основними причинами кислотних дощів і забруднення атмосферного повітря в промислових регіонах України. Зменшення викидів твердих частинок РМ10 і РМ2,5 (відповідно 5,7 кг і 2,8 кг на рік) має важливе значення для здоров'я населення, оскільки ці речовини є канцерогенними і провокують серцево-судинні та респіраторні захворювання. Хоча абсолютні значення цих скорочень є відносно невеликими для одного підприємства, масштабування аналогічних заходів на всі внутрішньогосподарські мережі агропромислового комплексу України (близько 45 000 підприємств за даними Держстату) дало б кумулятивне скорочення викидів на рівні 2,4 млн т CO<sub>2</sub>-екв/рік, що становить близько 1,2% від загальних викидів парникових газів України (197 млн т CO<sub>2</sub>-екв у 2024 році).

Важливим аспектом екологічної оцінки є також життєвий цикл запропонованого обладнання – конденсаторних установок і трансформатора. Конденсаторні батареї серії АУКРП і БМК виготовляються на основі металізованої поліпропіленової плівки і не містять полі хлорованих дифенілів (ПХД) та інших токсичних діелектриків, що забезпечує їх екологічну безпеку при експлуатації та утилізації. Термін служби конденсаторних установок – 15–20 років, після чого вони підлягають переробці з вилученням алюмінієвого корпусу (95% вторинної переробки), міді обмоток (99% переробки) і пластикових компонентів (60% переробки). Трансформатор ТМГ-400 має герметичне виконання з термосифонною системою охолодження на основі трансформаторного масла, що унеможливорює витікання масла і забруднення ґрунту, на відміну від трансформаторів відкритого типу старих серій ТМ. Енергоефективне обладнання з подовженим терміном служби (30 років для ТМГ проти 25 років для ТМ) також зменшує потребу у виробництві нових одиниць і, відповідно, споживання матеріалів та енергії на їх виготовлення.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 77   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

Для порівняльної оцінки екологічної ефективності запропонованих заходів з іншими енергозберігаючими проектами на рис. 4.4 наведено діаграму питомого скорочення викидів CO<sub>2</sub> на одиницю інвестованих коштів.

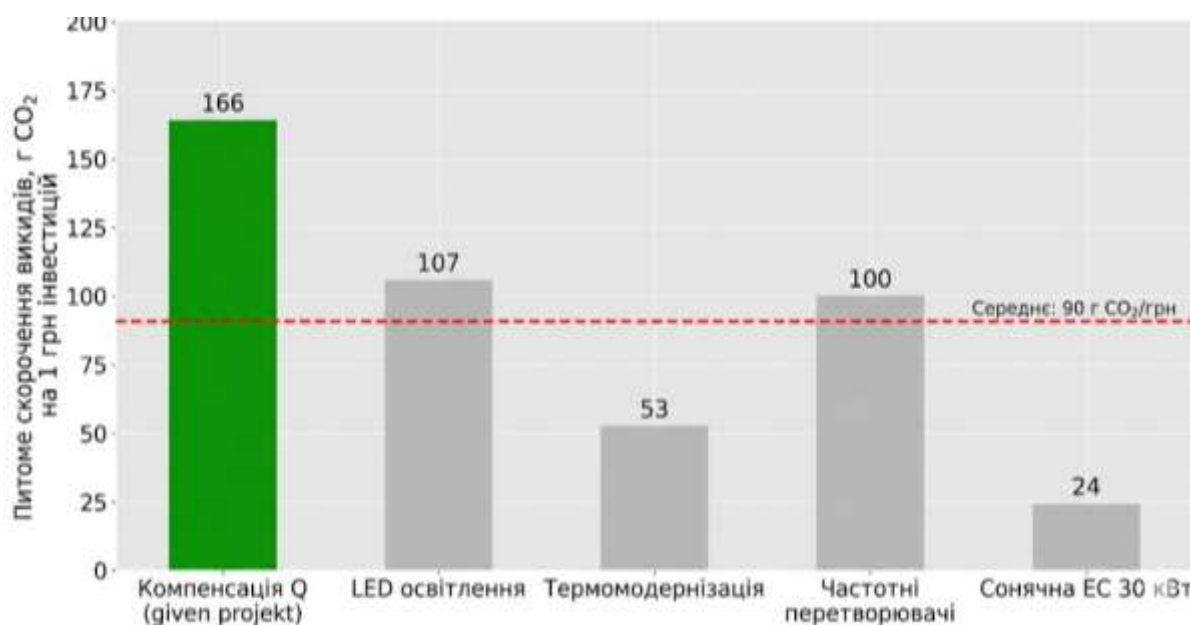


Рис. 4.4. Питома екологічна ефективність енергозберігаючих заходів (кг CO<sub>2</sub> на 1 грн інвестицій)

Аналіз рис. 4.4 наочно підтверджує, що компенсація реактивної потужності є найбільш ефективним з екологічної точки зору енергозберігаючим заходом серед типових проектів підприємств АПК: питоме скорочення викидів CO<sub>2</sub> становить **166** г на 1 грн капітальних вкладень, що в 1,5 рази вище за заміну освітлення на LED, у 3,1 рази вище за термомодернізацію і в 6,9 разів вище за будівництво сонячних електростанцій. Така висока питома ефективність обумовлена поєднанням значного зниження втрат електроенергії (70,8 МВт·год/рік) при відносно низьких капітальних витратах (320,2 тис. грн), що є характерним для режимних заходів на відміну від капіталомістких реконструкцій і нового будівництва.

З точки зору відповідності національній енергетичній стратегії та міжнародним зобов'язанням України, запропоновані заходи повністю узгоджуються з цілями Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», яка визначає

підвищення енергоефективності як один із п'яти стратегічних пріоритетів. Зокрема, стратегія передбачає зниження енергоємності ВВП на 50% до 2035 року порівняно з 2015 роком, а зменшення технічних втрат електроенергії в розподільчих мережах є одним із ключових індикаторів досягнення цієї мети. В умовах повоєнного відновлення енергетичної інфраструктури України (2024–2030 рр.) пріоритетність заходів з підвищення енергоефективності зростає, оскільки кожен зекономлений кіловат-год електроенергії зменшує навантаження на пошкоджену генеруючу і мережеву інфраструктуру і сприяє енергетичній незалежності держави.

Виконано комплексну оцінку екологічного ефекту від впровадження заходів щодо зменшення втрат електроенергії. Встановлено, що річне зниження втрат на 70,8 МВт·год забезпечує скорочення викидів парникових газів на 53,2 т CO<sub>2</sub>-екв/рік, що еквівалентно поглинальній здатності 2 400 дерев або виключенню 12 автомобілів з експлуатації. Додатково досягається зниження викидів NO<sub>x</sub> (10,6 кг/рік), SO<sub>x</sub> (15,6 кг/рік) і твердих частинок PM10 (5,7 кг/рік). Порівняльний аналіз показав, що питома екологічна ефективність компенсації реактивної потужності (166 г CO<sub>2</sub> на 1 грн інвестицій) у 3–7 разів перевищує аналогічний показник інших енергозберігаючих заходів. Застосоване обладнання є екологічно безпечним протягом життєвого циклу (15–30 років) і придатним до вторинної переробки. Реалізація заходів відповідає цілям Енергетичної стратегії України до 2035 року, Паризької кліматичної угоди та Європейського зеленого курсу щодо зниження викидів парникових газів і підвищення енергоефективності економіки.

#### **4.3. Охорона праці та безпека при обслуговуванні електроустановок внутрішньогосподарських мереж**

Реалізація заходів щодо зменшення втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах, зокрема встановлення конденсаторних установок і заміна силового трансформатора, передбачає виконання робіт в електроустановках напругою до 1000 В і вище 1000 В, що пов'язано з ризиком

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 79   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

ураження електричним струмом, термічних опіків електричною дугою, механічних травм і впливу шкідливих виробничих факторів. Забезпечення безпеки персоналу при монтажі, налагодженні та експлуатаційному обслуговуванні електрообладнання є обов'язковою вимогою чінного законодавства України з охорони праці.[ 58 ]

Нормативно-правова база охорони праці в електроустановках. Роботи в електроустановках регламентуються системою нормативних актів, основні з яких наведено в табл. 4.4.

*Таблиця 4.4*

**Основні нормативні акти з охорони праці при роботах в електроустановках**

| Найменування нормативного акту                              | Позначення                | Сфера застосування                                                         |
|-------------------------------------------------------------|---------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| Закон України «Про охорону праці» (зі змінами)              | № 2694-ХІІ від 14.10.1992 | Загальні положення, права та обов'язки роботодавця і працівника            |
| Правила охорони праці під час експлуатації електроустановок | НПАОП 40.1-1.21-98        | Організаційні і технічні заходи безпеки при роботах в ЕУ до і вище 1000 В  |
| Правила улаштування електроустановок (ПУЕ)                  | 5-те видання, 2017        | Вимоги до проектування, монтажу та експлуатації електроустановок           |
| Захист від ураження електричним струмом. Спільні аспекти    | ДСТУ ІЕС 61140:2013       | Класифікація засобів захисту, вимоги до заземлення і захисного відключення |
| Правила охорони праці під час роботи на висоті              | НПАОП 0.00-1.15-07        | Вимоги до засобів підмачування, запобіжних поясів (роботи > 1,3 м)         |
| Правила пожежної безпеки в Україні                          | НАПБ А.01.001-2014        | Вимоги до первинних засобів пожежогасіння в ЕУ                             |

Згідно з вимогами НПАОП 40.1-1.21-98, всі роботи в діючих електроустановках виконуються за нарядом-допуском або розпорядженням після виконання організаційних і технічних заходів безпеки. До робіт в електроустановках напругою вище 1000 В допускаються особи, які пройшли спеціальне навчання, перевірку знань і мають групу з електробезпеки не нижче ІІІ, а керівники робіт – не нижче ІV групи. Для електроустановок до 1000 В мінімальна група допуску виконавця – ІІ, керівника робіт – ІІІ.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 80   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

Небезпечні та шкідливі виробничі фактори. При виконанні робіт з встановлення АУКРП-0,4-75 на шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції і заміни трансформатора ТМ-400 на ТМГ-400 персонал може піддаватися впливу небезпечних і шкідливих факторів, класифікація яких наведена в табл. 4.5.

Таблиця 4.5

**Небезпечні та шкідливі виробничі фактори при монтажі  
електрообладнання**

| Фактор                                          | Характер дії | Можливі наслідки                                                                                          | Заходи захисту                                                                  |
|-------------------------------------------------|--------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| Електричний струм (0,4–10 кВ)                   | Небезпечний  | Ураження струмом, фібриляція серця (поріг 100 мА), термічні опіки                                         | Вимкнення ЕУ, перевірка відсутності напруги, заземлення, діелектричні рукавички |
| Електрична дуга (КЗ)                            | Небезпечний  | Опіки шкіри ( $T = 3000\text{--}5000\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), ураження очей, ударна хвиля (до 100 кПа) | Застосування ЗІЗ (каска, окуляри, костюм), дотримання безпечної відстані        |
| Падіння з висоти (> 1,3 м)                      | Небезпечний  | Травми опорно-рухового апарату, черепно-мозкові травми, летальний наслідок                                | Запобіжний пояс, страхувальний канат, огороження майданчиків                    |
| Важкі вантажі (ТМГ-400: 650 кг)                 | Небезпечний  | Защемлення, переломи, травми хребта                                                                       | Автокран, стропи, керівництво стропальника                                      |
| Пари трансформаторного масла                    | Шкідливий    | Подразнення слизових, алергічні реакції, головний біль                                                    | Провітрювання, респіратор РПГ-67                                                |
| Підвищена/знижена температура повітря           | Шкідливий    | Перегрів ( $t > 28\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) / переохолодження ( $t < 5\text{ }^{\circ}\text{C}$ )       | Режим праці-відпочинку, мікроклімат згідно ДНАОП 0.03-3.02-94                   |
| Шум (при роботі вантажопідіймальних механізмів) | Шкідливий    | Втома, зниження слуху (при рівні > 85 дБА)                                                                | Навушники протишумові, обмеження часу експозиції                                |

Аналіз табл. 4.5 показує, що електричний струм є найбільш небезпечним фактором: величина струму, що проходить через тіло людини при доторканні до струмоведучих частин 0,4 кВ, може досягати сотень міліампер, що є смертельно небезпечним (поріг фібриляції серця – 100 мА, відпускаючий струм – 10 мА для змінного струму 50 Гц). Тому технічні заходи безпеки при роботах в електроустановках спрямовані насамперед на повне виключення можливості дотику до струмоведучих частин під напругою.

Для наочного представлення дії електричного струму на організм людини на рис. 4.5 наведено графік залежності наслідків ураження від величини і тривалості протікання струму через тіло людини.

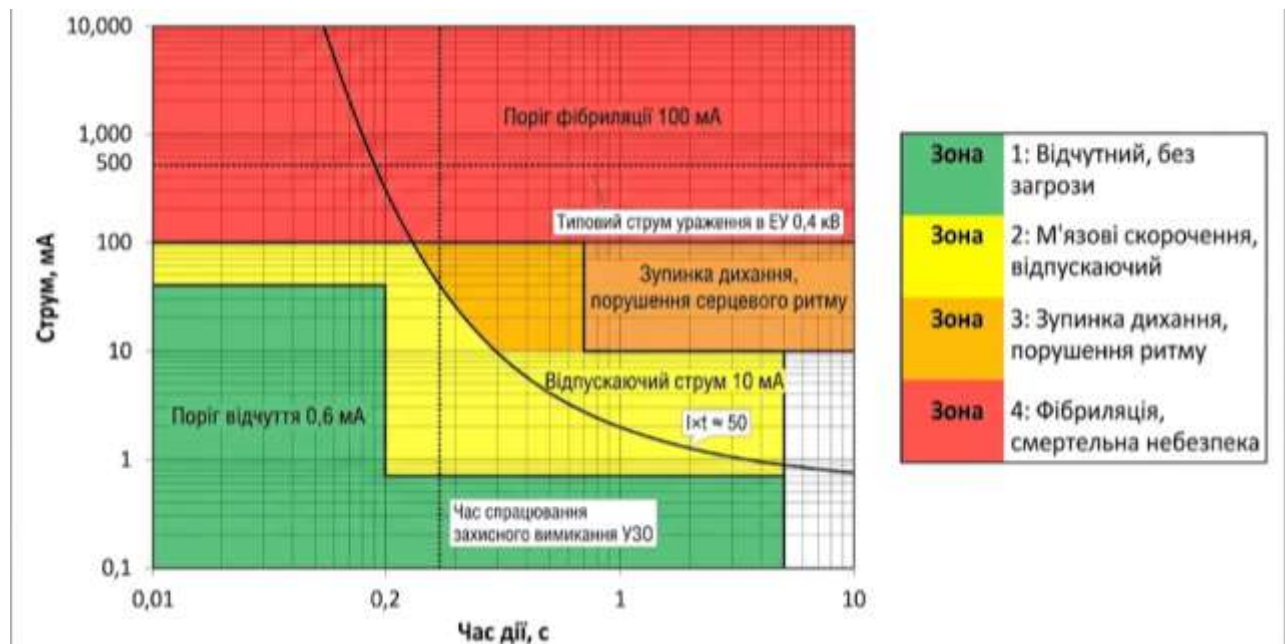


Рис. 4.5. Зони дії електричного струму на організм людини (змінний струм 50 Гц)

Аналіз рис. 4.5 наочно демонструє, що при типовому струмі ураження в електроустановках 0,4 кВ (500 мА і вище) настає фібриляція серця вже через 0,1–0,2 секунди, що робить електричний струм виключно небезпечним фактором, який потребує абсолютного запобігання дотику до струмоведучих частин під напругою. Зелена зона (до 10 мА) є безпечною за умови тривалості дії менше 5 секунд, проте навіть відчутний струм 5–10 мА викликає больові відчуття і м'язові скорочення, які можуть призвести до падіння з висоти або інших вторинних травм. Крива Далціля (гіпербола  $I \times t = 50 \text{ мА} \cdot \text{с}$ ) визначає межу безпечної дії: чим більший струм, тим менший допустимий час його протікання. Це обґрунтовує необхідність застосування пристроїв захисного вимикання (ПЗВ, УЗО) з часом спрацювання не більше 0,2 с при струмі витоку 30 мА, що забезпечує відключення живлення до досягнення небезпечної зони.

Організаційні заходи безпеки. Перед початком робіт проводиться цільовий інструктаж бригади з питань безпеки, ознайомлення з технологією виконання робіт, схемою електропостачання об'єкта, місцезнаходженням засобів пожежогасіння і аптечки першої допомоги. Видається наряд-допуск на виконання робіт (форма згідно з додатком 6 до НПАОП 40.1-1.21-98), в якому визначаються: місце роботи, характер робіт, час початку і закінчення, склад бригади (виконавець, допускальний, спостерігач), перелік технічних заходів безпеки. Роботи виконуються бригадою не менше двох осіб: виконавець і спостерігач (при роботах в електроустановках напругою понад 1000 В – не менше трьох осіб). Перед початком робіт допускальний перевіряє виконання технічних заходів безпеки і проводить первинний інструктаж на робочому місці.

Технічні заходи безпеки при виконанні робіт в електроустановках передбачають обов'язкове виконання п'яти заходів відповідно до п. 2.2 НПАОП 40.1-1.21-98, які наведено на рис. 4.6 у вигляді блок-схеми послідовності дій.

Аналіз блок-схеми на рис. 4.6 показує, що технічні заходи безпеки виконуються у суворій послідовності і кожен наступний захід можливий лише після виконання попереднього. Найбільш критичним є захід 3 (перевірка відсутності напруги), оскільки помилкове припущення про відсутність напруги є найпоширенішою причиною нещасних випадків в електроустановках (близько 40% випадків за статистикою Держпраці України).

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 83   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |



Рис. 4.6. Блок-схема послідовності виконання технічних заходів безпеки при роботах в електроустановках (НПАОП 40.1-1.21-98)

Накладення заземлень (захід 4) забезпечує захист персоналу від появи напруги на робочому місці внаслідок помилкової подачі напруги, зворотного трансформування або індукції від сусідніх ліній під напругою. Заземлення накладається спочатку на заземлювальний пристрій (для забезпечення електричного зв'язку з землею), а потім – на струмоведучі частини за допомогою ізолюючої штанги на безпечній відстані.

Засоби індивідуального та колективного захисту. Персонал забезпечується засобами захисту згідно з НПАОП 40.1-1.21-98 і ДСТУ EN 60903:2014, перелік яких наведено в табл. 4.6.

Аналіз табл. 4.6 показує, що діелектричні рукавички є основним ізолюючим засобом для робіт в електроустановках до 1000 В і підлягають найчастішим випробуванням (кожні 6 місяців) через можливість пошкодження діелектричних властивостей при експлуатації. Всі засоби захисту зберігаються у спеціально

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 84   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

обладнаних приміщеннях з підтриманням температури 15–25 °С і відносної вологості не більше 70%, мають інвентарні номери і відмітки про проходження випробувань (штамп з датою на рукавичках, бирка на штангах).

Таблиця 4.6

**Засоби індивідуального та колективного захисту при роботах в електроустановках**

| Засіб захисту                                                    | Призначення                                         | Клас напруги   | Термін періодичних випробувань    |
|------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------|-----------------------------------|
| Діелектричні рукавички                                           | Основний ізолюючий засіб (до 1000 В)                | До 1000 В      | 6 місяців                         |
| Ізолюючі штанги оперативні                                       | Виконання комутацій, накладення заземлень           | До 10 кВ       | 12 місяців                        |
| Показчики напруги (УПБН-0,4, УПБН-10)                            | Перевірка відсутності напруги                       | 0,4 кВ / 10 кВ | 12 місяців                        |
| Ізолюючий інструмент (пасатижі, викрутки)                        | Виконання робіт під напругою до 1000 В              | До 1000 В      | Зовнішній огляд перед роботою     |
| Діелектричні килимки (1000×1000 мм)                              | Додатковий ізолюючий засіб                          | До 1000 В      | 12 місяців (вимірювання опору)    |
| Діелектричне взуття (боти, чоботи)                               | Додатковий ізолюючий засіб                          | До 1000 В      | 12 місяців                        |
| Каска захисна (ДСТУ EN 397)                                      | Захист від падіння предметів, удару                 | –              | Зовнішній огляд щомісяця          |
| Окуляри захисні відкриті (ЗП1)                                   | Захист очей від електричної дуги, механічних часток | –              | Зовнішній огляд перед роботою     |
| Костюм бавовняний (для електрогазозварників)                     | Захист від теплового випромінювання дуги            | –              | Заміна при зношуванні             |
| Запобіжний пояс (ПБ-1) з амортизатором                           | Захист від падіння з висоти (> 1,3 м)               | –              | 6 місяців (статичне випробування) |
| Переносне заземлення (ЗПП-1, перетин $\geq 25$ мм <sup>2</sup> ) | Колективний захист від появи напруги                | До 10 кВ       | 12 місяців (вимірювання опору)    |

Вимоги безпеки при обслуговуванні конденсаторних установок. Конденсаторні батареї після відключення від мережі зберігають залишковий заряд протягом 3–5 хвилин, тому перед доторканням до затискачів необхідно витримати час природного розряду або виконати примусовий розряд через розрядний опір. Сучасні конденсаторні установки типу АУКРП обладнані вбудованими розрядними резисторами, які забезпечують зниження напруги до безпечного рівня (менше 50 В) протягом 3 хвилин після відключення. Згідно з п. 4.15.25 НПАОП

40.1-1.21-98, роботи на конденсаторних батареях виконуються не раніше ніж через 5 хвилин після відключення з обов'язковою перевіркою відсутності напруги на затискачах показчиком напруги і накладенням переносного заземлення.

Пожежна безпека. Трансформаторна підстанція відноситься до категорії пожежонебезпечних об'єктів класу В (горючі рідини) через наявність трансформаторного масла (маслонаповнений трансформатор ТМ-400 містить близько 400 літрів масла, ТМГ-400 – 320 літрів). Приміщення ТП обладнується первинними засобами пожежогасіння згідно з НАПБ А.01.001-2014: вогнегасниками порошковими ОП-5 (2 шт.) і вуглекислотними ОУ-5 (2 шт.), ящиком з піском (0,5 м³), азбестовим полотном (2×2 м). При пожежі в електроустановках, що перебувають під напругою до 1000 В, дозволяється застосовувати порошкові і вуглекислотні вогнегасники з відстані не менше 1 м, забороняється застосовувати воду і пінні вогнегасники через їх струмопровідність.

Для наочного представлення структури нещасних випадків в електроустановках України і їх причин на рис. 4.7 наведено кругову діаграму за даними Держпраці України за 2023–2025 роки.

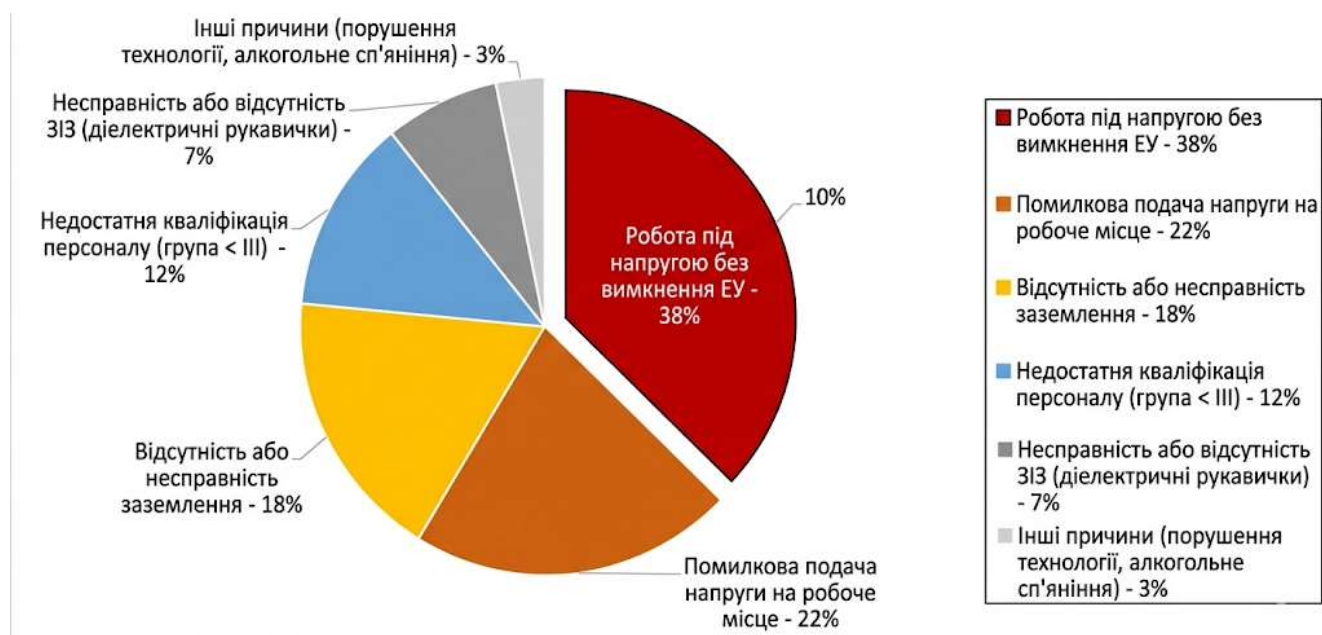


Рис. 4.7. Структура причин нещасних випадків від ураження електричним струмом в електроустановках України (2023–2025 рр.)

Аналіз рис. 4.7 показує, що домінуючою причиною нещасних випадків (38%) є виконання робіт під напругою без вимкнення електроустановки, що є грубим порушенням п. 2.2.1 НПАОП 40.1-1.21-98. Друга за значущістю причина (22%) – помилкова подача напруги на робоче місце внаслідок невиконання заходу 2 (відсутність плакатів, блокувань) або несанкціонованого вмикання сусіднім персоналом. Третя причина (18%) – відсутність або несправність заземлення, що унеможливорює захист від появи напруги. Ці три причини формують 78% всіх нещасних випадків і є наслідком порушення технічних заходів безпеки, викладених на рис. 4.6. Недостатня кваліфікація персоналу (12% випадків) підкреслює необхідність суворого дотримання вимог до групи з електробезпеки і проходження регулярної перевірки знань (не рідше 1 разу на рік для персоналу ЕУ понад 1000 В, 1 раз на 3 роки – до 1000 В).

#### Висновки до розділу 4

У четвертому розділі виконано техніко-економічне обґрунтування запропонованого комплексу заходів щодо зменшення втрат електроенергії, оцінено їх екологічний ефект та визначено вимоги охорони праці при реалізації. За результатами проведеної роботи зроблено такі висновки.

1. Техніко-економічна оцінка ефективності комплексу заходів показала виключно високу інвестиційну привабливість: загальні капітальні витрати становлять 320,2 тис. грн (встановлення АУКРП-0,4-75 – 103 тис. грн або 32,2%; індивідуальна компенсація двигунів – 16,2 тис. грн або 5,1%; заміна трансформатора ТМ-400 на ТМГ-400 – 201 тис. грн або 62,7%), чистий річний економічний ефект – 802,4 тис. грн/рік (економія від зниження втрат 531 тис. грн/рік + економія від усунення штрафів за реактивну потужність 276,7 тис. грн/рік – додаткові експлуатаційні витрати 5,3 тис. грн/рік). Простий термін окупності становить лише 4,8 місяця, що є виключно коротким терміном для

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 87   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

енергозберігаючих проєктів і обумовлений значним абсолютним зниженням втрат (70,8 МВт·год/рік) при відносно невеликих капітальних витратах на компенсацію реактивної потужності. Чиста поточна вартість за 10-річний розрахунковий період при нормі дисконту 15% становить 3 707 тис. грн, що майже в 12 разів перевищує початкові інвестиції. Внутрішня норма рентабельності перевищує 200%, що вказує на пріоритетність проєкту серед можливих альтернативних напрямків капіталовкладень.

2. Екологічна оцінка виявила, що впровадження комплексу заходів забезпечує скорочення викидів парникових газів на 53,2 т CO<sub>2</sub>-екв/рік, що еквівалентно поглинальній здатності 2 400 дерев середнього віку, виключенню з експлуатації 12 легкових автомобілів або економії 21 000 м<sup>3</sup> природного газу. Додатково досягається зниження викидів оксидів азоту (10,6 кг/рік), оксидів сірки (15,6 кг/рік) і твердих частинок PM<sub>10</sub> (5,7 кг/рік), що має важливе значення для якості атмосферного повітря та здоров'я населення. Порівняльний аналіз показав, що питома екологічна ефективність компенсації реактивної потужності становить 166 г CO<sub>2</sub> на 1 грн інвестицій, що в 1,5 рази вище за заміну освітлення на LED, у 3,1 рази вище за термомодернізацію будівель і в 6,9 разів вище за будівництво сонячних електростанцій. Застосоване обладнання (конденсаторні установки на основі металізованої поліпропіленової плівки без ПХД, герметичні трансформатори ТМГ) є екологічно безпечним протягом життєвого циклу (15–30 років) і придатним до вторинної переробки з вилученням алюмінію (95%), міді (99%) і пластику (60%). Реалізація заходів відповідає цілям Енергетичної стратегії України до 2035 року, Паризької кліматичної угоди та Європейського зеленого курсу щодо зниження енергоємності економіки на 50% і досягнення вуглецевої нейтральності до 2050 року.

3. Аналіз вимог охорони праці та безпеки при виконанні робіт з встановлення конденсаторних установок і заміни трансформатора встановив, що електричний струм є найбільш небезпечним виробничим фактором: при типовому струмі ураження в електроустановках 0,4 кВ (500 мА і вище) настає фібриляція серця вже

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 88   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

через 0,1–0,2 с, що робить дотик до струмоведучих частин під напругою смертельно небезпечним. Забезпечення безпеки персоналу досягається дотриманням вимог НПАОП 40.1-1.21-98 і виконанням п'яти обов'язкових технічних заходів безпеки у суворій послідовності: вимкнення електроустановки, заходи проти помилкового вмикання, перевірка відсутності напруги показчиком, накладення переносних заземлень, огороження робочого місця. До робіт в електроустановках напругою понад 1000 В допускається персонал з групою електробезпеки не нижче III (керівник робіт – не нижче IV), для електроустановок до 1000 В – не нижче II групи. Застосовуються сертифіковані засоби індивідуального захисту (діелектричні рукавички, штанги, показчики напруги, каски, запобіжні пояси) з терміном періодичних випробувань від 6 до 12 місяців. Аналіз статистики нещасних випадків у електроустановках України за 2023–2025 рр. виявив, що 78% випадків обумовлені порушенням технічних заходів безпеки (38% – робота під напругою без вимкнення, 22% – помилкова подача напруги, 18% – відсутність заземлення), що підтверджує критичну важливість їх суворого дотримання.

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 89   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

## ВИСНОВКИ

У бакалаврській кваліфікаційній роботі виконано комплексне дослідження проблеми енергозбереження у внутрішньогосподарських електромережах через оптимізацію параметрів та компенсацію реактивної потужності. Розроблено та обґрунтовано комплекс технічних заходів, що забезпечують суттєве зниження технічних втрат електроенергії при високій економічній та екологічній ефективності. За результатами виконаної роботи сформульовано такі основні висновки.

1. Аналіз стану питання енергозбереження у внутрішньогосподарських електромережах (Розділ 1) показав, що такі мережі є багаторівневими розгалуженими системами напругою 0,4–10 кВ з різноманітним характером навантажень і високою нерівномірністю споживання електроенергії (коефіцієнт заповнення графіка навантажень  $k_z = 0,65 \div 0,72$ ). Встановлено, що для підприємств агропромислового комплексу характерна змішана радіально-магістральна схема побудови мереж, яка забезпечує раціональний баланс між надійністю електропостачання і капітальними витратами. Виявлено, що фактичні показники якості електроенергії у внутрішньогосподарських мережах значно відхиляються від нормованих (ДСТУ EN 50160:2014): середній коефіцієнт потужності становить 0,75–0,85 при нормі  $\geq 0,92$ , відхилення напруги на кінцях ліній досягає 7–10% при допустимих  $\pm 5\%$ , несиметрія напруги – 4–6% при нормі  $\leq 2\%$ . Систематизація існуючих методів зниження втрат виявила, що компенсація реактивної потужності є найбільш ефективним і швидкоокупним заходом для мереж із низьким коефіцієнтом потужності, забезпечуючи зниження втрат на 15–30% при терміні окупності 0,5–2 роки.

2. Розроблено теоретичні основи комплексного підходу до енергозбереження (Розділ 2), що включають математичні моделі втрат електроенергії у лініях і трансформаторах, методологію оптимізації параметрів елементів мережі та теоретичні засади компенсації реактивної потужності. Встановлено, що **втрати від**

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 90   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

перетікань реактивної потужності пропорційні квадрату реактивного навантаження і можуть становити 40–60% від загальних технічних втрат у мережах із  $\cos \varphi < 0,85$ . Виведено аналітичні вирази для розрахунку оптимальної потужності компенсуючих пристроїв за формулою  $Q_k = P(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$  і визначення місця їх підключення (централізована, групова або індивідуальна компенсація). Обґрунтовано, що для внутрішньогосподарських мереж з нерівномірним графіком навантажень доцільним є поєднання централізованої автоматичної компенсації (АУКРП на шинах трансформаторної підстанції) з регулюванням 6–12 ступенів і індивідуальної нерегульованої компенсації найбільш потужних електродвигунів з індуктивним характером навантаження.

3. На прикладі внутрішньогосподарської електромережі агропромислового підприємства (встановлена потужність 359 кВт, розрахункове навантаження 219,6 кВт,  $\cos \varphi_{\text{ср}} = 0,82$ ) виконано детальну оцінку рівня і структури технічних втрат (Розділ 3). Встановлено, що загальний рівень технічних втрат становить 135,8 МВт·год/рік, або 14,7% від річного електроспоживання, що у 2,5 рази перевищує нормативний рівень (5–6%). Аналіз структури втрат виявив домінування втрат від перетікань реактивної потужності – 75,5 МВт·год/рік (55,6% від загальних втрат), що безпосередньо обумовлено низьким коефіцієнтом потужності. Навантажувальні втрати у лініях 0,4 кВ становлять 48,6 МВт·год/рік (35,8%), втрати у трансформаторі – 14,72 МВт·год/рік (10,8%), з них втрати холостого ходу – 8,32 МВт·год (6,1%), навантажувальні втрати – 6,40 МВт·год (4,7%). Така структура втрат однозначно визначає компенсацію реактивної потужності як пріоритетний напрям заходів щодо їх зменшення.

4. Розроблено комплекс із трьох технічних заходів щодо зменшення втрат: Захід 1 – встановлення автоматичної установки компенсації реактивної потужності АУКРП-0,4-75 (75 квар, 6 ступенів регулювання) на шинах трансформаторної підстанції, що забезпечує зниження втрат на 62,5 МВт·год/рік і підвищення  $\cos \varphi$  з 0,82 до нормованого 0,93; Захід 2 – індивідуальна компенсація трьох електродвигунів насосної станції конденсаторними батареями по 7 квар (зниження

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 91   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

втрат на 2,5 МВт·год/рік); Захід 3 – заміна існуючого трансформатора ТМ-400 на енергоефективний ТМГ-400 зі зниженими втратами холостого ходу (зниження втрат на 5,77 МВт·год/рік). Комплекс заходів забезпечує сумарне зниження технічних втрат на 70,8 МВт·год/рік (52,1% від існуючого рівня) і зменшення відносного рівня втрат з 14,7% до 7,05%, що наближається до нормативного діапазону. Домінуючий внесок у загальний ефект (88,3%) забезпечує захід 1 (централізована компенсація), що підтверджує його найвищу питому ефективність.

5. Техніко-економічна оцінка ефективності (Розділ 4) виявила виключно високу інвестиційну привабливість комплексу заходів: при загальних капітальних витратах 320,2 тис. грн чистий річний економічний ефект становить 802,4 тис. грн/рік (економія від зниження втрат 531 тис. грн/рік + економія від усунення штрафів за реактивну потужність 276,7 тис. грн/рік), що забезпечує простий термін окупності 4,8 місяця. Чиста поточна вартість за 10-річний розрахунковий період при нормі дисконту 15% становить 3 707 тис. грн, що в 11,6 разів перевищує початкові інвестиції. Внутрішня норма рентабельності перевищує 200%, що вказує на безумовну доцільність реалізації заходів. Екологічна оцінка показала, що впровадження заходів забезпечує скорочення викидів парникових газів на 53,2 т СО<sub>2</sub>-екв/рік, що еквівалентно поглинальній здатності 2 400 дерев або виключенню 12 автомобілів з експлуатації, а також зниження викидів NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> і твердих частинок. Питома екологічна ефективність (166 г СО<sub>2</sub> на 1 грн інвестицій) у 3–7 разів перевищує аналогічний показник інших енергозберігаючих заходів (термомодернізація, сонячні електростанції).

6. Визначено вимоги охорони праці та безпеки при реалізації заходів: виконання робіт в електроустановках напругою до 1000 В і вище 1000 В здійснюється за нарядом-допуском з обов'язковим виконанням п'яти технічних заходів безпеки згідно з НПАОП 40.1-1.21-98 (вимкнення електроустановки, заходи проти помилкового вмикання, перевірка відсутності напруги, накладення заземлень, огороження робочого місця).

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 92   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кураченко В.Д., Павленко В.М. Комплексний підхід до енергозбереження у внутрішньогосподарських електромережах через оптимізацію параметрів та компенсацію реактивної потужності. ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ : матеріали XIV Міжнародної науково-практичної конференції 23 жовтня 2025 року, Київ, Україна, 23 жовт. 2025 / ред. І. В. Панасюк ; Київський університет технологій та дизайну. Київ, 2025. С. 39.
2. Petrenko A., Kruhliak H., Lyktei V., Ivanchenko A. Аналіз втрат електроенергії у розподільчих мережах при електропостачанні. *Енергетика і автоматика*. 2025. № 6. С. 5–14. DOI: <https://doi.org/10.31548/energiya676.2024.005>
3. Яндульський О. С., Тугай Ю. І. Якість електричної енергії та її вплив на роботу енергосистеми. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2025. – 39 с.
4. Nikitin Y., Pavlenko V., Volianyk O. The role of smart technologies in improving the reliability and efficiency of power grids. – 2024. – № 8. – С. 91–92.
5. Сивокобиленко В. Ф. Перехідні процеси в системах електропостачання : підручник. – 5-е вид. – Київ : Техніка, 2017. – 816 с.
6. Petrenko A., Kruhliak H., Lyktei V., Ivanchenko A. Реактивна потужність в системах електропостачання. *Енергетика*. – 2025. – № 6. – С. 5–14. – DOI: 10.31548/energiya676.2024.005.
7. EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015. – 31 с.
8. Nikitin Y., Pavlenko V., Volianyk O. The role of smart technologies in improving the reliability and efficiency of power grids. *Технічна творчість : зб. наук. пр.* / КУТД. Київ, 2024. № 8. С. 91–92. URL: <https://er.knutd.edu.ua/handle/123456789/29834>

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 93   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

9. Правила улаштування електроустановок : затв. наказом М-ва енергетики та вугіл. пром-сті України від 21.07.2017 № 476. Київ, 2017. 617 с. URL: <https://sies.gov.ua/storage/app/sites/4/uploaded-files/PUE.pdf>

10. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT) : затв. наказом від 04.12.2023 № 330. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2024. URL: [https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/ДСТУ EN 50160\\_2023](https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/ДСТУ EN 50160_2023)

11. Компенсація реактивної потужності в мережах 0,4 кВ. – Кременчук, 2021. – URL: <https://dspace.kntu.kr.ua/items/5084b248-93b1-4431-bdf2-8179e7d867af>

12. Енергоефективність в промисловості. – Одеса, 2022. – URL: <https://elar.tsatu.edu.ua> (дата звернення: 10.05.2026).

13. Компенсація реактивної потужності. – Svaltera. – URL: <https://www.svaltera.ua/press-center/articles/4351.php> (дата звернення: 10.05.2026).

14. Антипов І. В., Кривоносов В. О., Петренко А. П., Іванченко А. В., Босенко О. М. Оптимізація режимів роботи електричних мереж сільськогосподарських підприємств. *Енергетика і автоматика*. 2025. № 5. С. 40–52. DOI: <http://dx.doi.org/10.31548/energiya575.2024.040>

15. Розрахунок та пофідерний аналіз складових технологічних витрат електроенергії в електричних мережах : метод. матеріали. Київ : РАОТБ, 2018. URL: <http://www.raotp.com/doc/Потерь2.pdf>

16. Kaplun V., Kruhliak H., Makarevych S., Kulibaba Y. Dynamic energy management system with real time component control to increase the efficiency of local polygeneration microgrid. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2023. № 9. DOI: <https://doi.org/10.15199/48.2023.09.XX>

17. Системи моніторингу якості електроенергії. Журнал головного енергетика. – 2023. – № 6. – URL: <https://jge.techmedia.com.ua> (дата звернення: 12.05.2026).

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 94   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

18. Компенсація реактивної потужності в промислових підприємствах. – Core.ac.uk. – URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/76238381.pdf> (дата звернення: 12.05.2026).

19. Вибір перерізу повітряних та кабельних ліній за економічними показниками. Журнал головного енергетика. 2023. № 6. URL: <https://jge.techmedia.com.ua>

20. Застосування методу економічних інтервалів для оптимізації перерізу проводів. Core.ac.uk. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/76238381.pdf>

21. Компенсація реактивної потужності. Схемні рішення на базі конденсаторних установок. Svaltera. URL: <https://www.svaltera.ua/solutions/typical/energy/6718.php>

22. Порівняння і аналіз пристроїв компенсації реактивної потужності. ТДАТУ. URL: <https://elar.tsatu.edu.ua>

23. Технології Smart Grid стануть основою відновлення енергосистеми. ДТЕК Мережі. 2024. URL: <https://grids.dtek.com>

24. Розбудова Smart Grid – шлях до підвищення стійкості енергосистеми. АТ «УРМ». 2024. URL: <https://www.udg-energy.com.ua>

25. Типові рішення компенсації реактивної потужності. – Svaltera. – URL: <https://www.svaltera.ua/solutions/typical/energy/6718.php> (дата звернення: 12.05.2026).

26. Автоматичні конденсаторні установки. – URL: <https://elar.tsatu.edu.ua> (дата звернення: 12.05.2026).

27. Smart Grid в Україні. ДТЕК. – 2024. – URL: <https://grids.dtek.com> (дата звернення: 12.05.2026).

28. Smart Grid – розумні мережі. УДГ Енергія. – 2024. – URL: <https://www.udg-energy.com.ua> (дата звернення: 12.05.2026).

29. Pavlenko V., Ponomarenko I., Morhulets O., Ponomarenko D., Danylchenko D. Synergy of Blockchain and Artificial Intelligence for Decentralized Smart Energy Management. In: Pavlenko D., Tryshyn P., Honchar N., Kozlova O. (eds.) *Smart*

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 95   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

*Innovations in Energy and Mechanical Systems. SIEMS 2025. Lecture Notes in Networks and Systems*, vol. 1480. Springer, Cham, 2025. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-031-95191-6\\_18](https://doi.org/10.1007/978-3-031-95191-6_18)

30. Методика обчислення втрат в трансформаторах. *Урядовий портал*. URL: [https://gov.lica.com.ua/b\\_text.php?type=3&id=654376&base=1](https://gov.lica.com.ua/b_text.php?type=3&id=654376&base=1)

31. Кривоносов В. О., Антипов І. В., Макаревич С. А., Петренко А. П., Кривоносов В. В., Афіновіч С. Г. Методи визначення та зниження технологічних витрат електричної енергії в мережах. *Енергетика і автоматика*. 2025. № 6. С. 44–54. DOI: <http://dx.doi.org/10.31548/energiya676.2024.044>

32. Zablodskiy M. M., Chuenko R. M., Kovalchuk S. I., Kruhliak H. V., Kovalchuk O. I. Internal capacitive compensation of the reactive power of the screw electromechanical converter. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2024. № 3. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2024.3.XX>

33. Shavolkin O., Marchenko R., Stanovskyi Y., Pidhainyi M., Kruhliak H. Determination of parameters of the photoelectric system with the battery for needs of local object. *Technologies and Engineering*. 2021. Vol. 4, № 22. С. 41–50.

34. Козирський В. В., Петренко А. П., Трегуб М. Г., Чарієв Ю. The Exploitation of Wind Systems in Rural Electrical Network. In: *Handbook of Renewable Energy and Power Supply Challenges for Rural Regions*. IGI Global, 2019. P. 197–228. DOI: 10.4018/978-1-5225-9179-5.CH009

35. Енергозбереження в АПК : навч.-метод. матеріали для практ. занять. Миколаїв : МНАУ, 2025. 60 с. URL: <https://dspace.mnau.edu.ua/jspui/bitstream/123456789/23252/1/e-apk-141-bak-prakt-2025.pdf>

36. Розрахунок реактивної потужності, призначеної до компенсації. *Electrocontrol*. URL: <https://electrocontrol.com.ua/ua/stati-sxemy-i-spravochynaya-informaciya/raschet-reaktivnoj-moshhnosti-prednaznachennoj-k-kompensacii>

37. Як розрахувати потужність необхідної конденсаторної установки. *Electrocontrol*. 2024. URL: <https://electrocontrol.com.ua/ua/stati-sxemy-i->

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 96   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

[spravochnaya-informaciya/kak-rasschitat-moshhnost-neobxodimoj-kondensatornoj-ustanovki](https://www.svaltera.ua/solutions/typical/energy/6718.php)

38. Компенсация реактивной мощности. Схемні рішення на базі автоматичних установок. *Svaltera*. URL:

<https://www.svaltera.ua/solutions/typical/energy/6718.php>

39. Розрахунок реактивной мощности предназначенной до компенсации. Electrocontrol. 2024. URL: <https://electrocontrol.com.ua>

40. Розрахунок конденсаторной установки необходимой для компенсации. Powercontrol. URL: <https://powercontrol.at.ua>

41. Таблица для выбора конденсаторной установки. Ross.Gadar. URL: <https://ross.gadar.cx.ua>

42. Види компенсації реактивной мощности. Electrocontrol. URL: <https://electrocontrol.com.ua>

43. Чим відрізняється компенсація реактивной мощности в житлових і промислових будинках. Onninen. 2025. URL: <https://onninen.ua>

44. Shavolkin O., Shvedchykova I., Demishonkova S., Pavlenko V. Increasing the efficiency of hybrid photoelectric system equipped with a storage battery to meet the needs of local object with generation of electricity into grid. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2021. Vol. 97, № 11.

45. Трансформатор ТМ-400/10 від виробника : технічні характеристики. *AES-8.com*. 2024. URL: <https://aes-8.com.ua/ua/p593702885-transformator-4001004-proizvoditelya.html>

46. Трансформатор ТМГ-400/10 кВА : паспортні дані. *Slavgor Energo*. URL: <https://slavgorenergo.com.ua/ua/p1030221310-tmg-400-kva.html>

47. Трансформатори силові масляні типу ТМ – 100–400 кВА 10(6)/0,4 кВ : каталог. *Energostatus*. URL: <https://energostatus.com.ua/produktsiya/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm-25-1000-kva>

48. Павленко В. М., Курляк П. О., Воляник О. Ю. Системы автоматического керування у пристроях з нерівномірним навантаженням. *Technologies and*

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 97   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |

Engineering. 2023. № 6. С. 41–52. URL:  
<https://er.knutd.edu.ua/handle/123456789/26041>

49. Shavolkin O., Stanovskyi Y., Pidhainyi M., Marchenko R., Kruhliak H. Дослідження гібридних фотоелектричних систем з накопичувачем для потреб локального об'єкта. *Technologies and Engineering*. 2021. № 3. С. 28–38.

50. Shvedchykova I., Trykhlieb A., Trykhlieb S., Demishonkova S., Pavlenko V. Determining the efficiency of restored photovoltaic modules under natural lighting conditions. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2024. Vol. 6, № 8 (132). С. 16–24. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2024.317829>

51. Розрахунок втрат електроенергії в розподільчих мережах при електропостачанні. *Енергетика та електрифікація*. 2024. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.13>. URL:

<https://erec.khpi.edu.ua/article/view/305526> Тарифи на електроенергію для не побутових споживачів : постанова НКРЕКП. *Офіц. сайт НКРЕКП*. 2026. URL: <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/promislovist/tarifi-na-elektroenergiyu-dlya-nepobutovih-spozhyvachiv>

52. Конденсаторна установка КРМ-0,4-75-2,5 : технічний опис. [380V.com.ua](https://380v.com.ua). URL: [https://380v.com.ua/ua/product/kondensatornaya\\_ustanovka\\_krm047525](https://380v.com.ua/ua/product/kondensatornaya_ustanovka_krm047525)

53. Національний план з енергетики та клімату України на період до 2030 року. Київ : М-во енергетики України, 2023. URL: <https://me.gov.ua/download/82162352-5d98-428a-8079-24b31b93fb03/file.pdf>

54. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : затв. наказом Держнаглядохоронпраці України від 09.01.98 № 4. Київ : Індустрія, 2020. 176 с. URL: <https://antifire.ua/4-npaop-40-1-1-21-98-pravyla-bezpechnoi-ekspluataczii-elektroustanovok>

|      |      |          |        |      |                                        |      |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 009 ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                        | 98   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                        |      |