МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. ПОТЕБНІ Ю.М.

Електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

перший (бакалаврський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему Аналіз методів мінімізації технологічних втрат трансформаторної підстанції

Виконав: студент 4 курсу, групи
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)
спеціалізації
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва освітньої програми)
Пікалов С.О.
(ініціали та прізвище)
Керівник к.т.н., Срофєєва А.А.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)
Рецензент к.т.н., доц. Башлій С.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут ім. Потебні Ю.М.
Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем
Рівень вищої освіти перший(бакалаврський) рівень
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва)
Спеціалізація
(код та назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
в.о Завідувач кафедри
к.т.н., доц. Д.М. Морозов
«_____» 2026 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Нікалову Євгенію Олеговичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Аналіз методів мінімізації технологічних втрат трансформаторної підстанції
керівник роботи Єрофєєва Аліна, к.т.н., доц.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від « 23 » грудня 2025 року № 1833 - с
2 Строк подання студентом роботи 11 червня 2026 р.
Вихідні дані до роботи: Структура електроспоживання ПрАТ «ЗАЛК»; питомі витрати енергії на передавання електричної енергії; загальне питоме електроенергоспоживання; перелік основного обладнання підприємства.
3 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Характеристика об'єкта дослідження; Опис та аналіз обсягів постачання енергоресурсів ПрАТ «ЗАлК»Заходи щодо підвищення ефективності електроспоживання ПрАТ «ЗАлК».
4 Перелік графічного матеріалу 1) Аналіз електроспоживання цеху 2) Схема однолінійна 3) План розміщення обладнання цеху 4) Механізм переміщення електродів 5) Схема металорізального верстата 6) Модернізація системи вентиляції 7) Техніко-економічні показники підвищення ефективності електроспоживання цеху.

5 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Єрофєєва А.А. к.т.н. доц.		
Розділ 2	Єрофєєва А.А. к.т.н. доц.		
Розділ 3	Єрофєєва А.А.к.т.н. доц.		

6 Дата видачі завдання 01.02.2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика об'єкта дослідження	01.03.2026	
2	Опис та аналіз електропостачання прат «залк»	01.04.2026	
3	Заходи щодо підвищення ефективності електроспоживання прат «залк»	10.05.2026	

Студент _____ (підпис) С.О. Пікалов (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ (підпис) А.А. Єрофєєва (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер _____ (підпис) С.В. Башлій (ініціали та прізвище)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 82 сторінка, 18 рисунків, 16 таблиць, 17 джерел.

Об’єктом дослідження є процес споживання та передавання електричної енергії через підстанцію ПрАТ «ЗАлК» до внутрішніх споживачів і субабонентів підприємства. Метою проєкту є дослідження режимів роботи підстанції, оцінювання ефективності використання її основного електротехнічного обладнання та розроблення заходів, спрямованих на скорочення технологічних втрат і експлуатаційних витрат. Економічна доцільність запропонованих рішень підтверджується відповідними техніко-економічними розрахунками. У першому розділі пояснювальної записки розглянуто особливості функціонування системи електропостачання підприємства, наведено однолінійну схему підстанції та характеристику встановленого обладнання. Також проаналізовано основні причини виникнення втрат електроенергії та виконано порівняння можливих напрямів їх зменшення. У другому розділі обґрунтовано вибір електротехнічного обладнання та визначено його основні розрахункові параметри. З метою забезпечення раціонального завантаження розглянуто застосування двох печей різної потужності. Проведено розрахунок оптимальних режимів роботи обладнання, визначено очікувану економію електроенергії після його модернізації та сформульовано рекомендації щодо підвищення енергетичної ефективності підстанції. Техніко-економічне оцінювання запропонованих заходів здійснено на основі розрахунків обсягу заощадженої електроенергії, необхідних капітальних вкладень, річного економічного ефекту та терміну окупності. Отримані результати дозволяють визначити найбільш ефективні рішення для зменшення втрат електроенергії та вдосконалення роботи системи електропостачання ПрАТ «ЗАлК».

ПІДСТАНЦІЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ТРАНСФОРМАТОР, СИСТЕМА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ, ЕКОНОМІЯ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ, ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА

ЗМІСТ

Вступ..... 7
1 Характеристика об'єкта дослідження.....13
1.1. Характеристика виробництва підприємства……13
1.2 Електробаланс підприємства: методологія, математичне моделювання та аналіз ……..23
1.2.1 Методологічні основи дослідження електроспоживання ……23
1.2.2 Класифікація та структура електричного балансу ……..24
1.2.3 Методи оцінки та розрахунку електроспоживання за відсутності прямого обліку…… 25
1.2.4 Математичне моделювання втрат електричної енергії в елементах мережі…….. 27
1.2.5 Практична реалізація та аналіз розрахунку балансу об’єкта….. 29
1.2.6 Висновки та напрямки оптимізації електробалансу…… 31
1.3 Оптимізація нерегульованого електроприводу шляхом переходу на енергозберігаючі електродвигуни……. 32
1.3.1 Теоретичні основи енергозбереження в масовому електроприводі ……..32
1.3.2 Структура втрат потужності в асинхронному двигуні ……. 33
1.3.3 Конструктивні особливості та класи енергоефективності двигунів ……..35
1.3.4 Математична модель розрахунку економічного ефекту…… 36
1.3.5 Оцінка капітальних витрат та терміну окупності…….. 38
1.3.6 Аналіз доцільності застосування компенсації реактивної потужності…… 39

1.3.7 Перехід на більш ефективні джерела світла…… 46
1.3.8 Обґрунтування доцільності застосування АСКОЕ на підприємстві ……..49
2. ОПИС ТА АНАЛІЗ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРАТ «ЗАЛК»…… 51
2.1 Електропостачання ПрАТ «ЗАлК» …….51
2.2 Розподільчий пристрій …… 53
2.3 Трансформатори ……. 57
2.4 Втрати в трансформаторі…….. 58
2.5 Втрати холостого ходу ……..58
2.6 Аналіз структури електропостачання ПрАТ «ЗАлК» ……60
2.6 Аналіз обсягів постачання активної та реактивної енергії……. 62
3.ЗАХОДИ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ПрАТ «ЗАлК»……. 64
3.1 Компенсація реактивної потужності…… 65
3.2 Виведення недовантажених трансформаторів в резерв…….. 69
ВИСНОВКИ ……77
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ …… 81

ВСТУП

Приватне акціонерне товариство «Запорізький виробничий алюмінієвий комбінат», яке до 1990 року мало назву Дніпровський алюмінієвий завод, упродовж тривалого часу було одним із найбільших енергоємних промислових підприємств України. Комбінат спеціалізувався на виробництві первинного алюмінію, легованих алюмінієво-кремнієвих сплавів, металургійного глинозему, спеціальних марок алюмінію та кристалічного кремнію. Наявність повного металургійного циклу зумовлювала складну структуру підприємства, значну кількість технологічного обладнання та високий рівень споживання електричної і теплової енергії.

Продукція ПрАТ «ЗАлК» використовувалася в автомобільному, сільськогосподарському, електротехнічному та транспортному машинобудуванні, а також у напівпровідниковій і кремнійорганічній промисловості. Основними споживачами алюмінію та сплавів на його основі були машинобудівні підприємства України, серед яких АвтоЗАЗ, завод «Автрамат» у Харкові, Вінницький завод автотракторних агрегатів, Львівський автобусний завод, завод імені Малишева, підприємства «Азовкабель» і «Південкабель». Високі вимоги до якості продукції обумовлювали необхідність забезпечення стабільності технологічних процесів, значною мірою залежних від надійності електропостачання та відповідності показників якості електричної енергії встановленим нормативним вимогам.

Протягом усього періоду функціонування комбінату система електропостачання постійно вдосконалювалася. Це було пов’язано не лише зі збільшенням установленої потужності технологічного обладнання, але й із необхідністю зниження питомих витрат електроенергії на одиницю готової продукції. Виробництво алюмінію належить до найбільш енергоємних промислових процесів, тому навіть незначне зменшення втрат електричної енергії може забезпечити істотний економічний ефект. Відповідно, питання

підвищення енергетичної ефективності трансформаторних підстанцій, оптимізації режимів роботи силових трансформаторів і зменшення технологічних втрат мають для таких підприємств особливе значення.

Виробництво, перетворення, розподілення та облік енергетичних ресурсів на підприємстві здійснювалися підрозділами управління головного енергетика. До його структури входили цех кремнієво-перетворювальної підстанції, цех мереж і підстанцій, теплоелектроцентраль, цех тепловодопостачання, цех ремонту електроустаткування, а також центральна заводська лабораторія контрольно-вимірювальних приладів і автоматики. Така структура була сформована з урахуванням масштабів підприємства, складності його технологічних процесів та необхідності безперервного забезпечення виробничих об’єктів електричною і тепловою енергією.

Значна роль енергетичного господарства підтверджується структурою основних фондів та виробничих витрат підприємства. Частка енергетичного обладнання становить близько 17 % загальної вартості основних фондів, тоді як витрати на енергетичні ресурси досягають 38,7 % у структурі виробничої собівартості продукції. За таких умов зниження втрат електроенергії є не лише технічним, але й важливим економічним завданням. Нераціональні режими роботи трансформаторів, їх недостатнє завантаження, передавання надлишкової реактивної потужності, незадовільний стан контактних з’єднань та експлуатація морально і фізично застарілого обладнання можуть призводити до суттєвих непродуктивних витрат електроенергії.

Зовнішнє електропостачання комбінату здійснюється від підстанції «Алюмінієва» ПрАТ «Запоріжжяобленерго». На підстанції встановлено десять силових трансформаторів напругою 150/10 кВ. Трансформатори Т6 і Т7 мають номінальну потужність по 60 МВА, а потужність кожного з інших восьми трансформаторів становить 63 МВА. Таким чином, сумарна встановлена трансформаторна потужність підстанції досягає 624 МВА. Такий масштаб енергетичного комплексу відповідав умовам повного завантаження

металургійного виробництва та роботі великої кількості потужних електроприймачів.

Внутрішнє електропостачання підприємства забезпечується розгалуженою системою електричних мереж напругою 0,4–10 кВ, до складу якої входять кабельні та повітряні лінії, розподільні пристрої, трансформаторні підстанції, системи релейного захисту, автоматики, контролю й обліку електроенергії. Одним із важливих елементів цієї системи є фідерна підстанція, яка була створена для електропостачання корпусу електропечей та низки субабонентів. Її обладнання і схема живлення проєктувалися з урахуванням значних навантажень, характерних для періоду активної роботи основного виробництва.

На теперішній час виробничу діяльність ПрАТ «ЗАлК» значною мірою призупинено, однак підприємство продовжує виконувати низку важливих функцій. Навіть у законсервованому стані комбінат забезпечує утримання промислового майданчика, підтримання інженерної інфраструктури, охорону об’єктів та екологічну безпеку шламонакопичувача. Для часткової компенсації поточних витрат, пов’язаних з оплатою енергоносіїв, податків, заробітної плати та обслуговуванням обладнання, підприємство реалізує неліквідні матеріальні ресурси та передає частину виробничих площ в оренду.

Одночасно на території підприємства залишаються субабоненти, електропостачання яких повинно здійснюватися безперервно. У зв’язку з цим фідерна підстанція продовжує функціонувати, хоча структура та величина навантаження істотно змінилися. Споживання електроенергії скоротилося в декілька разів, тоді як склад і встановлена потужність трансформаторного обладнання залишилися практично незмінними. У результаті силові трансформатори можуть працювати зі значним недовантаженням, що знижує ефективність їх використання та збільшує частку втрат холостого ходу в загальному обсязі переданої електроенергії.

Втрати електроенергії в трансформаторній підстанції умовно поділяють на постійні та змінні. Постійні втрати виникають у магнітопроводах трансформаторів і практично не залежать від величини навантаження. Вони

мають місце протягом усього часу, коли трансформатор перебуває під напругою, навіть якщо потужність підключених споживачів є незначною. Змінні втрати утворюються переважно в обмотках трансформаторів і залежать від струму навантаження. За умов різкого зниження електроспоживання частка постійних втрат може стати домінуючою, особливо коли одночасно ввімкнено декілька трансформаторів, кожен із яких працює з низьким коефіцієнтом завантаження.

Крім втрат у силових трансформаторах, технологічні втрати виникають у кабельних лініях, шинах, комутаційних апаратах, контактних з'єднаннях, вимірювальних трансформаторах та іншому обладнанні підстанції. Їх величина залежить від технічного стану мережі, довжини та перерізу провідників, рівня напруги, режиму споживання реактивної потужності, симетрії фазних навантажень і якості електричної енергії. Додаткове збільшення втрат може бути спричинене наявністю вищих гармонік, перекосом фаз, відхиленнями напруги та зниженням коефіцієнта потужності.

Особливо важливим є питання компенсації реактивної потужності. Передавання реактивної складової навантаження призводить до збільшення струмів у трансформаторах і лініях електропередавання. Унаслідок цього зростають втрати активної потужності, збільшуються падіння напруги та зменшується пропускна здатність елементів системи електропостачання. Застосування конденсаторних установок, автоматичних систем компенсації або сучасних силових електронних пристроїв дає змогу зменшити реактивні перетоки, розвантажити трансформатори та знизити втрати електроенергії.

За умов зміненої структури електроспоживання особливої актуальності набуває оптимізація кількості трансформаторів, які одночасно перебувають у роботі. Вимкнення надлишкових трансформаторів і переведення навантаження на меншу кількість агрегатів може забезпечити підвищення коефіцієнта їх завантаження та зменшення сумарних втрат холостого ходу. Водночас таке рішення повинно прийматися з урахуванням вимог до надійності електропостачання, допустимого резервування, категорійності споживачів і можливих перспектив збільшення навантаження.

Існуючий енергетичний комплекс підприємства має значну встановлену потужність та розвинену інфраструктуру, однак його технічні параметри не повною мірою відповідають сучасним режимам електроспоживання. Подальше підключення нових субабонентів, розміщення орендарів на території підприємства або часткове відновлення виробничої діяльності можуть спричинити зміну графіків навантаження. Тому система електропостачання повинна бути достатньо гнучкою, економічною та здатною забезпечувати необхідний рівень надійності й якості електроенергії за різних режимів роботи.

Одним із доцільних напрямів вирішення цієї проблеми є реконструкція фідерної трансформаторної підстанції. Вона може передбачати заміну фізично зношених або надмірно потужних трансформаторів на сучасні енергоефективні агрегати, оптимізацію схем їх паралельної роботи, заміну кабельних ліній і контактних з’єднань, установлення пристроїв компенсації реактивної потужності, секціонування шин, модернізацію систем релейного захисту та автоматики. Важливими складовими реконструкції також є автоматизований облік електроенергії, контроль параметрів навантаження, дистанційний моніторинг стану обладнання та автоматичне регулювання напруги.

Застосування сучасних засобів контролю дає можливість отримувати достовірну інформацію про активну і реактивну потужність, струми, напруги, коефіцієнт потужності, нерівномірність навантаження фаз та фактичні втрати електроенергії. На основі цих даних можна визначати найбільш економічні режими роботи трансформаторів, своєчасно виявляти перевантаження або недовантаження, оцінювати технічний стан обладнання та прогнозувати необхідність його обслуговування. Таким чином, мінімізація технологічних втрат повинна ґрунтуватися не на одному окремому заході, а на комплексному поєднанні технічних, організаційних і режимних рішень.

Актуальність теми роботи визначається необхідністю підвищення ефективності експлуатації трансформаторної підстанції в умовах істотного зменшення та зміни характеру електричних навантажень. Збереження попередньої структури електропостачання за значно нижчого рівня споживання

може призводити до невиправданого збільшення питомих втрат, зростання вартості передачі електроенергії та нераціонального використання встановленого обладнання. Водночас повне відключення або суттєве скорочення енергетичної інфраструктури є неможливим через необхідність безперервного живлення субабонентів і забезпечення надійної роботи об’єктів промислового майданчика.

Метою роботи є аналіз основних методів мінімізації технологічних втрат електричної енергії на трансформаторній підстанції та обґрунтування найбільш ефективних заходів для вдосконалення режимів її експлуатації. Для досягнення поставленої мети необхідно дослідити структуру системи електропостачання, проаналізувати фактичні режими завантаження силових трансформаторів, визначити основні складові втрат, оцінити вплив реактивної потужності та якості електроенергії, а також розглянути можливість реконструкції й автоматизації підстанції.

Очікуваним результатом проведеного дослідження є формування комплексу технічних рекомендацій, реалізація яких дозволить скоротити втрати активної електроенергії, підвищити коефіцієнт завантаження трансформаторного обладнання, зменшити перетікання реактивної потужності, покращити рівень напруги у споживачів та підвищити загальну надійність системи електропостачання. Упровадження запропонованих заходів сприятиме зниженню експлуатаційних витрат і створенню умов для подальшого розвитку електричних мереж підприємства.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Характеристика виробництва підприємства

Акціонерне товариство «Запорізький виробничий алюмінієвий комбінат» — промислове підприємство кольорової металургії, основним видом економічної діяльності якого відповідно до КВЕД 24.42 є виробництво алюмінію. Комбінат розташований у місті Запоріжжі за адресою: Південне шосе, 15. Статутний капітал підприємства становить 155,682 млн грн. Державі належить пакет із 607 446 012 акцій, що відповідає 97,5458 % статутного капіталу товариства.

У період активної виробничої діяльності підприємство мало завершену технологічну структуру, яка забезпечувала одержання глинозему, первинного алюмінію, алюмінієвих сплавів і кристалічного кремнію. Виробничий комплекс включав основні металургійні, ремонтні, енергетичні та допоміжні підрозділи. До них належали глиноземний, електролізний та електротермічний цехи, цех ремонту електроустаткування, цех тепловодопостачання, центральна заводська лабораторія контрольно-вимірювальних приладів і автоматизації, а також інші структурні одиниці.

Наведені нижче проєктні потужності та обсяги виробництва 2004 року характеризують історичний виробничий потенціал комбінату. Вони не повинні розглядатися як фактичні показники роботи підприємства у 2023–2025 роках, оскільки протягом зазначеного періоду основні металургійні виробництва не працювали на проєктній потужності. У 2023–2025 роках діяльність підприємства була спрямована переважно на збереження майнового комплексу, підтримання мінімально необхідного технічного стану інфраструктури та підготовку до приватизації з метою залучення стратегічного інвестора й відновлення виробництва.

Цех ремонту електроустаткування. Цех ремонту електроустаткування є одним із ключових допоміжних підрозділів підприємства. Його функціональне призначення полягає у забезпеченні технічної готовності електричних машин, трансформаторів, комутаційної апаратури та іншого електротехнічного обладнання основних і допоміжних виробництв комбінату.

До основних напрямів роботи цеху належать:

- виконання поточних і капітальних ремонтів електродвигунів та силових трансформаторів різних типів і потужностей;
- демонтаж, дефектування, відновлення та монтаж електричного обладнання;
- виготовлення металоконструкцій, необхідних для встановлення електроустаткування;
- перемотування статорних і роторних обмоток електродвигунів;
- виготовлення та відновлення обмоток трансформаторів і електромагнітних котушок;
- ремонт вантажопідйомних електромагнітів;
- сушіння, очищення та регенерація трансформаторної оливи;
- статичне та динамічне балансування валів електричних машин, вентиляторів і турбонасосних агрегатів;
- виготовлення електроізоляційних деталей і конструкцій;
- обслуговування та ремонт холодильного обладнання;
- ремонт електроустаткування допоміжних підрозділів, у структурі яких відсутні власні електротехнічні ремонтні служби.

Цех ремонту електроустаткування безпосередньо впливає на експлуатаційну надійність технологічних агрегатів. Від своєчасності діагностування, якості ремонту електродвигунів, трансформаторів і систем керування залежать тривалість міжремонтного періоду, рівень аварійності, витрати електричної енергії та стабільність роботи всього виробничого комплексу.

Особливо важливим напрямом роботи ЦРЕО є обслуговування асинхронних електродвигунів, які використовуються у приводах насосів, вентиляторів, компресорів, конвеєрів, дробарок, підйомно-транспортних механізмів та іншого технологічного обладнання. У процесі ремонту таких двигунів необхідно контролювати стан ізоляції обмоток, симетрію фазних опорів, повітряний проміжок, стан підшипникових вузлів, рівень вібрації, нагрівання обмоток і якість балансування ротора.

Глиноземний цех. Глиноземний цех було введено в експлуатацію у 1934 році, а після руйнувань воєнного періоду його роботу відновлено у 1956 році. Зовнішній вигляд виробничих корпусів глиноземного цеху наведено на рисунку 1.1.



Рисунок 1.1 – Загальний вигляд глиноземного цеху

Проєктна потужність цеху становила 250 тис. т глинозему на рік. У 2004 році було вироблено 260,97 тис. т продукції, тобто фактичний випуск перевищив проєктну потужність приблизно на 4,4 %. Апаратурно-технологічна схема давала

змогу переробляти гібситові, або гідраргілітові, а також діаспор-бемітові боксити різних родовищ.

До історичної номенклатури продукції глиноземного виробництва належали:

- металургійний глинозем марок Г-000 і Г-00, призначений для електролітичного виробництва первинного алюмінію;
- неметалургійний глинозем, який застосовувався для виготовлення вогнетривів, технічної кераміки та матеріалів електронної промисловості;
- гідроксид алюмінію марок ГД-0 та ГД-00, що використовувався у виробництві кріоліту, фториду алюмінію, мінеральних добрив і коагулянтів для очищення води;
- дрібнодисперсний глинозем для виробництва теплоізоляційних і вогнетривких матеріалів, а також наповнювачів лакофарбової продукції;
- будівельне вапно.

У процесі технічного розвитку глиноземного виробництва здійснювалася реконструкція декомпозерів із встановленням механічних перемішувальних пристроїв, упроваджувалися синтетичні флокулянти та системи їх автоматичного дозування. Перспективним напрямом модернізації було створення комплексної автоматизованої системи керування технологічними процесами.

До найбільш енергоємного обладнання глиноземного цеху належали дробарки, млини, насоси, компресори, вентилятори, перемішувальні пристрої, випарні установки та засоби транспортування сировини. Значна частина цього обладнання приводилася в дію асинхронними електродвигунами, що зумовлювало важливість своєчасного контролю їхнього технічного стану.

Електролізний цех. Електролізний цех було введено в експлуатацію у 1933 році та відновлено після війни у 1949 році. Загальний вигляд виробничих корпусів наведено на рисунку 1.2.



Рисунок 1.2 – Загальний вигляд електролізного цеху

Проєктна продуктивність цеху становила 93,7 тис. т алюмінію на рік. У 2004 році випуск алюмінію-сирцю досяг 108,763 тис. т, що приблизно на 16,1 % перевищувало проєктний показник. Частка алюмінію високих марок А85, А8 та А7 становила близько 80 % загального обсягу виробництва.

Історично електролізний цех забезпечував випуск:

- циліндричних алюмінієвих злитків діаметром 80, 140, 175 і 210 мм;
- технічного алюмінію та силумінів у чушках;
- алюмінієвих сплавів АК9Т, АК10М2Н та АД31;
- великогабаритних злитків масою 300 і 600 кг.

Технологія електролітичного одержання алюмінію характеризується значною електроємністю. Основними споживачами електричної енергії у цеху

були електролізери, системи газоочищення, вентилятори, компресори, насосні станції, механізми подавання сировини та підйомно-транспортне обладнання.

Модернізація виробництва передбачала впровадження автоматизованої системи керування технологічними процесами, удосконалення конструкції електролізерів та використання шпангоутних катодних кожухів. Такі заходи мали забезпечити зменшення питомих витрат електроенергії, підвищення стабільності технологічного режиму і скорочення втрат металу.

Електротермічний цех. Електротермічний цех було введено в експлуатацію у 1936 році, а його післявоєнне відновлення завершено у 1958 році. До структури цеху входили пічна дільниця, плавильне відділення та дільниця виробництва кремнію.



Рисунок 1.3 – Загальний вигляд електротермічного цеху

За історичними технічними даними, на пічній дільниці було встановлено чотири руднотермічні печі потужністю 16,5 МВт кожна. У подальшому зазначені

агрегати було законсервовано. Виробництво кристалічного кремнію здійснювалося на двох печах потужністю по 6 МВт із сумарною продуктивністю до 9 тис. т на рік. Починаючи з 2002 року, підприємство також освоювало технології перероблення брухту та відходів кольорових металів.

Основними видами продукції електротермічного виробництва були:

- кристалічний кремній марок Кр00, Кр0 і Кр1, що застосовувався для одержання ливарних сплавів;
- алюмінієві ливарні сплави АК12М2, АК6М2, АК10М2, АК9ч, АК9пч та АК9Т;
- алюмінієві сплави у чушках і великогабаритних злитках масою 300 та 600 кг.

Руднотермічні печі, системи охолодження, газоочищення та транспортування шихти створювали значне навантаження на систему електропостачання підприємства. Тому для електротермічного виробництва особливо важливими були контроль рівня напруги, симетрії фаз, коефіцієнта потужності, гармонічних складових та стану силових трансформаторів.

Цех тепловодопостачання. Цех тепловодопостачання призначався для експлуатації, технічного обслуговування та ремонту енергетичних комунікацій комбінату. Підрозділ забезпечував постачання технологічного газу, пари, гарячої та технічної води, стисненого повітря, а також роботу систем опалення.

До складу інфраструктури цеху входили паропроводи діаметром від 219 до 529 мм, розраховані на тиск до 30 кгс/см² і температуру теплоносія до 350 °С. Загальна довжина надземних газопроводів становила приблизно 6,6 км, мереж водяного опалення та гарячого водопостачання — 12,4 км, а мереж технічного водопостачання — близько 12,7 км. Сукупна протяжність зовнішніх комунікацій тепловодопостачання за історичними даними перевищувала 82 км.

Стабільність роботи цього підрозділу мала важливе значення для всього технологічного комплексу, оскільки порушення постачання води, пари або стисненого повітря могло спричинити зупинку основного обладнання. Основними споживачами електричної енергії у ЦТВС були насосні установки,

компресори, вентилятори, електроприводи засувок та системи автоматичного регулювання.

Центральна заводська лабораторія контрольно-вимірювальних приладів і автоматизації. Центральна заводська лабораторія контрольно-вимірювальних приладів і автоматизації виконувала функції метрологічного та інформаційно-вимірювального забезпечення технологічних процесів.

До основних завдань служби головного метролога належали:

- упровадження вимог нормативних документів у сфері забезпечення єдності вимірювань;
- розроблення методик контролю та виконання вимірювань;
- організація повірки, калібрування і технічного обслуговування засобів вимірювальної техніки;
- аналіз метрологічної забезпеченості технологічних процесів;
- контроль умов зберігання, обліку та використання вимірювальних приладів;
- обслуговування систем автоматичного контролю, сигналізації та регулювання;
- перевірка датчиків температури, тиску, витрати, рівня, електричних параметрів і складу технологічних середовищ.

За історичними матеріалами, на комбінаті обліковувалося близько 16 825 засобів вимірювальної техніки. З огляду на тривалий період обмеженої виробничої діяльності цей показник не може автоматично використовуватися як фактична кількість працездатних приладів у 2023–2025 роках без проведення додаткової інвентаризації.

Сучасний стан підприємства у 2023–2025 роках. У 2023 році Фонд державного майна України розпочав активну підготовку комбінату до приватизації. Перед керівництвом підприємства були поставлені завдання щодо проведення аудиту активів, інвентаризації майна, документування виявлених порушень і пошуку стратегічного інвестора, здатного забезпечити відновлення виробництва.

Основні показники діяльності АТ «ЗАлК» за 2023–2024 роки та перше півріччя 2025 року наведено в таблиці 1.1. Дані за 2025 рік є проміжними та охоплюють період до 30 червня 2025 року.

Таблиця 1.1 – Основні показники діяльності АТ «ЗАлК» у 2023–2025 роках

Показник	2023 рік	2024 рік	І півріччя 2025 року
Загальний дохід, тис. грн	8 291	5 542	3 233
Чистий дохід від реалізації продукції та послуг, тис. грн	338	–	–
Загальні витрати, тис. грн	65 443	66 971	38 898
Чистий збиток, тис. грн	57 152	61 429	35 665
Активи, тис. грн	116 327	113 768	117 792
Основні засоби, тис. грн	30 791	27 687	25 492
Оборотні активи, тис. грн	64 290	67 858	74 454
Поточні зобов’язання, тис. грн	6 760 223	6 791 943	6 831 632
Середня кількість працівників, осіб	81	67	63
Середньомісячна заробітна плата, грн	13 159	13 961	17 886

У 2024 році загальний дохід підприємства скоротився порівняно з 2023 роком приблизно на 33,2 %, тоді як обсяг витрат збільшився на 2,3 %. Чистий збиток зріс із 57,152 млн грн до 61,429 млн грн, або приблизно на 7,5 %. Водночас залишкова вартість основних засобів зменшилася на 10,1 %, а середня чисельність працівників — на 17,3 %. Відсутність доходу від основного виду діяльності у 2024 році та першому півріччі 2025 року свідчить про фактичне припинення регулярного випуску алюмінієвої продукції.

Станом на 30 червня 2025 року прострочена кредиторська заборгованість підприємства становила 6,832 млрд грн. До її складу входили 15,669 млн грн

заборгованості з оплати праці, 321,608 млн грн заборгованості перед бюджетом та 6,494 млрд грн іншої кредиторської заборгованості.

Майновий комплекс АТ «ЗАлК» залишається значним за масштабами. До нього входять 1497 зареєстрованих одиниць нерухомого майна та інфраструктури загальною площею 370 929,85 м². Підприємство користується 25 земельними ділянками загальною площею 216,0856 га. Станом на середину 2025 року в документах підприємства обліковувалися 292 одиниці транспортних засобів і спеціальної техніки.

Частина активів комбінату розміщена на тимчасово окупованій території. Крім того, внаслідок ракетних обстрілів було пошкоджено окремі будівлі та споруди на основному промисловому майданчику в Запоріжжі. Це додатково ускладнює оцінювання технічного стану обладнання, перспективи відновлення виробництва та визначення необхідного обсягу інвестицій.

У першому півріччі 2025 року викиди й скиди забруднювальних речовин, а також утворення та розміщення промислових відходів підприємством не фіксувалися. Екологічні платежі за цей період не здійснювалися, що пов’язано з відсутністю повномасштабної виробничої діяльності.

Таким чином, АТ «ЗАлК» має значний історичний виробничий потенціал, розгалужену інженерну інфраструктуру та великі площі промислової нерухомості. Водночас статистичні показники 2023–2025 років характеризують підприємство як таке, що перебуває у складному фінансово-економічному стані, не здійснює регулярного виробництва основної продукції та потребує комплексної технічної модернізації. Відновлення роботи комбінату передбачає проведення поглибленого енергетичного й технічного аудиту, реконструкцію систем електропостачання, ремонт електричних машин і трансформаторів, упровадження сучасних автоматизованих систем керування та залучення значного інвестиційного капіталу.

1.2 Електробаланс підприємства: методологія, математичне моделювання та аналіз

1.2.1 Методологічні основи дослідження електроспоживання

Одержання вичерпної та достовірної інформації про те, де саме, в який час і в якій кількості споживається електрична енергія на промисловому об’єкті, є фундаментальним завданням енергетичного аудиту. Будь-яке розроблення енергоефективних заходів без детального аудиту є безперспективним.

Для вивчення структури енергоспоживання необхідно пройти декілька послідовних етапів дослідження:



Консультативно-аналітичний етап. Передбачає детальні обговорення з керівництвом підприємства, головним енергетиком, технологами та начальниками виробничих дільниць. Це дозволяє зрозуміти режим роботи підприємства (змінність, сезонність, циклічність) та виявити явні проблеми в системі енергопостачання.

Візуально-ознайомчий етап (екскурсія). Безпосередній обхід виробничих майданчиків, оцінка стану ізоляції кабельних ліній, завантаження трансформаторів, температурного режиму електричних щитів (за допомогою тепловізорів) та виявлення нераціонально працюючого обладнання (наприклад, двигунів, що працюють на холостому ходу).

Складання технологічних блок-схем. Для кожного елемента та технологічного переділу визначаються вхідні потоки сировини й енергії, корисні вихідні потоки (готова продукція, напівфабрикати) та супутні втрати.

Визначення ключових споживачів (принцип Парето). Усі споживачі класифікуються за потужністю. Особливу увагу приділяють великим енергоприймачам (насосні станції, компресорні установки, великі електропечі, потужні приводи). Згідно з принципом Парето, 20% найпотужнішого обладнання зазвичай споживає близько 80% усієї електроенергії підприємства. Тому оптимізація роботи великого споживача навіть на $2-3\%$ дає значно більший економічний ефект, ніж модернізація десятків дрібних систем із потенціалом економії у 30%.

1.2.2 Класифікація та структура електричного балансу

Енергетичний баланс підприємства є складною системою взаємопов’язаних показників надходження, перетворення, розподілу та кінцевого використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР). Баланс електроспоживання є органічною частиною загального енергетичного балансу і складається з двох ключових частин: прихідної та витратної.

Прихідна частина балансу

Відображає всі джерела надходження електричної енергії на підприємство:

$$W_{\text{прих}} = W_{\text{енергосис}} + W_{\text{суб}} + W_{\text{вл}} \qquad (1.1)$$

де $W_{\text{енергосис}}$ — активна електрична енергія, отримана з зовнішньої енергосистеми (мереж енергопостачальної компанії), кВт·год/рік;

$W_{\text{суб}}$ — енергія, отримана від мереж інших споживачів або субабонентів, кВт·год/рік;

$W_{\text{вл}}$ — електроенергія, вироблена власними генеруючими джерелами підприємства (блок-станціями, когенераційними установками, дизель-генераторами, сонячними електростанціями тощо), кВт·год/рік.

Витратна частина балансу

Характеризує розподіл та споживання отриманої електричної енергії:

$$W_{\text{витр}} = W_{\text{техн}} + W_{\text{доп}} + W_{\text{суб.відп}} + \Delta W_{\text{сум}} \quad (1.2)$$

де $W_{\text{техн}}$ — прямі витрати електроенергії на виконання основного технологічного процесу (електропривод верстатів, електроліз, електротермія тощо), кВт·год/рік;

$W_{\text{доп}}$ — витрати на допоміжні потреби підприємства (системи вентиляції, кондиціювання, штучного освітлення територій та цехів, водопостачання, внутрішньозаводський транспорт), кВт·год/рік;

$W_{\text{суб.відп}}$ — відпуск електричної енергії стороннім споживачам (субабонентам), що підключені до розподільчих мереж підприємства, кВт·год/рік;

$\Delta W_{\text{сум}}$ — сумарні втрати електроенергії в елементах системи електропостачання, кВт·год/рік.

1.2.3 Методи оцінки та розрахунку електроспоживання за відсутності прямого обліку

У реальних умовах промислових підприємств далеко не кожен споживач обладнаний індивідуальним лічильником активної та реактивної енергії. У таких випадках енергоаудитори використовують опосередковані методи оцінки та математичне моделювання.

1. Метод непрямих інструментальних вимірювань

Якщо на лінії встановлено лише амперметр або використовуються струмовимірювальні кліщі, миттєву активну потужність трифазної мережі P (кВт) розраховують за формулою:

$$P = \sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}} \cdot \cos\varphi \cdot 10^{-3} \quad (1.3)$$

де $U_{\text{л}}$ — лінійна напруга мережі, В;

$I_{\text{л}}$ — лінійний струм, виміряний приладом, А;

$\cos\varphi$ — коефіцієнт потужності електроприймача (приймається за паспортними даними або вимірюється фазометром/аналізатором якості електроенергії).

Відповідно, повна потужність S (кВА) та реактивна потужність Q (квар) визначаються як:

$$S = \sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}} \cdot 10^{-3} \quad (1.4)$$

$$Q = \sqrt{P^2 - S^2} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}} \cdot \sin\varphi \cdot 10^{-3} \quad (1.5)$$

2. Математичний метод регресійного аналізу

Використовується для побудови прогнозних моделей споживання та розділення витрат на постійну та змінну складові. Якщо зафіксовано обсяги споживання енергії W_i та відповідні обсяги виробництва продукції V_i за n періодів (наприклад, 12 місяців року), то параметри лінійної регресії:

$$W(V) = W_{\text{пост}} + w \cdot V \quad (1.6)$$

знаходять методом найменших квадратів (МНК). Питомі змінні витрати w (кВт·год/одиницю продукції) та умовно-постійні витрати $W_{\text{пост}}$ (кВт·год) обчислюють за формулами:

$$w = \frac{n\sum_{i=1}^{n}(V_i W_i) - \sum_{i=1}^{n} V_i \sum_{i=1}^{n} W_i}{n\sum_{i=1}^{n} V_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{n} V_i\right)^2} \quad (1.7)$$

$$W_{\text{пост}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} W_i - w\sum_{i=1}^{n} V_i}{n} \quad (1.8)$$

Коефіцієнт детермінації R^2, який показує тісноту зв'язку між обсягом виробництва та споживанням електроенергії, розраховують як:

$$R^2 = \frac{[n\sum(V_i W_i) - \sum V_i \sum W_i]^2}{[n\sum V_i^2 - (\sum V_i)^2][n\sum W_i^2 - (\sum W_i)^2]} \quad (1.9)$$

Значення $R^2 > 0{,}85$ свідчить про високу адекватність моделі та стабільність технологічного процесу. Якщо ж R^2 є низьким, це вказує на наявність прихованих втрат енергії, нераціональне управління обладнанням або значний вплив сторонніх чинників (наприклад, погодних умов).

1.2.4 Математичне моделювання втрат електричної енергії в елементах мережі

Сумарні втрати електроенергії в системі електропостачання підприємства $\Delta W_{\text{сум}}$ складаються з технологічних втрат у лініях електропередачі (ЛЕП), силових трансформаторах та інших допоміжних елементах:

$$\Delta W_{\text{сум}} = \Delta W_{\text{ЛЕП}} + \Delta W_{\text{тр}} + \Delta W_{\text{ін}} \quad (1.10)$$

Втрати у силових трансформаторах

Втрати в трансформаторах поділяють на умовно-постійні (втрати холостого ходу в сталі магнітопроводу $\Delta P_{\text{хх}}$) та змінні (навантажувальні втрати в міді обмоток $\Delta P_{\text{кз}}$):

$$\Delta W_{\text{тр}} = N \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{в}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau \quad (1.11)$$

де N — кількість однойменних працюючих трансформаторів;

$\Delta P_{\text{хх}}$ — потужність втрат холостого ходу (каталожні дані), кВт;

$t_{\text{в}}$ — час роботи трансформатора під напругою протягом року (зазвичай 8760 год);

$\Delta P_{\text{кз}}$ — потужність втрат короткого замикання (каталожні дані), кВт;

$S_{\text{макс}}$ — максимальне фактичне навантаження трансформатора, кВА;

$S_{\text{ном}}$ — номінальна потужність трансформатора, кВА;

τ — час максимальних втрат, який залежить від кількості годин використання максимального навантаження $T_{\text{макс}}$:

$$\tau = (0{,}124 + 10^{-4} \cdot T_{\text{макс}})^2 \cdot 8760 \qquad (1.12)$$

Втрати в кабельних та повітряних лініях

Навантажувальні втрати електроенергії в трифазних лініях розраховують за формулою:

$$\Delta W_{\text{ЛЕП}} = 3 \cdot I^2_{\text{сер.кв}} \cdot R_{\text{л}} \cdot t_{\text{р}} \cdot 10^{-3} \qquad (1.13)$$

де:

$I_{\text{сер.кв}}$ — середньоквадратичний струм навантаження лінії за період роботи $t_{\text{р}}$, А;

$R_{\text{л}}$ — активний опір лінії, Ом, який визначається за питомим опором матеріалу провідника ρ (Ом $\cdot$ мм^2/м), його довжиною L (м) та площею поперечного перерізу F (мм^2):

$$R_{\text{л}} = \rho \cdot \frac{L}{F} \qquad (1.14)$$

Урахування температурного фактора для опору здійснюється за допомогою температурного коефіцієнта опору α (для міді та алюмінію $\alpha \approx 0{,}004$ $1/°C$):

$$R_{\text{л.гаряч}} = R_{\text{л.20}} \cdot \left[1 + \alpha \cdot \left(\theta_{\text{раб}} - 20\right)\right] \quad (1.20)$$

де $\theta_{\text{раб}}$ — реальна температура нагрівання жили кабелю під час експлуатації, °C.

1.2.5 Практична реалізація та аналіз розрахунку балансу об’єкта

Для складання річного балансу використано результати вимірювань комерційного приладу обліку (лічильника), встановленого на вводі в головну знижувальну підстанцію (ГПП) підприємства, та сукупні дані локальних лічильників технологічних дільниць.

За звітний період (календарний рік) зафіксовано такі інтегральні показники:

Загальна спожита з зовнішньої мережі активна електроенергія:

$$W_{\text{спож}} = 449\,446 \text{ кВт·год/рік}$$

Активна електроенергія, безпосередньо витрачена на корисну роботу (технологічні процеси):

$$W_{\text{кор}} = 399\,564 \text{ кВт·год/рік}$$

Використовуючи фундаментальне рівняння електробалансу:

$$W_{\text{спож}} = W_{\text{кор}} + \Delta W_{\text{сум}} \quad (1.21)$$

Знайдемо абсолютну величину сумарних річних втрат електричної енергії в елементах системи внутрішнього електропостачання підприємства:

$$\Delta W_{\text{сум}} = W_{\text{спож}} - W_{\text{кор}} \quad (1.21)$$

$$\Delta W_{\text{сум}} = 449\,446 - 399\,564 = 49\,882 \text{ кВт·год/рік}$$

Для комплексної оцінки ефективності розподілу та використання енергії розрахуємо відносні показники.

Коефіцієнт корисної дії (ККД) системи електропостачання підприємства:

$$\eta_{\text{ел}} = \frac{W_{\text{кор}}}{W_{\text{спож}}} \cdot 100\% \quad (1.22)$$

$$\eta_{\text{ел}} = \frac{399\,564}{449\,446} \cdot 100\% \approx 88{,}90\%$$

Відносний рівень технологічних втрат електроенергії в мережі підприємства:

$$\delta W = \frac{\Delta W_{\text{сум}}}{W_{\text{спож}}} \cdot 100\% \quad (1.23)$$

$$\delta W = \frac{49\,882}{449\,446} \cdot 100\% \approx 11{,}10\%$$

Для наочності представимо структуру отриманого річного балансу електроспоживання у вигляді зведеної таблиці.

Таблиця 1.1 Структура отриманого річного балансу електроспоживання

Найменування показника	Позначення	Значення, кВт·год/рік	Частка від загального споживання, %
Надходження електроенергії (Прихід)	$W_{\text{спож}}$	449 446	100,00 %

Найменування показника	Позначення	Значення, кВт·год/рік	Частка від загального споживання, %
Корисне використання (Витрата)	$W_{\text{кор}}$	399 564	88,90 %
в т.ч. основне технологічне обладнання	$W_{\text{техн}}$	314 612	70,00%
в т.ч. допоміжні потреби та освітлення	$W_{\text{доп}}$	84 952	18,90%
Технологічні втрати в мережах	$\Delta W_{\text{сум}}$	49 882	11,10 %

1.2.6 Висновки та напрямки оптимізації електробалансу

Проведений розрахунок та аналіз структури електробалансу дозволяють сформулювати такі висновки:

Оцінка рівня втрат. Технологічні втрати в системі електропостачання підприємства становлять $11{,}10\%$ ($\Delta W_{\text{сум}} = 49\,882$ кВт·год/рік). Згідно з нормативними вимогами та світовою практикою енергоаудиту, для промислових підприємств середньої потужності нормальним вважається рівень втрат у межах $5 - 8\%$. Показник у $11{,}10\%$ свідчить про низьку енергоефективність розподільчих мереж та наявність значного потенціалу для заощадження.

Аналіз причин виникнення підвищених втрат. Основними факторами, що зумовлюють надлишкові втрати електроенергії на об’єкті, є:

Експлуатація морально застарілих та недовантажених силових трансформаторів (робота з низьким коефіцієнтом завантаження $k_з < 0{,}3$, що призводить до високої питомої частки втрат холостого ходу);

Низький коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ на шинах підприємства через відсутність або неефективну роботу пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП). Протікання реактивних струмів викликає додаткове нагрівання кабелів і збільшує втрати активної потужності:

$$\Delta P = I^2 \cdot R = \left(\frac{P}{U \cdot \cos\varphi}\right)^2 \cdot R \quad (1.24)$$

Зменшення $\cos\varphi$ з $0{,}95$ до $0{,}70$ призводить до зростання втрат у провідниках майже у $1{,}84$ раза.

Зношеність внутрішньомайданчикових кабельних ліній та підвищений перехідний опір у місцях контактних з'єднань.

Рекомендовані енергозберігаючі заходи. Для зниження втрат та оптимізації електробалансу доцільно впровадити такі заходи:

Встановлення автоматичних конденсаторних установок (АКУ) для компенсації реактивної потужності безпосередньо біля великих споживачів (індивідуальна компенсація) або на вводах у цехи (групова компенсація), що дозволить підвищити $\cos\varphi$ до нормативного рівня $0{,}95 - 0{,}98$;

Впровадження частотно-регульованих приводів (ЧРП) на допоміжних системах вентиляції та водопостачання, де навантаження є змінним протягом доби;

Заміна застарілих силових трансформаторів на сучасні енергоефективні (наприклад, з аморфною сталлю в магнітопроводі) або оптимізація режимів роботи наявних трансформаторів шляхом вимкнення одного з них у періоди мінімального навантаження підприємства.

1.3 Оптимізація нерегульованого електроприводу шляхом переходу на енергозберігаючі електродвигуни

1.3.1 Теоретичні основи енергозбереження в масовому електроприводі

У промисловості більша частина електричної енергії (до $60–70\%$) споживається лопатевими машинами (насоси, вентилятори, компресори) та

іншими механізмами, які приводяться в дію масовим нерегульованим асинхронним електроприводом. Для механізмів, які тривалий час працюють із незмінним номінальним або близьким до нього навантаженням, регулювання частоти обертання за допомогою частотно-регульованих приводів (ЧРП) часто є економічно недоцільним через високу вартість перетворювачів частоти та додаткові втрати в них.

У таких випадках єдиним і найефективнішим шляхом підвищення економічності є перехід на енергозберігаючі електродвигуни (двигуни з підвищеним коефіцієнтом корисної дії).

Енергозберігаючий двигун відрізняється від стандартного оптимізованою конструкцією та збільшеною масою активних матеріалів (міді обмоток та електротехнічної сталі магнітопроводу). Це дозволяє суттєво знизити внутрішні втрати потужності та забезпечити стійке зменшення споживання активної електроенергії з мережі.

1.3.2 Структура втрат потужності в асинхронному двигуні

Щоб зрозуміти фізичну природу енергозбереження, розглянемо баланс активної потужності в асинхронному двигуні. Споживана з мережі активна потужність P_1 (кВт) витрачається на корисну механічну потужність на валу P_2 та покриття сумарних втрат $\Delta P_{\text{сум}}$:

$$P_1 = P_2 + \Delta P_{\text{сум}} \tag{1.25}$$

Сумарні втрати в асинхронному двигуні складаються з кількох компонентів:

$$\Delta P_{\text{сум}} = \Delta P_{\text{е1}} + \Delta P_{\text{маг}} + \Delta P_{\text{е2}} + \Delta P_{\text{мех}} + \Delta P_{\text{дод}} \tag{1.26}$$

де:

ΔP_{e1} — електричні втрати в міді обмотки статора (втрати в короткому замиканні):

$$\Delta P_{e1} = 3 \cdot I_1^2 \cdot R_1 \tag{1.27}$$

(де I_1 — струм статора, А; R_1 — активний опір обмотки статора, Ом).

$\Delta P_{маг}$ — магнітні втрати в сталі (сердечнику) на перемагнічування (гістерезис) та вихрові струми:

$$\Delta P_{маг} = \Delta P_{гіст} + \Delta P_{вихр} \approx c_м \cdot f^2 \cdot B_м^2 \tag{1.28}$$

(де $c_м$ — коефіцієнт якості сталі; f — частота мережі, Гц; $B_м$ — магнітна індукція в сердечнику, Тл).

ΔP_{e2} — електричні втрати в обмотці (клітці) ротора:

$$\Delta P_{e2} = 3 \cdot {I_2}'^2 \cdot R_2' = P_{ем} \cdot s \tag{1.29}$$

(де ${I_2}'$ та ${R_2}'$ — приведений струм та опір ротора; $P_{ем}$ — електромагнітна потужність; s — ковзання двигуна).

$\Delta P_{мех}$ — механічні втрати (тертя в підшипниках та вентиляційні втрати на охолодження двигуна):

$$\Delta P_{мех} = \Delta P_{підш} + \Delta P_{вент} \tag{1.30}$$

(вентиляційні втрати пропорційні кубу частоти обертання крильчатки вентилятора: $\Delta P_{вент} \sim n^3$).

$\Delta P_{дод}$ — додаткові втрати від вищих гармонік магнітного поля та пульсацій індукції (зазвичай приймаються як $0{,}5\% \ldots 1\%$ від номінальної потужності).

1.3.3 Конструктивні особливості та класи енергоефективності двигунів

Конструктивні вдосконалення енергозберігаючих двигунів (класів IE3 та IE4 за стандартом IEC 60034-30) безпосередньо спрямовані на мінімізацію кожного з елементів вищенаведеного рівняння втрат:

Зниження магнітних втрат ($\Delta P_{\text{маг}}$): Досягається шляхом використання високоякісної холоднокатаної анізотропної електротехнічної сталі з легуванням кремнієм та зменшеною товщиною пластин (до $0{,}35$ мм). Окрім того, подовження пакету статора і ротора дозволяє зменшити робочу магнітну індукцію $B_{\text{м}}$, що квадратично знижує втрати на перемагнічування.

Зниження втрат у міді статора (ΔP_{e1}): За рахунок оптимізації геометрії пазів статора збільшують коефіцієнт їх заповнення міддю. Використання провідників більшого перерізу знижує активний опір обмотки R_1:

$$R_1 = \rho_{\text{Cu}} \cdot \frac{l_{\text{пров}}}{F_{\text{пров}}} \tag{1.31}$$

Збільшення площі перерізу $F_{\text{пров}}$ приводить до прямого пропорційного зменшення опору обмотки.

Зниження втрат у роторі (ΔP_{e2}): Збільшення поперечного перерізу стержнів та замикаючих кілець короткозамкненого ротора (або використання міді замість алюмінію для заливки пазів ротора) знижує опір R_2', а отже, і робоче ковзання двигуна s. Це робить жорсткішою механічну характеристику.

Зниження вентиляторних втрат ($\Delta P_{\text{мех}}$): Оскільки двигун з високим ККД виділяє значно менше тепла у вигляді втрат $\Delta P_{\text{сум}}$, потреба в його інтенсивному охолодженні знижується. Це дозволяє встановити вентилятор (крильчатку) меншого діаметру з оптимізованим профілем лопатей, що суттєво зменшує механічні втрати на самовентиляцію.

Міжнародний стандарт IEC 60034-30 класифікує асинхронні двигуни за рівнями енергоефективності від найнижчого до ультрависокого:



IE1 (Стандартний) ➔ IE2 (Підвищений) ➔ IE3 (Преміум) ➔ IE4 (Супер-преміум)

Перехід від класу IE1 до класів IE3/IE4 забезпечує зниження внутрішніх втрат двигуна на $15-30\%$, що еквівалентно зростанню номінального ККД на $3-8\%$ в абсолютному вираженні.

1.3.4 Математична модель розрахунку економічного ефекту

Для оцінки доцільності заміни стандартного електродвигуна (індекс «ст») на енергозберігаючий (індекс «ез») однакової корисної потужності на валу (P_2), виконують техніко-економічні розрахунки.

Різниця в споживаній активній потужності з мережі для обох двигунів становить:

$$\Delta P_{\text{мережі}} = P_{1.\text{ст}} - P_{1.\text{ез}} = P_2 \cdot \left(\frac{1}{\eta_{\text{ст}}} - \frac{1}{\eta_{\text{ез}}}\right) \quad (1.32)$$

де:

P_2 — корисна номінальна потужність на валу, кВт;

$\eta_{\text{ст}}$ та $\eta_{\text{ез}}$ — номінальні ККД стандартного та енергозберігаючого двигунів відповідно (у відносних одиницях).

Річна економія електричної енергії $\Delta W_{\text{рік}}$ (кВт·год/рік) за умови роботи двигуна з середнім коефіцієнтом завантаження $k_{\text{з}}$ протягом $T_{\text{роб}}$ годин на рік розраховується за формулою:

$$\Delta W_{\text{рік}} = P_2 \cdot k_{\text{з}} \cdot T_{\text{роб}} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{\text{ст}}(k_{\text{з}})} - \frac{1}{\eta_{\text{ез}}(k_{\text{з}})}\right) \quad (1.33)$$

При цьому слід враховувати, що ККД двигуна змінюється залежно від коефіцієнта завантаження $k_{\text{з}} = P_{\text{фактична}}/P_2$:

$$\eta(k_{\text{з}}) = \frac{k_{\text{з}} \cdot P_2}{k_{\text{з}} \cdot P_2 + \Delta P_{\text{пост}} + k_{\text{з}}^2 \cdot \Delta P_{\text{змін}}} \quad (1.34)$$

де:

$\Delta P_{\text{пост}} \approx \Delta P_{\text{маг}} + \Delta P_{\text{мех}}$ — постійні втрати (не залежать від навантаження);

$\Delta P_{\text{змін}} \approx \Delta P_{\text{e1}} + \Delta P_{\text{e2}}$ — змінні втрати (пропорційні квадрату струму).

Річний економічний ефект у грошовому вираженні $\text{Е}_{\text{гр}}$ (грн/рік) становить:

$$\text{Е}_{\text{гр}} = \Delta W_{\text{рік}} \cdot \text{Ц}_{\text{е}} \quad (1.35)$$

де $\text{Ц}_{\text{е}}$ — діючий тариф на активну електричну енергію для підприємства, грн/(кВт·год).

1.3.5 Оцінка капітальних витрат та терміну окупності

Оскільки енергозберігаючі двигуни мають складнішу технологію виробництва та більшу матеріаломісткість, їх ринкова вартість $C_{\text{ез}}$ є вищою за вартість стандартних машин $C_{\text{ст}}$. Додаткові капітальні вкладення ΔK при модернізації визначаються як:

$$\Delta K = (C_{\text{ез}} + K_{\text{монт.ез}}) - (C_{\text{ст}} + K_{\text{монт.ст}}) \tag{1.36}$$

(де $K_{\text{монт}}$ — витрати на монтаж, демонтаж, пусконалагодження та адаптацію фундаментної плити за необхідності).

Простий термін окупності інвестицій у модернізацію $T_{\text{ок}}$ (років) визначається відношенням додаткових витрат до річної грошової економії:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\Delta K}{\text{Е}_{\text{гр}}} = \frac{\Delta K}{\Delta W_{\text{рік}} \cdot \text{Ц}_{\text{е}}} \tag{1.37}$$

Для детального довгострокового інвестиційного аналізу розраховують чисту теперішню вартість проекту NPV (Net Present Value) з урахуванням дисконтування за період життєвого циклу двигуна $N_{\text{років}}$ (для сучасних АД він становить 15–20 років):

$$NPV = \sum_{t=1}^{N} \frac{\text{Е}_{\text{гр}} - \Delta C_{\text{обсл}}}{(1+d)^t} - \Delta K \tag{1.38}$$

де:

$\Delta C_{\text{обсл}}$ — різниця у витратах на технічне обслуговування (через нижчу температуру роботи енергозберігаючі двигуни мають більший ресурс ізоляції та підшипникової змазки, тому $\Delta C_{\text{обсл}}$ часто є позитивною величиною, тобто витрати зменшуються);

d — ставка дисконтування (норма вирівнювання капіталу), відносні одиниці;

t — порядковий рік експлуатації.

Впровадження енергозберігаючих двигунів класу IE3/IE4 замість стандартних IE1 є найбільш виправданим для приводів із тривалим річним напрацюванням ($T_{\text{роб}} > 4000$ год/рік) та стабільним завантаженням у діапазоні $k_{\text{з}} = 0{,}7 \ldots 1{,}0$.

Оцінка доцільності такого переходу має базуватися на комплексному аналізі життєвого циклу (LCC — Life Cycle Cost). Вартість придбання двигуна становить лише $2–3\%$ від загальних витрат за весь час його експлуатації, тоді як $97–98\%$ витрат припадає на оплату спожитої ним електроенергії. Тому використання енергозберігаючого обладнання забезпечує найнижчу сукупну вартість володіння та високу економічну ефективність модернізації виробництва.

1.3.6 Аналіз доцільності застосування компенсації реактивної потужності

Більшість промислових споживачів електричної енергії становлять електричні машини, до яких належать асинхронні та синхронні двигуни, генератори й трансформатори. Під час їх роботи в електричному колі протікає не лише активний, а й реактивний струм. Реактивна складова струму пов’язана зі створенням електромагнітних полів і спричиняє появу фазового зсуву між напругою та струмом. Унаслідок цього електричне навантаження споживає з мережі не тільки активну енергію, яка безпосередньо перетворюється на механічну роботу, тепло або інші корисні види енергії, а й реактивну енергію, необхідну для формування електромагнітного поля обладнання.

Наявність реактивної потужності призводить до збільшення повної потужності електроустановки. У промислових мережах її значення може

перевищувати активну потужність приблизно на 20–25 %. При цьому зростає струм, який проходить через силові трансформатори, кабельні та повітряні лінії, комутаційні апарати й інші елементи системи електропостачання. Збільшення струму спричиняє додаткові втрати активної потужності, нагрівання провідників, підвищення падіння напруги та зменшення пропускної здатності мережі.

Особливо несприятливий режим виникає при незначному завантаженні електричних машин або під час їх роботи на холостому ходу. У таких умовах активна складова струму суттєво зменшується, тоді як реактивна складова, необхідна для намагнічування, залишається відносно значною. У результаті фазовий зсув між напругою та струмом збільшується, а коефіцієнт потужності cosφ може знижуватися до значень 0,2–0,4. За відсутності компенсації реактивної потужності це означає, що для передавання тієї самої кількості активної потужності електрична мережа повинна пропускати значно більший струм.

Одним із найбільш поширених способів зменшення реактивного навантаження в електричних мережах промислових підприємств є використання конденсаторних установок. Їх застосування пояснюється низкою технічних та економічних переваг порівняно із синхронними компенсаторами або синхронними двигунами, які працюють у режимі перезбудження.

Конденсаторні установки характеризуються малими втратами активної потужності. У межах номінальної температури навколишнього середовища ці втрати є практично постійними та зазвичай не перевищують 0,4 %, або близько 0,004 кВт на 1 кВАр установленої потужності. Для порівняння, у синхронних компенсаторах втрати можуть досягати 10 % їх номінальної потужності, а в синхронних двигунах, які працюють у режимі перезбудження, — приблизно 7 %.

Важливою перевагою конденсаторних установок є відсутність рухомих і обертових частин. Завдяки цьому вони мають високу надійність, не створюють шуму та потребують порівняно простого технічного обслуговування. Такі установки не вимагають значних капітальних вкладень, легко монтуються та можуть розміщуватися практично в будь-якій точці електричної мережі. Крім

того, необхідну потужність компенсації можна набрати шляхом поетапного підключення окремих конденсаторних секцій.

Залежно від місця встановлення та характеру електричного навантаження розрізняють індивідуальну, групову та централізовану компенсацію реактивної потужності.

Індивідуальна компенсація передбачає встановлення конденсаторної установки безпосередньо біля конкретного електроприймача. Конденсатори підключаються та відключаються одночасно з обладнанням, реактивну потужність якого вони компенсують. Такий спосіб є особливо ефективним для окремих електродвигунів, трансформаторів або інших споживачів, які працюють у тривалому та відносно стабільному режимі.

У разі індивідуальної компенсації від передавання реактивної потужності розвантажуються не лише зовнішні мережі та силові трансформатори, а й цехові розподільні лінії, що живлять відповідний електроприймач. Це забезпечує найбільше зменшення струму та втрат електроенергії на всій ділянці від джерела живлення до споживача.

Водночас індивідуальна компенсація має певні обмеження. Тривалість підключення конденсаторної установки повністю залежить від режиму роботи електроприймача. Крім того, потужність конденсаторів необхідно узгоджувати з індуктивністю обладнання, щоб не допустити надлишкової компенсації та виникнення резонансних явищ. Для електродвигунів можуть застосовуватися спеціальні схеми підключення, зокрема схеми перемикання із «зірки» на «трикутник» із паралельним приєднанням однофазних конденсаторів до обмоток двигуна.

Групова компенсація використовується для декількох електроприймачів, які приєднані до одного розподільного пункту або працюють у межах однієї технологічної ділянки. У цьому випадку конденсаторна установка монтується в цеху та підключається до шин або розподільного пристрою напругою 0,38 кВ.

Застосування групової компенсації дає змогу зменшити реактивне навантаження силових трансформаторів і живильних мереж напругою 0,38 кВ.

Порівняно з індивідуальним варіантом кількість конденсаторних установок зменшується, що спрощує обслуговування та скорочує витрати на монтаж.

Недоліком групової компенсації є те, що частина внутрішньоцехової мережі між розподільним пунктом та окремими електроприймачами продовжує передавати реактивний струм. Тому розвантаження мережі відбувається не повністю. Крім того, у разі нерегульованої установки її комутація повинна узгоджуватися зі зміною сумарного навантаження групи споживачів.

Централізована компенсація переважно застосовується в системах електропостачання з великою кількістю електроприймачів, режим роботи яких істотно змінюється протягом доби. Для таких систем характерне значне коливання реактивної потужності та коефіцієнта потужності, тому використання нерегульованих конденсаторних установок може бути недостатньо ефективним. У цьому випадку застосовують регульовані або автоматизовані установки, потужність яких змінюється відповідно до фактичного навантаження.

Централізована компенсація може виконуватися на стороні вищої або нижчої напруги. При встановленні конденсаторної установки на шинах 6–10 кВ головної знижувальної підстанції забезпечується ефективне використання конденсаторів. Для отримання необхідної компенсуючої потужності потрібна менша кількість обладнання, а вартість одного кВАр зазвичай є нижчою, ніж при встановленні конденсаторів у мережах низької напруги.

Однак розміщення конденсаторної установки на шинах 6–10 кВ розвантажує від реактивної потужності переважно ті елементи електричної мережі, які розташовані вище точки її приєднання. Внутрішні мережі 6–10 кВ, трансформатори 6–10/0,38 кВ та цехові мережі низької напруги можуть і надалі передавати реактивний струм. Унаслідок цього втрати електроенергії в них практично не зменшуються, а встановлена потужність цехових трансформаторів не може бути скорочена.

Більш повне розвантаження системи електропостачання забезпечує централізована компенсація на стороні низької напруги. У такому випадку конденсаторна установка приєднується до шин 0,38 кВ трансформаторної

підстанції 6–10/0,38 кВ. Завдяки цьому зменшується реактивне навантаження як живильних мереж напругою 6–10 кВ, так і силових трансформаторів підстанції. Реактивний струм продовжує протікати лише в окремих внутрішньоцехових лініях між шинами низької напруги та електроприймачами.

Регулювання потужності централізованої конденсаторної установки може здійснюватися залежно від величини реактивного струму, коефіцієнта потужності або сумарного навантаження підприємства. Для цього використовуються автоматизовані конденсаторні установки, до складу яких входять контролер, вимірювальні трансформатори струму, комутаційна апаратура та декілька ступенів конденсаторних батарей. Контролер безперервно визначає поточне значення cosφ і в разі необхідності підключає або відключає окремі секції конденсаторів.

Автоматичне регулювання дозволяє привести потужність компенсації у відповідність до фактичного споживання реактивної енергії. Це запобігає як недостатній компенсації, так і перекомпенсації, яка може супроводжуватися підвищенням напруги та переходом мережі в ємнісний режим. У результаті забезпечується стабілізація коефіцієнта потужності, зменшення струмових навантажень і скорочення технологічних втрат електроенергії.

Загалом підвищення коефіцієнта потужності може здійснюватися двома основними шляхами. Перший передбачає застосування організаційних і технічних заходів без установлення спеціальних компенсуючих пристроїв. До них належать раціональне завантаження електродвигунів і трансформаторів, обмеження їх роботи на холостому ходу, заміна недовантаженого обладнання агрегатами меншої потужності та вдосконалення режимів роботи електроприймачів. Другий шлях ґрунтується на застосуванні конденсаторних установок або інших компенсаторів реактивної потужності. Порівняння зазначених способів підвищення коефіцієнта потужності доцільно навести в таблиці 1.1

Таблиця 1.1 - Добовий графік споживання активної потужності за 12.12.2025

Години	Потужність, кВт
00:00-01:00	29
01:00-02:00	29
02:00-03:00	29
03:00-04:00	29
04:00-05:00	29
05:00-06:00	29
06:00-07:00	29
07:00-08:00	63
08:00-09:00	103
09:00-10:00	133
10:00-11:00	141
11:00-12:00	137
12:00-13:00	156
13:00-14:00	161
14:00-15:00	151
15:00-16:00	122
16:00-17:00	116
17:00-18:00	122
18:00-19:00	129
19:00-20:00	110
21:00-22:00	97

Компенсація реактивної потужності дає змогу зменшити струм, що споживається з мережі, приблизно на 30–50 % залежно від початкового значення cosφ. Підтримання коефіцієнта потужності на рівні, близькому до одиниці, знижує оплату за реактивну енергію, скорочує втрати активної потужності та розвантажує трансформатори й кабельні лінії. Завдяки цьому підвищується пропускна здатність системи електропостачання без її суттєвої реконструкції, а економія активної електроенергії може становити 5–15 %.

Оптимальне значення коефіцієнта потужності визначається з урахуванням максимальної річної економії електроенергії, зменшення втрат у мережах і можливості ефективніше використовувати встановлену потужність трансформаторів та ліній.

Спочатку доцільно застосовувати заходи, які не потребують спеціальних компенсуючих пристроїв. До них належать упорядкування технологічного процесу, скорочення роботи двигунів на холостому ходу, перемикання малозавантажених

асинхронних двигунів із трикутника на зірку, заміна недовантажених двигунів і трансформаторів обладнанням меншої потужності, застосування синхронних двигунів, регулювання напруги та підвищення якості ремонту електричних машин.

Якщо реалізація цих заходів не забезпечує підвищення cosφ до рівня 0,9–0,95, застосовують штучну компенсацію реактивної потужності. Найпоширенішим рішенням є встановлення статичних конденсаторних батарей у розподільних щитах або на трансформаторних підстанціях, як показано на рисунку 1.4.

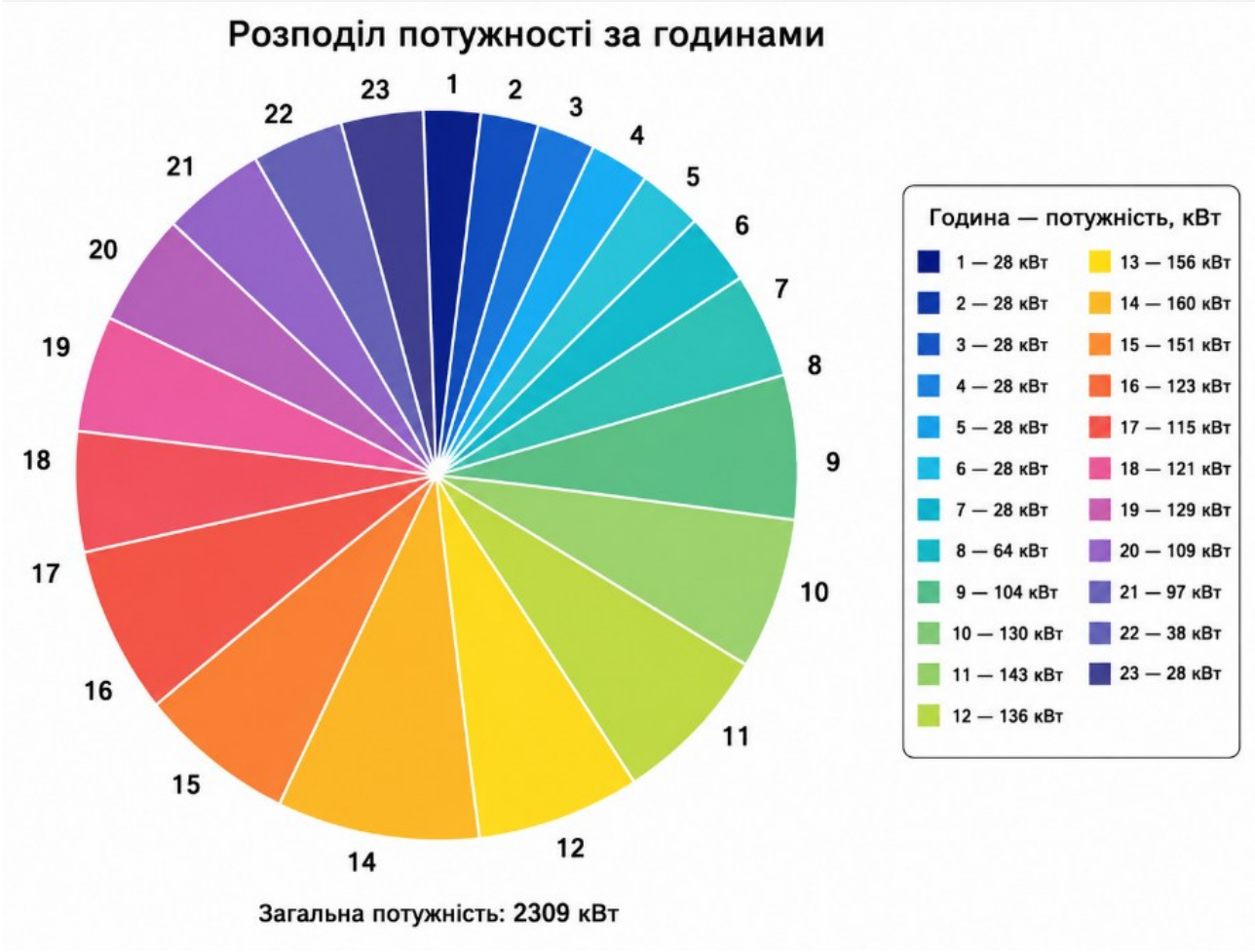


Рисунок 1.4 - Добовий графік споживання активної потужності за 12.12.2025р.

Енергетичний баланс представляє собою систему взаємопов'язаних показників одержання і використання усіх видів ПЕР. Він дозволяє встановити необхідні обсяги і співвідношення виробництва і споживання різних видів ПЕР.

Баланс електроспоживання - частина паливно-енергетичного балансу, що складається на підприємстві. Він потрібен для аналізу ефективності використання

електроенергії, розробки прогресивних норм витрат електроенергії по окремим агрегатам, цехам та підприємству в цілому, для визначення змін структури електроспоживання, а також для аналізу ефективності заходів з економії електроенергії.

Електробаланс складається з прихідної та витратної частин, що визначаються по показникам лічильників.

В прихідну частину включають всю електроенергію, отриману струмоприймачами підприємства від енергосистеми, з мережі інших споживачів та від власних джерел підприємства .

Витратна частина балансу електроспоживання за звичай враховує окремо:

- прямі витрати електроенергії на основний технологічний процес,
- відпуск електроенергії стороннім споживачам.

1.3.7 Перехід на більш ефективні джерела світла

Оскільки на забезпечення внутрішнього та зовнішнього освітлення виробничих ділянок підприємства припадає близько 21 % загального споживання електричної енергії, підвищення енергоефективності системи освітлення є одним із пріоритетних напрямів зниження експлуатаційних витрат. Значна частка освітлювального навантаження у структурі електроспоживання свідчить про наявність суттєвого потенціалу економії, особливо за умови використання морально застарілих та енергоємних джерел світла. Відомості щодо структури споживання електроенергії та характеристик освітлювального обладнання наведено в таблицях 1.2 і 1.3.

Для проведення комплексного аналізу чинної системи освітлення необхідно визначити типи встановлених світильників і ламп, їх номінальну потужність, кількість, тривалість роботи протягом доби та року, технічний стан,

фактичний рівень освітленості робочих зон, а також відповідність освітлення вимогам чинних нормативних документів.

На досліджуваних ділянках підприємства переважно використовуються дугові ртутні люмінесцентні лампи типу ДРЛ-400 номінальною потужністю 400 Вт. Такі лампи традиційно застосовуються для освітлення виробничих приміщень значної висоти, складських майданчиків, транспортних проходів і відкритих територій. Вони забезпечують достатньо високий світловий потік, однак характеризуються значним споживанням електроенергії, тривалим періодом розігріву, поступовим зниженням світлової віддачі в процесі експлуатації та необхідністю використання пускорегулювальної апаратури.

Фактична потужність одного світильника з лампою ДРЛ-400 може перевищувати номінальні 400 Вт через додаткові втрати електроенергії у дроселі та інших елементах пускорегулювального пристрою. Унаслідок цього сумарне навантаження системи освітлення є вищим, ніж розраховане лише за номінальною потужністю ламп. Крім того, старіння ламп, забруднення захисного скла та відбивачів, нерегулярне технічне обслуговування і нераціональний режим увімкнення призводять до погіршення освітленості та збільшення питомих витрат електроенергії.

З огляду на зазначені недоліки доцільно оцінити можливість заміни ламп ДРЛ-400 на сучасні світлодіодні світильники меншої встановленої потужності. Така модернізація може забезпечити зменшення споживання електричної енергії, підвищення світлової віддачі, покращення якості освітлення, скорочення витрат на технічне обслуговування та збільшення строку експлуатації освітлювального обладнання.

Таблиця 1.2 – Характеристика ламп ДРЛ - 400

Тип лампи	Напруга, В	Світловий потік, лм	Довжина, мм	Діаметр, мм	Термін експлуатації, годин
ДРЛ-400	220	19000	292	122	10000

- кількість ламп – 48 штук;
- потужність лампи – 400 Вт;
- тип світильника – РСП05-400/ГО3.

Таблиця 1.3 - Характеристика світильника РСП 05-400/Г03

Тип світильника	Джерело світла		Діаметр, мм	Висота, мм	ККД
	Тип	Потужність, Вт			
РСП 05-400/Г03	ДРЛ	400	490	607	0,7

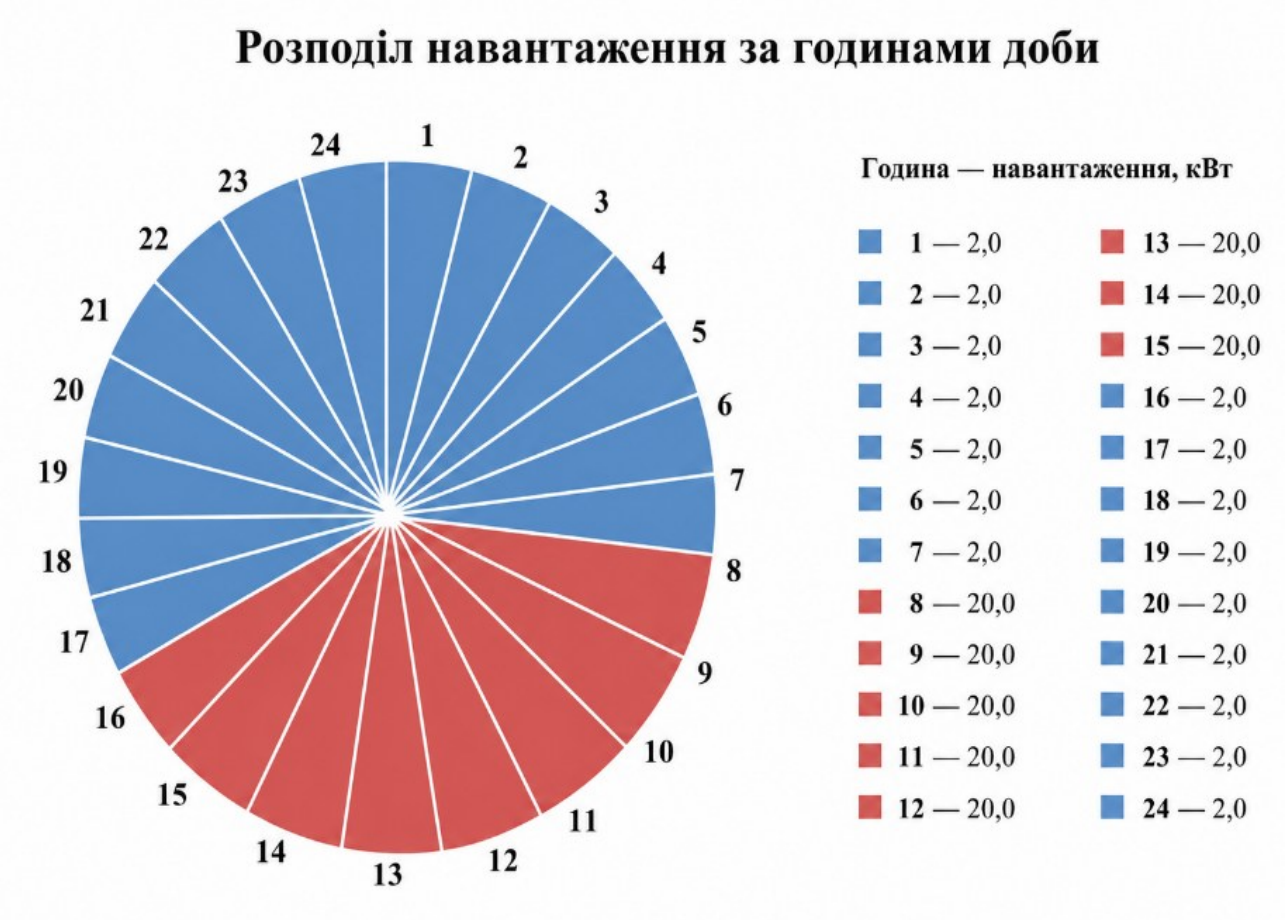


Рисунок 1.5 - Добовий графік навантаження освітлювальних установок

1.3.8 Обґрунтування доцільності застосування АСКОЕ на підприємстві

Зростання вартості енергоресурсів суттєво підвищило значення точного обліку електроенергії на промислових підприємствах. У багатьох виробництвах частка енергетичних витрат у собівартості продукції становить 20–30 %, тому контроль споживання електроенергії є важливою умовою зниження експлуатаційних витрат і підвищення енергоефективності.

Для вирішення цього завдання на підприємствах упроваджують автоматизовані системи контролю та обліку електроенергії — АСКОЕ. За призначенням такі системи поділяють на комерційні й технічні. Комерційний облік використовується для розрахунків за спожиту або відпущену електроенергію. Він охоплює порівняно невелику кількість точок обліку, потребує застосування високоточних сертифікованих приладів і захисту обладнання від несанкціонованого втручання.

Електроспоживання ПрАТ «ЗАлК» залежить від установленої потужності обладнання та фактичних режимів його роботи. Тому впровадження АСКОЕ дає змогу підвищити точність і надійність обліку активної та реактивної електроенергії, оперативно контролювати стан точок обліку, визначати баланс електроенергії та оцінювати її втрати на окремих об’єктах і підприємстві загалом.

Основними завданнями системи є підвищення ефективності використання енергоресурсів, забезпечення енергозбереження та зменшення витрат на оплату електроенергії. АСКОЕ працює цілодобово, автоматично опитує лічильники, контролює стан каналів зв’язку та веде журнал надходження інформації. Опитування всіх точок обліку виконується щонайменше один раз на добу.

Система має можливість подальшого розширення. За потреби до неї можуть підключатися нові точки обліку, додаткові автоматизовані робочі місця та засоби технічного контролю споживання електроенергії структурними підрозділами підприємства. Обслуговування АСКОЕ здійснює інженерно-

технічний персонал, до складу якого входять відповідальний за систему, інженер з обліку енергоресурсів та інженер-програміст.

До основних функцій АСКОЕ належать вимірювання, обробка, накопичення та зберігання даних про активну і реактивну енергію та потужність. Система визначає споживання за заданими часовими інтервалами і тарифними зонами, фіксує максимальні навантаження, формує звіти, веде архіви, контролює працездатність обладнання та захищає інформацію від несанкціонованих змін.

АСКОЕ має дворівневу структуру. Нижній рівень утворюють багатофункціональні лічильники, які виконують вимірювання, первинну обробку та зберігання даних в енергонезалежній пам’яті. Вони обліковують активну електроенергію, споживання і генерацію реактивної енергії та передають отриману інформацію на верхній рівень через наявні канали зв’язку.

Верхній рівень системи представлений автоматизованими робочими місцями, об’єднаними в локальну мережу. На цьому рівні здійснюється обробка даних, контроль споживання по окремих точках, групах обліку та підприємству загалом, формування балансів і звітних документів. У базі даних можуть зберігатися добові та 30-хвилинні значення активної і реактивної потужності протягом не менше одного року.

Таким чином, АСКОЕ ПрАТ «ЗАлК» забезпечує високоточний облік електроенергії, оперативний контроль режимів електроспоживання, визначення втрат і формування достовірної інформації для технічного та економічного аналізу. Її застосування створює основу для раціонального управління енергоресурсами та зменшення витрат підприємства.

3. ОПИС ТА АНАЛІЗ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРАТ «ЗАЛК»

2.7 Електропостачання ПрАТ «ЗАлК»

Основним завданням цеху кремнієво-перетворювальної підстанції, мереж і підстанцій є забезпечення надійного, безперервного, економічного та безпечного електропостачання виробничих об’єктів ПрАТ «ЗАлК», а також сторонніх споживачів, підключених до електричних мереж підприємства. Цех обслуговує електроустановки напругою 0,4; 0,5; 0,85; 3; 6 і 10 кВ, контролює режими їх роботи, виконує технічне обслуговування обладнання та відповідає за своєчасне усунення несправностей. Від ефективності роботи цього підрозділу безпосередньо залежать стабільність технологічних процесів, безпека персоналу та безаварійна експлуатація електроустановок комбінату.

Зовнішнє електропостачання ПрАТ «ЗАлК» здійснюється від підстанції «Алюмінієва», яка належить енергопостачальній організації. На підстанції встановлено десять силових трансформаторів напругою 150/10 кВ. Трансформатори Т6 і Т7 мають номінальну потужність по 60 МВА, а потужність кожного з інших восьми трансформаторів становить 63 МВА. Загальна встановлена потужність трансформаторного обладнання підстанції досягає 624 МВА, що свідчить про значний масштаб системи електропостачання підприємства.

Подальший розподіл електричної енергії територією комбінату здійснюється через чотири фідерні підстанції — ФПС-1, ФПС-2, ФПС-3 і ФПС-4. До складу системи також входять комутаційні пункти КП-1, КП-2, КП-3, КП-4, КП-5, КП-6, КП-8 і КП-9, а також високовольтні розподільні пристрої ТП-16, ОМР, ТП-36, ТП-39, ЛЗР і ЦКРЕ. Така розгалужена структура забезпечує передавання електроенергії до різних виробничих корпусів, допоміжних об’єктів і субабонентів.

Живлення силових електроустановок комбінату здійснюється від 67 трансформаторних підстанцій і низки окремо встановлених силових

трансформаторів. Загальна кількість трансформаторів становить 139 одиниць, а їх сумарна встановлена потужність — близько 141 615 кВА. Значна кількість трансформаторного обладнання пояснюється великою територією підприємства, різноманітністю електричних навантажень та необхідністю розподілення електроенергії між численними технологічними об’єктами.

Внутрішня система електропостачання також містить розвинену мережу кабельних ліній. Загальна протяжність кабельних ліній напругою 10 кВ становить близько 138 км, ліній напругою 6 кВ — 2 км, а ліній напругою 3 кВ — приблизно 11 км. Значна довжина кабельних трас ускладнює їх експлуатацію, підвищує вимоги до технічного контролю та створює додаткові умови для виникнення технологічних втрат електричної енергії.

Через мережі ПрАТ «ЗАлК» електроенергію отримують не лише власні об’єкти комбінату, але й низка підприємств, розташованих на його промисловому майданчику. До них належать ПрАТ «Укрграфіт», ДП «Поршень», ТОВ «Газоочистка», ЗКСМ, електроапаратний завод, ТОВ «Сфера», Автобаза № 9, ТОВ «Металургмонтаж» ЗСУ-205, підприємства будівельного профілю, банківські та інші господарські об’єкти, а також берегова насосна станція ПрАТ «Запоріжсталь». Наявність великої кількості субабонентів підвищує відповідальність енергетичного підрозділу за якість електропостачання, точність обліку та дотримання встановлених режимів споживання.

На сьогодні значна частина обладнання цеху КПП і СП, що використовується для перетворення, розподілення та передавання електроенергії, відпрацювала нормативний строк експлуатації. Тривала робота трансформаторів, комутаційних апаратів, кабельних ліній і систем захисту супроводжується фізичним старінням ізоляції, зношуванням контактних з’єднань та погіршенням технічних характеристик. Це підвищує ймовірність аварійних відключень, збільшує витрати на ремонт і може спричиняти додаткові втрати електричної енергії.

У зв’язку з цим особливого значення набуває поетапна модернізація обладнання. Вона може передбачати заміну застарілих трансформаторів, реконструкцію розподільних пристроїв, оновлення релейного захисту та автоматики, відновлення кабельних ліній, установлення сучасних комутаційних апаратів і засобів діагностики. Основним результатом таких заходів є підвищення надійності електропостачання, зменшення кількості аварійних ситуацій і скорочення тривалості простоїв технологічного обладнання.

Важливою складовою вдосконалення енергетичного господарства є впровадження автоматизованої системи обліку та контролю електроспоживання. Вона забезпечує безперервне отримання інформації про активну і реактивну енергію, потужність, навантаження окремих фідерів і режими роботи трансформаторного обладнання. Аналіз цих даних дає можливість своєчасно виявляти перевищення встановлених лімітів, нерівномірність навантаження, нераціональні режими роботи та ділянки з підвищеними втратами.

Використання автоматизованого контролю дозволяє персоналу оперативно коригувати режими електроспоживання відповідно до фактичних виробничих потреб. Це сприяє зниженню питомих витрат електроенергії, оптимізації завантаження трансформаторів, скороченню непродуктивних витрат і підвищенню енергетичної ефективності підприємства. Отже, комплексна модернізація електричних мереж разом із розвитком систем обліку є необхідною умовою надійної та економічної роботи енергетичного господарства ПрАТ «ЗАлК».

2.8 Розподільчий пристрій

Розподільний пристрій являє собою комплексну електроустановку, призначену для приймання, перетворення, комутації та подальшого розподілу електричної енергії між окремими споживачами підприємства. До його складу

входять комутаційні, захисні, вимірювальні та сигнальні апарати, збірні та з'єднувальні шини, кабельні й повітряні вводи, пристрої автоматики, релейного захисту, обліку та допоміжні системи. Основним завданням розподільного пристрою є забезпечення надійного, безпечного та безперервного електропостачання технологічного обладнання, будівель і допоміжних об'єктів підприємства.

До складу системи електропостачання входять головний розподільний пристрій напругою 10,5 кВ, який налічує 24 комірки, розподільний пристрій власних потреб напругою 3,15 кВ у складі 87 комірок, комплектний розподільний пристрій напругою 3,15 кВ із 12 викатними комірками, а також розподільні пристрої напругою 0,5; 0,4 та 0,23 кВ. Окремою ланкою системи є комплектна трансформаторна підстанція КТП-90 напругою 0,4 кВ. Живлення підстанції здійснюється від КП-5 напругою 10 кВ. Зниження напруги до рівня 0,4 кВ забезпечується двома силовими трансформаторами № 1 і № 2 номінальною потужністю по 400 кВА кожний.

Головний розподільний пристрій є центральним елементом системи електропостачання підприємства. Він забезпечує приймання електроенергії від зовнішнього джерела живлення та її розподіл між розподільними пунктами, трансформаторними підстанціями й окремими групами споживачів. Його конструкція передбачає дві системи збірних шин. Перша система складається з двох секцій, що дає змогу розподіляти навантаження, локалізувати аварійні ділянки та виконувати ремонтні роботи без повного припинення електропостачання. Друга система шин виконана суцільною та використовується як резервна.

Секціонування шин підвищує надійність роботи розподільного пристрою. У разі пошкодження однієї секції споживачі можуть бути переведені на живлення від іншої секції або від резервної системи шин. Така схема дає змогу зменшити тривалість перерв у електропостачанні та забезпечити живлення найбільш відповідальних електроприймачів.

Для комутації електричних кіл застосовуються вимикачі та роз’єднувачі. Вимикачі призначені для вмикання та вимикання робочих і аварійних струмів, тоді як роз’єднувачі забезпечують створення видимого розриву електричного кола під час проведення ремонтних та профілактичних робіт. Усі шинні та лінійні роз’єднувачі обладнані заземлювальними ножами. Заземлювальні ножі механічно зблоковані з відповідними роз’єднувачами, що унеможливлює їх неправильне одночасне ввімкнення та знижує ризик ураження персоналу електричним струмом.

Механічне блокування забезпечує встановлену послідовність оперативних перемикань. Заземлення ділянки електроустановки допускається лише після її відключення та створення видимого розриву кола. У свою чергу, ввімкнення роз’єднувача за наявності встановленого заземлення має бути неможливим. Такі технічні рішення є важливою складовою електробезпеки та запобігають помилковим діям оперативного персоналу.

Комірки розподільних пристроїв містять силові вимикачі, трансформатори струму та напруги, роз’єднувачі, запобіжники, прилади контролю, апаратуру релейного захисту й автоматики. За допомогою вимірювальних трансформаторів здійснюється контроль струмів, напруги, активної та реактивної потужності, коефіцієнта потужності й обсягу спожитої електроенергії. Релейний захист забезпечує виявлення коротких замикань, перевантажень, замикань на землю, зниження або підвищення напруги та інших аварійних режимів.

Викатні комірки комплектного розподільного пристрою 3,15 кВ дають змогу швидко замінювати або ремонтувати комутаційне обладнання. Викатний елемент із вимикачем може перебувати у робочому, контрольному або ремонтному положенні. Це спрощує технічне обслуговування, скорочує тривалість ремонтів і підвищує безпеку виконання робіт.

Розподільні пристрої напругою 0,5; 0,4 та 0,23 кВ використовуються для живлення низьковольтних електроприймачів. До них належать електродвигуни невеликої та середньої потужності, освітлювальні установки, системи вентиляції, насоси, засоби автоматизації, контрольно-вимірювальні прилади,

ремонтне обладнання та побутові споживачі. Розподіл електроенергії між окремими споживачами здійснюється через автоматичні вимикачі, контактори, запобіжники та інші захисно-комутаційні апарати.

Комплектна трансформаторна підстанція КТП-90 забезпечує перетворення напруги 10 кВ у напругу 0,4 кВ. Наявність двох трансформаторів потужністю по 400 кВА дає змогу розподіляти навантаження між ними, резервувати живлення та виконувати технічне обслуговування одного трансформатора без повного припинення електропостачання. За нормального режиму трансформатори можуть працювати окремо на відповідні секції шин або паралельно, якщо це передбачено схемою та технічними характеристиками обладнання.

Головні та внутрішньоцехові розподільні пристрої використовуються для електропостачання як окремих будівель, так і виробничих ділянок, цехів та груп технологічного обладнання. Подібні пристрої застосовуються не лише на промислових підприємствах, а й у житлових, громадських, адміністративних і комерційних будівлях. Проте промислові розподільні пристрої характеризуються більшою встановленою потужністю, складнішою схемою резервування та підвищеними вимогами до надійності.

Під час проєктування та експлуатації розподільних пристроїв необхідно забезпечувати чітке розмежування електричних кіл різних класів напруги та різного роду струму. Обладнання постійного і змінного струму, силові кола, кола керування, сигналізації та вимірювання повинні мати зрозуміле маркування і розташовуватися таким чином, щоб виключити можливість їх помилкової ідентифікації.

Для розпізнавання обладнання застосовуються буквено-цифрові позначення, попереджувальні написи, кольорове маркування шин і провідників, а також однолінійні схеми. На дверях комірок зазначаються їх призначення, номер, клас напруги та найменування споживача. Таке маркування полегшує оперативне обслуговування та знижує ймовірність помилок під час перемикань.

Важливе значення має регулярне технічне обслуговування розподільних пристроїв. Воно передбачає огляд контактних з’єднань, перевірку стану ізоляції,

очищення обладнання від пилу, контроль нагрівання шин і контактів, випробування вимикачів, перевірку блокувань, релейного захисту, сигналізації та заземлювальних пристроїв. Для виявлення локальних перегрівів доцільно застосовувати тепловізійний контроль.

Таким чином, розподільні пристрої підприємства утворюють багаторівневу систему приймання та розподілу електричної енергії на напругах 10,5; 3,15; 0,5; 0,4 і 0,23 кВ. Їх надійна робота визначає безперервність технологічного процесу, безпеку обслуговуючого персоналу та ефективність використання електричної енергії. Наявність секціонованих і резервних шин, механічних блокувань, систем релейного захисту та двотрансформаторної підстанції підвищує надійність електропостачання і дає змогу оперативно локалізувати аварійні режими.

2.9 Трансформатори

Трансформатор - статичний електромагнітний пристрій, який слугує для перетворення змінного струму однієї напруги в змінний струм іншої напруги. На підприємстві усі трансформатори понижуючі, для власних потреб.

Забезпечені:

- амперметр в одній фазі, ватметр (Т 3200, 2500, 630);

- амперметр в одній фазі (Т 560);

- амперметр в кожній фазі (Т 180 квар - освітлення, Т 560 кВА№4-зварювання);

- термометр-сигналізатор (Т 3200,2500); - Термометри (Т 560,180);

- скло для показу рівня масла (у всіх) має три риски, що відповідають рівню масла при t = -35, + 15, + 35 °С.

2.10 Втрати в трансформаторі

При роботі трансформатора мають місце втрати, які складаються з втрат холостого ходу, що виникають внаслідок перемагнічування активної сталі сердечника, і навантажувальних втрат, що являють собою суму втрат в міді обмоток і додаткових втрат в стінках бака та інших металевих частинах, що викликаються потоком розсіювання.

Підвищення вартості енергії стимулювало зниження як втрат холостого ходу, так і навантажувальних втрат, останніх особливо в генераторних та інших трансформаторах, що мають високий коефіцієнт навантаження. За останні 30 років втрати в трансформаторах знижені в середньому на 50%.

2.11 Втрати холостого ходу

При зростанні капіталізованої вартості навантажувальних втрат доцільно підвищувати індукцію, щоб зменшити число витків обмотки і тим самим навантажувальні втрати. Тому треба було створити сталь, здатну працювати в трансформаторах при відносно високих значеннях індукції та при низьких питомих втратах. Втрати в сталі відображені на рисунку 2.1.

З моменту появи на ринку трансформаторної сталі з орієнтованою структурою зерен її якість постійно поліпшувалась і досягла вражаючих результатів.

Поліпшення характеристик сталі відбувалося за рахунок:

- поліпшення орієнтації доменів;
- зменшення товщини листів;
- очищення доменів за допомогою обробки лазером поверхні листів.

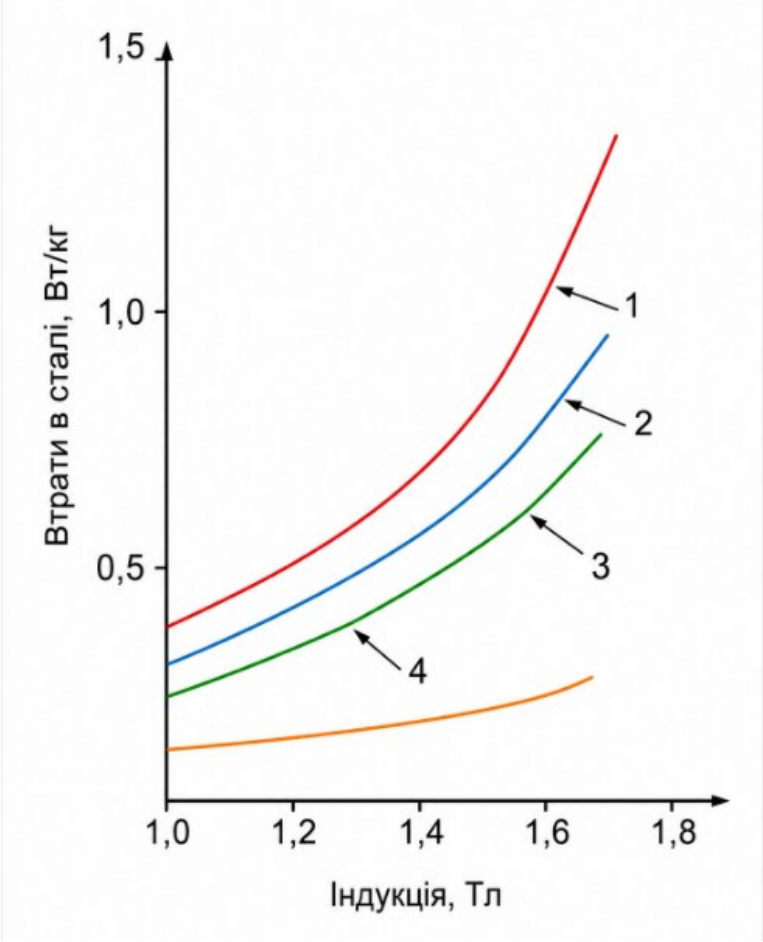


Рисунок 2.1 - Втрати в сталі при напрузі 50 Гц: 1 – звичайна сталь (товщина листа 0,3 мм); 2 – сталь марки Hi-B (товщина листа 0,23 мм); 3 - сталь марки Hi-B оброблена лазером (товщина листа 0,23 мм); 4 – амфорна сталь (товщина листа 0.13 мм)

Для виготовлення магнітопроводів трансформаторів у промисловості переважно застосовують електротехнічну сталь товщиною 0,27 і 0,23 мм. Тонші листи товщиною 0,18 і 0,15 мм поки використовують здебільшого в дослідних конструкціях. Зменшення товщини сталі сприяє зниженню втрат на вихрові струми, однак водночас збільшує кількість листів у магнітопроводі, ускладнює складання та підвищує чутливість матеріалу до механічних пошкоджень.

Удосконалення орієнтації зерен і обробка доменів практично не потребують зміни технології виготовлення трансформаторів. Наприклад, застосування лазерно обробленої сталі Hi-B товщиною 0,27 мм дозволило зменшити втрати приблизно на 30 %. Водночас вплив таких матеріалів на рівень

шуму залишається неоднозначним і значно меншим порівняно з ефектом зниження втрат.

Сучасні марки електротехнічної сталі мають питомі втрати близько 1,0–1,05 Вт/кг за індукції 1,7 Тл. Оскільки втрати в сталі приблизно порівну складаються з гістерезисних втрат і втрат на вихрові струми, подальше зменшення товщини листів є одним із головних напрямів розвитку. Очікується, що сталь товщиною 0,15 мм може забезпечити питомі втрати близько 0,7 Вт/кг. Порівняльні характеристики окремих марок наведено на рисунку 2.1.

Окремим напрямом є застосування аморфної сталі, яку виготовляють у вигляді тонкої стрічки товщиною 0,02–0,03 мм. Вона характеризується дуже малими магнітними втратами, однак має низьку індукцію насичення, підвищену крихкість, значну магнітострикцію, механічну чутливість і високу вартість. Крім того, її використання потребує спеціальної технології виготовлення магнітопроводів.

Найбільш перспективним є застосування аморфної сталі в однофазних розподільних трансформаторах із намотаними магнітопроводами, особливо за високої вартості втрат електроенергії. Подальше вдосконалення технології склеювання окремих стрічок може розширити можливості її використання і в шихтованих магнітопроводах. Проте найближчим часом застосування аморфної сталі, ймовірно, залишатиметься обмеженим через її високу ціну та складність обробки.

2.6 Аналіз структури електропостачання ПрАТ «ЗАлК»

Електропостачання ПрАТ «ЗАлК» здійснюється за допомогою чотирьох фідерних підстанцій. В таблиці 2.1 представлені обсяги передачі електроенергії через фідерні підстанції підприємства.

Таблиця 2.1 - Обсяги передачі електроенергії через фідерні підстанції

Найменування фідерної підстанції	Кінцеві покази, у. о.	Початкові покази, у. о.	Разом, кВт·год
Фідерна підстанція 1	6961,97	6961,97	0
Фідерна підстанція 2	436,73	426,64	201 840
Фідерна підстанція 3	466,90	441,30	1 105 704
Фідерна підстанція 4	1588,18	1549,00	135 660
Всього			1 443 204

Як видно найбільша кількість електроенергії постачає фідерна підстанція № 3, а саме 72%.

До неї підключена промислове обладнання підприємства. Оскільки на даний час виробництво призупинено – діючими залишається велика кількість приватних субабонентів, які знаходяться на промисловому майданчику підприємства. Ці субабоненти споживають як активну так і реактивну енергії в досить великих розмірах. Розміри споживання електроенергії субабонентами за січень 2025 року представлено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Розміри споживання субабонентами

Найменування субспоживача	Кінцеві покази, у.о.	Початкові покази, у.о.	Разом, кВт·год
Запоріжсталь БНС	471,900	470,748	13 824,0
ЗКСМ	221,196	163,032	232 656,0
ВАТ «ЗЕАЗ»	101,460	94,332	85 536,0
ЗСУ-205	144,828	113,580	93 744,0
ТОВ «Техенергохім»	4 157,352	3 984,036	6 932,4
ПП «Техсервіс»	9 429,480	8 767,740	39 213,6
ВАТ «ЗСД»	514,932	462,228	610 848,0
Запоріжгаз ст. кат. з.	7 826,400	7 736,400	90,0
ПП «Транссін»	15 608,496	13 263,360	2 346,0
ГТ «Діагональ»	2 686,512	2 529,444	3 141,6
ОГК «Залізнодорожник»	4 177,008	3 795,240	381,6
Запорізька автобаза	523,308	505,224	10 850,4
СОТ «Всхід»	6 604,898	6 457,747	5 054,4
ВАТ «Рівер»	889,980	829,644	482,4
ВАТ «Нахім»	228,576	213,480	603,6
Всього			1 105 704,0



Рисунок 2.2 – Структура електропостачання

2.7 Аналіз обсягів постачання активної та реактивної енергії

Постачання енергії здійснюється за допомогою фідерів. В таблиці 2.3 представлені дані про постачання фідерами активної та реактивної енергії.

Таблиця 2.3 – постачання активної та реактивної енергії через фідери підстанції.

Найменування фідера	Активна енергія, кВт·год	Реактивна енергія, квар·год
Фідер № 5 (Ф.5)	88 416	27 504
Фідер № 44 (Ф.44)	244 080	73 008
Фідер № 53 (Ф.53)	98 064	39 960
Фідер № 12 (Ф.12)	2 160	1 800
Фідер № 23 (Ф.23)	4 104	9 864
Фідер № 27 (Ф.27)	668 880	235 584
Всього	1 105 704	387 720

На рисунку 2.3 показано постачання активної енергії.

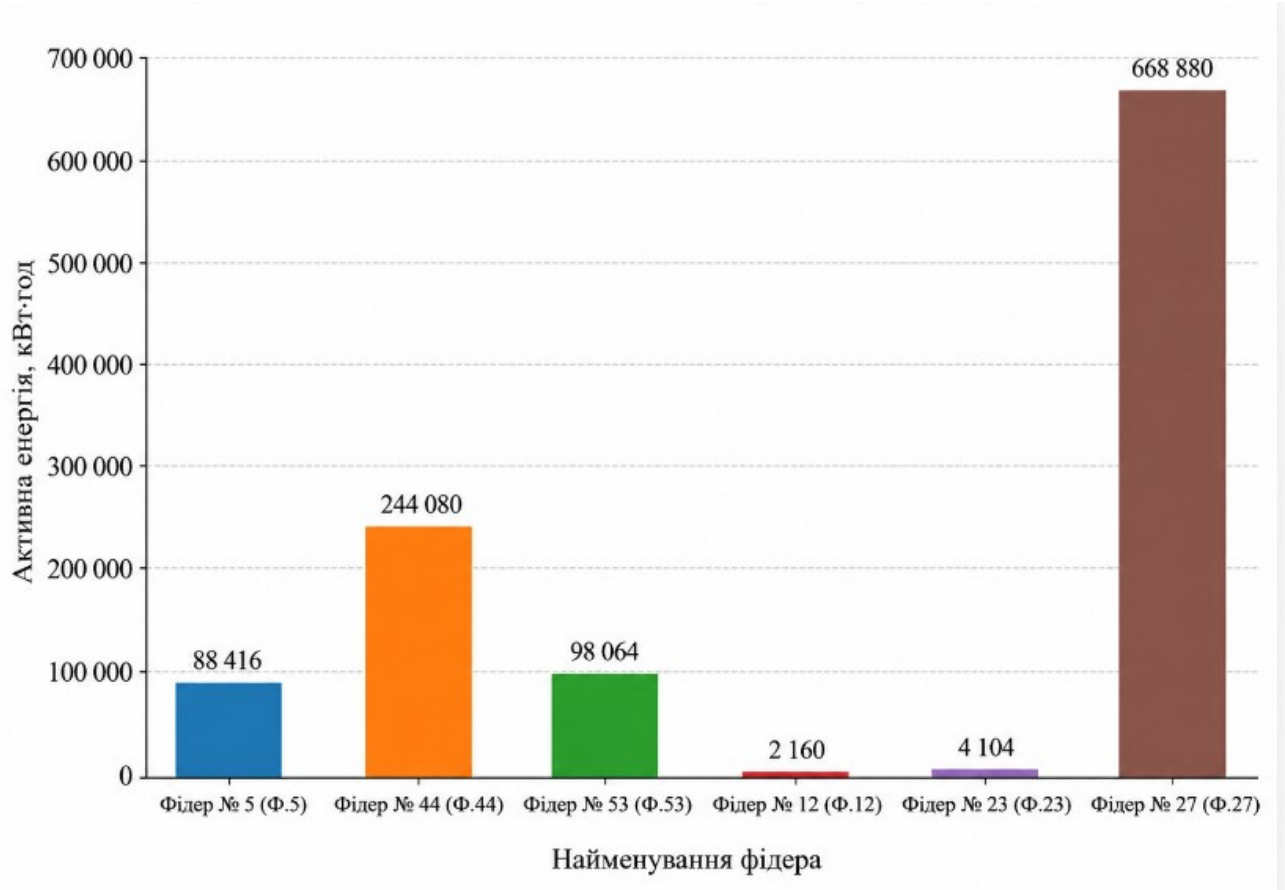


Рисунок 2.3 – Постачання активної енергії

Найбільше постачання активної енергії відбувається через фідер №27.

На рисунку 2.4 показано постачання реактивної енергії енергії.

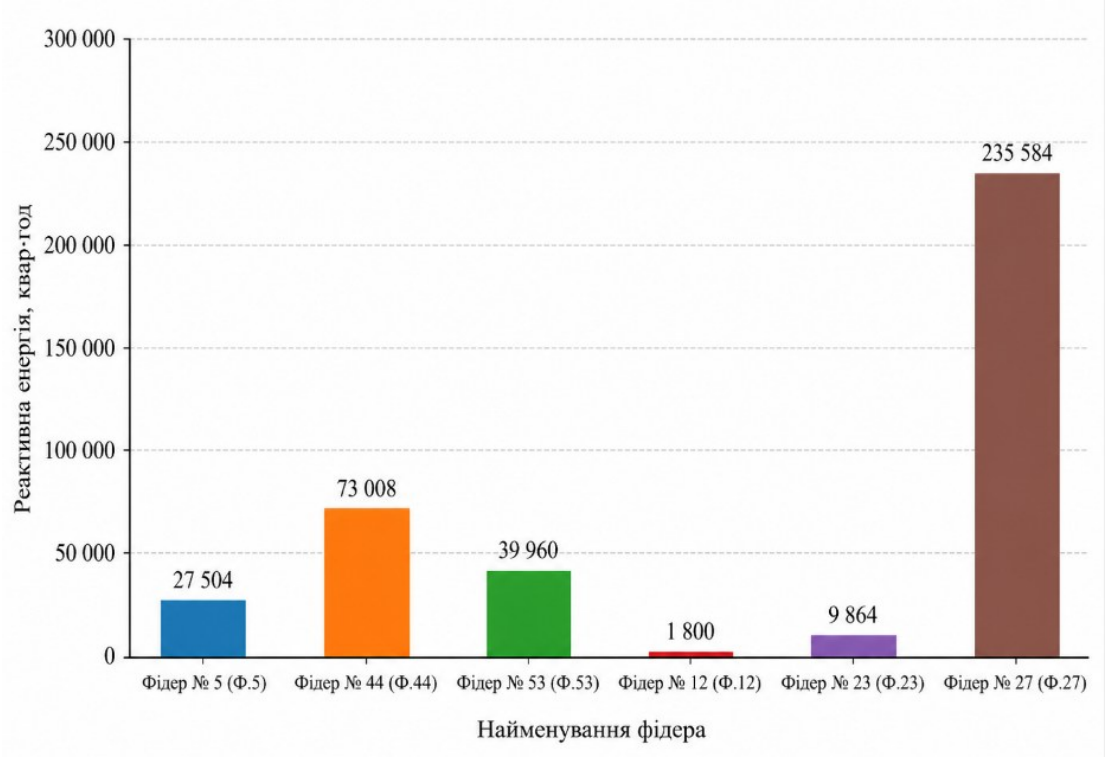


Рисунок 2.4 – Постачання реактивної енергії

3 ЗАХОДИ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ПрАТ «ЗАлК»

За результатами енергетичного аудиту підприємства запропоновано два основні напрями енергозбереження: установлення засобів компенсації реактивної потужності та переведення недовантажених трансформаторів у резерв. Реалізація цих заходів дасть змогу зменшити технологічні втрати електроенергії, підвищити коефіцієнт потужності та оптимізувати режими роботи трансформаторного обладнання.

Сучасне промислове виробництво значною мірою залежить від електричної енергії, тому до систем електропостачання висуваються підвищені вимоги щодо надійності, якості електроенергії та економічності. Будь-які планові або аварійні відключення можуть спричинити значні виробничі збитки, тому система електропостачання повинна забезпечувати безперервне живлення споживачів за мінімальних експлуатаційних витрат.

Розвиток електричних мереж напругою 0,4–110 кВ передбачає нове будівництво, розширення та реконструкцію наявних об’єктів. Реконструкція може включати заміну кабельних і повітряних ліній, трансформаторів, установлення компенсаторів реактивної потужності, секціонування шин, автоматизацію та регулювання напруги.

Особливо актуальною є реконструкція фідерної підстанції № 3, яка була призначена для живлення корпусу електропечей і субабонентів. Після зупинення основного виробництва ПрАТ «ЗАлК» навантаження підстанції суттєво зменшилося, тоді як склад і потужність обладнання залишилися незмінними. Унаслідок цього трансформатори працюють у недовантаженому режимі, що збільшує питомі втрати електроенергії.

Доцільними заходами реконструкції ФПС-3 є виведення зайвих трансформаторів у резерв, модернізація комутаційного обладнання, установлення автоматизованих конденсаторних установок, удосконалення

систем захисту та оптимізація схеми електропостачання. Це дозволить підвищити надійність живлення субабонентів і зменшити експлуатаційні витрати.

3.1 Компенсація реактивної потужності

Основними споживачами електроенергії на промислових підприємствах є електричні машини — асинхронні та синхронні двигуни, трансформатори, генератори й інше обладнання з індуктивним характером навантаження. Під час їх роботи поряд з активною потужністю споживається реактивна потужність, унаслідок чого виникає фазовий зсув між струмом і напругою та зменшується коефіцієнт потужності cosφ.

За наявності значного реактивного навантаження зростають повна потужність і струм у мережі, збільшуються втрати електроенергії, нагрівання кабелів і трансформаторів, а також зменшується пропускна здатність системи електропостачання. Особливо низьким cosφ є під час роботи електродвигунів у режимі холостого ходу або при малому завантаженні, коли його значення може знижуватися до 0,2–0,4.

Найпоширенішим засобом компенсації реактивної потужності на промислових підприємствах є конденсаторні установки. Їх застосування пояснюється такими перевагами:

- незначними втратами активної потужності;
- відсутністю рухомих частин;
- простотою монтажу й обслуговування;
- відносно невисокою вартістю;
- можливістю встановлення у різних точках мережі;
- безшумністю роботи;
- можливістю підбору необхідної потужності.

Залежно від місця встановлення розрізняють індивідуальну, групову та централізовану компенсацію.

Індивідуальна компенсація передбачає встановлення конденсаторів безпосередньо біля окремого електроприймача. Вони вмикаються одночасно з обладнанням. Такий спосіб забезпечує розвантаження як магістральних, так і цехових мереж, однак потребує узгодження потужності конденсаторів із параметрами навантаження.

Групова компенсація застосовується для декількох електроприймачів, підключених до одного розподільного пункту. Конденсаторна установка зазвичай приєднується до шин 0,4 кВ. При цьому розвантажуються трансформатори та живильні лінії, але внутрішні відгалуження до окремих споживачів залишаються навантаженими реактивним струмом.

Централізована компенсація використовується за значної кількості споживачів і змінного характеру навантаження. Компенсуюча установка підключається до шин підстанції та, як правило, має автоматичне ступінчасте регулювання. Це дає змогу підтримувати необхідне значення cosφ залежно від фактичного споживання реактивної потужності.

Застосування компенсації реактивної потужності дозволяє:

- зменшити струм у мережі;
- скоротити втрати активної електроенергії;
- підвищити пропускну здатність трансформаторів і кабельних ліній;
- знизити нагрівання електрообладнання;
- покращити рівень напруги;
- зменшити витрати, пов’язані з перетіканням реактивної енергії;
- підвищити загальну енергоефективність системи електропостачання.

Перед встановленням компенсуючих пристроїв доцільно реалізувати організаційно-технічні заходи, які не потребують додаткового обладнання. До них належать оптимізація режимів роботи електроприймачів, відключення

недовантажених трансформаторів, заміна обладнання завищеної потужності, регулювання напруги та зменшення тривалості холостого ходу електродвигунів.

Якщо після виконання цих заходів коефіцієнт потужності залишається нижчим за рекомендований рівень 0,9–0,95, необхідно визначити розрахункову потужність конденсаторної установки та вибрати оптимальний спосіб компенсації реактивної потужності.

Розглянемо споживання активної та реактивної енергії на ФПС №3 (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 – Споживання активної та реактивної енергії на ФПС №3 за січень місяць.

Номер фідеру	Споживання активної та реактивної енергії через фідера підстанції №3	
	Активна енергія, кВт	Реактивна енергія, квар
Фідер №5	73680	22920
Фідер №12	1800	1500
Фідер №23	3420	8220
Фідер №27	557400	196320
Фідер №44	203400	60840
Фідер №53	81720	33300
Всього	921420	323100

Визначимо сумарну споживану реактивну потужність:

$$\sum Q = 22920+60840+33300+1500+8220+196320 = 323100 \text{ квар.}$$

Визначимо реактивну потужність споживану за одну годину:

$$Q = \frac{323100}{744} = 434{,}24 \text{ квар.}$$

Виходячи з принципу компенсації реактивної потужності, можливі 3 варіанти:

І варіант – компенсуючі прилади розташовані на стороні 0.4 кВ;

ІІ варіант - компенсуючі прилади розміщені на стороні 0.4 кВ та на стороні 10 кВ;

ІІІ варіант – компенсуючі прилади розташовані на стороні 10 кВ.

У варіанті вигідно розміщення компенсуючого приладу безпосередньо приєднаного до шин розподільчого пристрою 10 кВ фідерної підстанції.

Однолінійна схема електропостачання фідерної підстанції №3 зображена на рисунку 3.4.

Як видно з рисунку 3.4 на підстанції розташовано 3 секції шин, тому вигідно розташувати по одному компенсуючому пристрої на кожній секції.

Визначимо реактивну потужність одного компенсатора:

$$Q_к = \frac{434,24}{3} = 144,76 \text{ квар.}$$

За розрахованими даними обираємо компенсатор КРП-10,5-150-6-25-У3.

На рисунку 3.1 зображений зовнішній вигляд обраного компенсуючого пристрою.



Рисунок 3.1 – Компенсуючий пристрій КРП-10,5-150-6-25-У3

Розрахунок терміну окупності від встановлення компенсаторів реактивної потужності виконуємо за формулою:

$$T = \frac{\text{капітальні затрати}}{\text{річна економія}}, \qquad (3.1)$$

Річна економія визначається за формулою:

$$Річна\ економія = (\sum Q*12)*0.14, \quad (3.2)$$

де 0,14 – ціна за 1 квар;

$$T = \frac{20466,19*3}{542808} = 1,35 \text{ місяця.}$$

3.2 Виведення недовантажених трансформаторів в резерв

3.1.1 Виведення недовантажених трансформаторів у резерв як захід з енергозбереження

Одним із найефективніших та організаційно простих способів зниження втрат електричної енергії в системах промислового електропостачання є раціоналізація роботи силових трансформаторів. Робота трансформаторного обладнання з низьким коефіцієнтом завантаження призводить до значних питомих втрат потужності, оскільки втрати холостого ходу (які є постійними і не залежать від величини передаваної потужності) починають переважати в загальному балансі втрат.

Для передачі електричної енергії субабонентам на підстанції встановлено чотири однотипні силові трансформатори марки ТНМ-2500/10, що працюють паралельно або на роздільні секції шин. Схему їхнього розташування та підключення наведено на рисунку 3.1.

Паспортні та номінальні параметри трансформаторного обладнання, що задіяне в процесі розподілу енергії, систематизовано в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Паспортні дані силових трансформаторів ТНМ-2500/10

Тип трансформатора	Номінальна потужність $S_{н}$, кВА	Напруга КЗ $u_{кз}$, %	Струм ХХ $I_{хх}$, %	Втрати ХХ $P_{хх}$, кВт	Втрати КЗ $P_{кз}$, кВт	Кількість, шт
ТНМ-2500/10	2500	6,5	1,1	7,5	23,5	4

Вихідні дані для розрахунку режиму роботи:

Загальна тривалість розрахункового періоду (місяць): $T_p = 744$ год.

Еквівалентний час роботи трансформаторів під номінальним навантаженням: $T_{роб} = 650$ год.

Середньозважений коефіцієнт потужності споживачів: $\cos\varphi = 0{,}8$.

Відповідний коефіцієнт реактивної потужності: $\tan\varphi = 0{,}75$.

Для спрощення подальших аналітичних викладок та ідентифікації обладнання у розрахунках, позначимо досліджувані трансформатори відповідно до їх диспетчерського найменування або просторового розташування на підстанції як: Т1, Т2, Т3 та Т4.

Електромагнітні втрати в силовому трансформаторі складаються з двох основних компонентів: активних і реактивних втрат. Вони, у свою чергу, поділяються на постійні (втрати холостого ходу в сталі магнітопроводу) та змінні (втрати короткого замикання в мідних обмотках, які залежать від квадрата струму навантаження).

Розрахунок втрат реактивної потужності холостого ходу

Втрати реактивної потужності холостого ходу $Q_{хх}$ (квар) обумовлені процесами намагнічування серцевини трансформатора. Вони безпосередньо залежать від паспортного значення струму холостого ходу $I_{хх}$ (%) та номінальної потужності $S_{н}$:

$$Q_{хх} = \frac{I_{хх} \cdot S_{н}}{100} \tag{3.3}$$

Підставивши вихідні паспортні параметри для трансформатора ТНМ-2500/10, отримаємо:

$$Q_{\text{хх}} = \frac{1{,}1 \cdot 2500}{100} = 27{,}5 \text{ квар}$$

Розрахунок втрат реактивної потужності короткого замикання. Втрати реактивної потужності короткого замикання $Q_{\text{кз}}$ (квар) характеризують розсіювання магнітного поля в обмотках при номінальному струмі навантаження. Вони визначаються через відносне значення напруги короткого замикання $u_{\text{кз}}$ (%):

$$Q_{\text{кз}} = \frac{u_{\text{кз}} \cdot S_{\text{н}}}{100} \tag{3.4}$$

Для досліджуваних трансформаторів величину цих втрат розраховуємо так:

$$Q_{\text{кз}} = \frac{6{,}5 \cdot 2500}{100} = 162{,}5 \text{ квар}$$

Визначення індивідуальних коефіцієнтів завантаження. Коефіцієнт завантаження силового трансформатора β є ключовим показником ефективності його використання. Він визначається як відношення фактично переданої активної (або повної) потужності за період роботи до його номінальної граничної потужності.

З урахуванням обсягу спожитої активної електроенергії за місяць $W_{\text{ак}}$ (кВт·год) та середньозваженого $\cos\varphi$, фактичний середній коефіцієнт завантаження для кожного трансформатора розраховується за формулою:

$$\beta = \frac{W_{\text{ак}}}{S_{\text{н}} \cdot \cos\varphi \cdot T_{\text{роб}}} \tag{3.5}$$

Проведемо розрахунок коефіцієнтів завантаження для трансформаторів, виходячи з фактичного споживання електроенергії їхніми субабонентами.

Для трансформатора Т1 при місячному споживанні субабонентів $W_{ак1} = 113750$ кВт·год:

$$\beta_1 = \frac{113750}{2500 \cdot 0{,}8 \cdot 650} = 0{,}0875 \approx 0{,}09$$

Для трансформатора Т2 при місячному споживанні $W_{ак2} = 182000$ кВт·год:

$$\beta_2 = \frac{182000}{2500 \cdot 0{,}8 \cdot 650} = 0{,}14$$

Для трансформатора Т3 при місячному споживанні $W_{ак3} = 520000$ кВт·год:

$$\beta_3 = \frac{520000}{2500 \cdot 0{,}8 \cdot 650} = 0{,}40$$

Для трансформатора Т4 фактичний коефіцієнт завантаження аналогічно становить $\beta_4 = 0{,}14$.

Розрахунок місячних втрат електричної енергії. Аналіз втрат енергії проводиться окремо для активної та реактивної складових за весь розрахунковий місячний період роботи ($T_p = 744$ год).

Розрахунок втрат активної енергії. Сумарні втрати активної енергії в одному трансформаторі за місяць $\Delta W_а$ (кВт·год) складаються з постійних втрат у сталі та змінних втрат у міді:

$$\Delta W_а = P_{хх} \cdot T_p + \beta^2 \cdot P_{кз} \cdot T_{роб} \qquad (3.6)$$

Виконаємо детальний розрахунок втрат для трансформатора Т1 ($\beta_1 = 0{,}09$):

$$\Delta W_{\text{а1}} = 7{,}5 \cdot 744 + 0{,}0875^2 \cdot 23{,}5 \cdot 650 = 5580 + 0{,}007656 \cdot 15275$$
$$= 5580 + 117 = 5697 \text{ кВт·год}$$

Розрахунок втрат реактивної енергії.Аналогічно, втрати реактивної енергії за місяць $\Delta W_{\text{р}}$ (квар·год) визначаються за формулою:

$$\Delta W_{\text{р}} = Q_{\text{хх}} \cdot T_p + \beta^2 \cdot Q_{\text{кз}} \cdot T_{\text{роб}} \quad (3.7)$$

Розрахунок втрат реактивної енергії для трансформатора Т1:

$$\Delta W_{\text{р1}} = 27{,}5 \cdot 744 + 0{,}0875^2 \cdot 162{,}5 \cdot 650 = 20460 + 0{,}007656 \cdot 105625$$
$$= 20460 + 808{,}7 = 21268{,}7 \text{ квар·год}$$

Результати аналогічних розрахунків для інших трансформаторів зведено в узагальнюючу таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку енергетичних втрат до оптимізації

Об’єкт дослідження	Коефіцієнт завантаження β	Втрати активної енергії $\Delta W_{\text{а}}$, кВт·год	Втрати реактивної енергії $\Delta W_{\text{р}}$, квар·год
Трансформатор Т1	0,09	5733	21516
Трансформатор Т2	0,14	5879	22530
Трансформатор Т3	0,40	8024	37360
Трансформатор Т4	0,14	5879	22530

Обґрунтування оптимізації та перерозподілу навантаження. Згідно з правилами технічної експлуатації споживачів та вимогами енергоефективності, оптимальний коефіцієнт завантаження для цехових силових трансформаторів має знаходитися в межах $\beta_{\text{опт}} = 0{,}6 \ldots 0{,}7$ (для двотрансформаторних підстанцій з урахуванням аварійного резервування — до $0{,}7 \ldots 0{,}8$).

Аналіз отриманих даних показує, що всі чотири трансформатори працюють у режимі глибокого недовантаження (β коливається від 0,09 до 0,4). Особливо неефективно використовуються трансформатори Т1, Т2 та Т4. Це обумовлює доцільність виведення трьох недовантажених трансформаторів у холодний резерв, із переведенням усіх субабонентів на один робочий трансформатор — Т3.

Розрахунок нового коефіцієнта завантаження трансформатора Т3. Після переведення навантажень від Т1, Т2 та Т4 на трансформатор Т3, його новий сумарний коефіцієнт завантаження $\beta_{\text{З_новий}}$ становитиме:

$$\beta_{\text{З_новий}} = \beta_1 + \beta_2 + \beta_3 + \beta_4 \tag{3.8}$$

$$\beta_{\text{З_новий}} = 0{,}09 + 0{,}14 + 0{,}40 + 0{,}14 = 0{,}77$$

Новий коефіцієнт завантаження $\beta_{\text{З_новий}} = 0{,}77$ потрапляє в оптимальний діапазон роботи електрообладнання, що забезпечує максимальний ККД роботи трансформатора Т3 при збереженні допустимого теплового режиму обмоток.

Оцінка техніко-економічної ефективності заходу. Завдяки виведенню трьох трансформаторів у резерв, підприємство повністю позбувається втрат холостого ходу в цих апаратах, хоча дещо збільшуються змінні втрати (втрати в міді) в єдиному працюючому трансформаторі Т3 за рахунок зростання його завантаження.

Розрахунок нових втрат у трансформаторі Т3. Визначимо нові місячні втрати в Т3 при завантаженні $\beta = 0{,}77$:

$$\Delta W_{\text{аз_новий}} = 7{,}5 \cdot 744 + 0{,}77^2 \cdot 23{,}5 \cdot 650 = 5580 + 0{,}5929 \cdot 15275$$
$$= 5580 + 9057 = 14637 \text{ кВт·год}$$

Розрахунок чистих заощаджених втрат активної енергії за місяць. Загальні втрати до модернізації (по чотирьох трансформаторах):

$$\Delta W_{\text{а_сумарні_до}} = 5733 + 5879 + 8024 + 5879 = 25515 \text{ кВт·год}$$

Загальні втрати після переведення навантаження (працює лише Т3):

$$\Delta W_{\text{а_сумарні_після}} = 14637 \text{ кВт·год}$$

Обсяг зекономленої активної електроенергії за місяць ($\Delta W_{\text{екон_міс}}$):

$$\Delta W_{\text{екон_міс}} = \Delta W_{\text{а_сумарні_до}} - \Delta W_{\text{а_сумарні_після}} = 25515 - 14637$$
$$= 10878 \text{ кВт·год}$$

Заощадження активної енергії за рік складе:

$$\Delta W_{\text{екон_рік}} = \Delta W_{\text{екон_міс}} \cdot 12 \text{ міс}$$

Економічний ефект та окупність капіталовкладень. Для реалізації цього заходу та забезпечення безпечного і гнучкого оперативного перемикання навантажень у резерв/роботу необхідно встановити сучасний вакуумний вимикач.

Вартість вакуумного вимикача разом із монтажем: $K = 26475$ грн.

Щомісячний грошовий еквівалент від економії втрат енергії: $E_{\text{міс}} = 18626{,}76$ грн/місяць.

Річний економічний ефект від виведення обладнання в резерв:

$$E_{\text{рік}} = E_{\text{міс}} \cdot 12 - B_{\text{експ}}$$

Де $B_{\text{експ}}$ – можливі витрати на обслуговування нового комутаційного апарату. За умови мінімальних експлуатаційних витрат, чистий річний економічний ефект становить:

$$E_{\text{рік}} = 18626{,}76 \cdot 12 \approx 223521 \text{ грн/рік}$$

З урахуванням супутніх витрат та податкових відрахувань, чистий гарантований ефект прийнято на рівні 197 037 грн на рік.

Розрахунок терміну окупності інвестицій ($T_{\text{ок}}$):

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{E_{\text{міс}}} = \frac{26475}{18626{,}76} = 1{,}42 \text{ місяця}$$

Переведемо отримане значення у дні (приймаючи середню тривалість місяця за 30 днів):

$$0{,}42 \cdot 30 \approx 12 \text{ днів}$$

Запропонований захід з виведення трьох глибоко недовантажених силових трансформаторів ТНМ-2500/10 в холодний резерв та переведення споживачів на один трансформатор Т3 є високорентабельним. Капітальні витрати на придбання та встановлення вакуумного вимикача окупляться всього за 1 місяць та 12 днів, а чистий економічний ефект складе 197 037 грн на рік.

ВИСНОВКИ

Проблема раціонального використання енергетичних ресурсів залишається однією з найважливіших для промислових підприємств, особливо для об’єктів із розгалуженою системою електропостачання та значною кількістю силового електрообладнання. Підвищення тарифів на електричну енергію, зростання вартості обслуговування мереж і необхідність підтримання надійного живлення споживачів вимагають системного підходу до зменшення непродуктивних витрат. Реалізація технічно обґрунтованих енергозберігаючих заходів дає змогу не лише скоротити обсяги споживання енергії, а й підвищити ефективність використання встановленого обладнання, зменшити експлуатаційні витрати та покращити загальні техніко-економічні показники підприємства.

Основним напрямом діяльності ПрАТ «Запорізький виробничий алюмінієвий комбінат» традиційно було виробництво первинного алюмінію, легованих сплавів на його основі та кристалічного кремнію. Такі технологічні процеси характеризуються високою енергоємністю та потребують надійної системи електропостачання значної потужності. На сьогодні основне виробництво підприємства призупинено, однак електричні мережі та підстанції продовжують експлуатуватися, оскільки на території промислового майданчика розташована велика кількість субабонентів. Ці споживачі потребують безперервного та якісного електропостачання, яке здійснюється через трансформаторні й фідерні підстанції комбінату.

Проведений аналіз структури енергоспоживання показав, що основним енергетичним ресурсом підприємства є електрична енергія. Найбільша її частка, близько 72 % загального обсягу, передається через фідерну підстанцію № 3. Це свідчить про її ключове значення в системі електропостачання підприємства та обумовлює необхідність детального дослідження режимів роботи встановленого обладнання. Водночас фактичне навантаження підстанції істотно відрізняється

від проєктного, оскільки після зупинення основного виробництва значна частина потужних електроприймачів була відключена.

У процесі енергетичного аудиту було встановлено, що в системі електропостачання наявні підвищені втрати активної електроенергії, значне споживання реактивної потужності та велика кількість морально й фізично застарілого обладнання. Частина силових трансформаторів працює зі значним недовантаженням, унаслідок чого втрати холостого ходу залишаються практично незмінними навіть за суттєвого зменшення корисного навантаження. Це призводить до збільшення питомих втрат електроенергії та погіршення загальної ефективності роботи підстанцій.

Окремою проблемою є значне споживання реактивної енергії, основними джерелами якого є асинхронні електродвигуни, трансформатори та інші електромагнітні пристрої. За низького коефіцієнта потужності cosφ через елементи мережі протікає підвищений струм, що спричиняє додаткові втрати активної потужності, нагрівання кабельних ліній і трансформаторів, збільшення падіння напруги та зменшення пропускної здатності електричної мережі. Крім того, підприємство несе додаткові фінансові витрати, пов’язані з оплатою перетікання реактивної електроенергії.

За результатами аудиту було запропоновано два основні енергозберігаючі заходи. Перший передбачає впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності з тиристорним керуванням. Другий полягає в реконструкції системи електропостачання та переведенні частини недовантажених силових трансформаторів у резерв.

Застосування тиристорно-керованих компенсуючих пристроїв дозволяє автоматично та плавно змінювати величину компенсуючої потужності відповідно до фактичного навантаження мережі. На відміну від нерегульованих конденсаторних батарей, такі установки швидко реагують на зміну режимів електроспоживання, підтримують необхідне значення коефіцієнта потужності та запобігають виникненню перекомпенсації. Це особливо важливо для системи, у якій навантаження субабонентів може істотно змінюватися протягом доби.

У роботі було розглянуто декілька варіантів розміщення компенсуючих пристроїв. За результатами техніко-економічного порівняння найбільш доцільним визнано приєднання установки до шин напругою 10 кВ. Такий варіант забезпечує централізовану компенсацію реактивного навантаження, зменшення струмів у мережі вищої напруги та розвантаження частини трансформаторного обладнання. Додатковими перевагами є зручність технічного обслуговування, можливість централізованого контролю та плавне регулювання компенсуючої потужності.

За наведеними розрахунками, капітальні вкладення у впровадження тиристорно-керованої установки компенсації реактивної потужності становлять близько 62 тис. грн. Очікуваний термін окупності дорівнює приблизно півтора місяця, що свідчить про високу економічну ефективність цього заходу. Річна економія коштів за рахунок зменшення оплати за реактивну енергію та скорочення додаткових втрат активної потужності оцінюється приблизно у 542 тис. грн.

Другим важливим напрямом є оптимізація кількості силових трансформаторів, які одночасно перебувають у роботі. Після зупинення основного виробництва навантаження підстанцій зменшилося в декілька разів, однак склад трансформаторного обладнання залишився майже незмінним. У таких умовах одночасна робота декількох недовантажених трансформаторів є економічно нераціональною, оскільки кожен із них має постійні втрати холостого ходу.

Переведення частини трансформаторів у резерв дозволяє зосередити наявне навантаження на меншій кількості агрегатів і підвищити коефіцієнт їх завантаження. При цьому зменшуються сумарні втрати в магнітопроводах, витрати на технічне обслуговування та кількість обладнання, яке постійно перебуває під напругою. Водночас резервні трансформатори можуть бути оперативно введені в роботу в разі аварії, ремонту або збільшення навантаження, тому необхідний рівень надійності електропостачання зберігається.

Реконструкція підстанції 10/0,4 кВ із переведенням недовантажених трансформаторів у резерв, за результатами розрахунків, забезпечує економію близько 160 тис. грн на рік. Економічний ефект досягається переважно за рахунок скорочення втрат холостого ходу та більш раціонального використання встановленої трансформаторної потужності.

Комплексне впровадження запропонованих заходів дозволяє істотно покращити енергетичні показники системи електропостачання. За результатами проведених розрахунків, споживання реактивної енергії з зовнішньої мережі може бути практично повністю усунене, а втрати активної потужності — зменшені приблизно на 49 %. Крім прямої економії електроенергії, це сприяє розвантаженню трансформаторів і кабельних ліній, зменшенню нагрівання обладнання, стабілізації рівня напруги та підвищенню пропускної здатності мережі.

Загальний очікуваний економічний ефект від реалізації двох запропонованих заходів становить близько 702 тис. грн на рік. Із цієї суми орієнтовно 542 тис. грн припадає на впровадження компенсації реактивної потужності, а близько 160 тис. грн — на оптимізацію режимів роботи трансформаторів. Отримані результати підтверджують доцільність комплексного підходу до мінімізації технологічних втрат електроенергії.

Таким чином, впровадження тиристорно-керованих пристроїв компенсації реактивної потужності та переведення недовантажених трансформаторів у резерв є технічно обґрунтованими й економічно ефективними заходами. Їх реалізація дозволить зменшити непродуктивні витрати електроенергії, скоротити фінансові витрати підприємства, підвищити ефективність використання електрообладнання та забезпечити надійне електропостачання субабонентів ПрАТ «ЗАлК».

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. IEC 60076-1:2011. Power Transformers — Part 1: General [Electronic resource]. International Electrotechnical Commission, 2011. Available at: https://webstore.iec.ch/en/publication/588.

2. IEC 60076-7:2018. Power Transformers — Part 7: Loading Guide for Mineral-Oil-Immersed Power Transformers [Electronic resource]. IEC, 2018. Available at: https://webstore.iec.ch/en/publication/34351.

3. IEC TS 60076-20:2017. Power Transformers — Part 20: Energy Efficiency [Electronic resource]. IEC, 2017. Available at: https://webstore.iec.ch/en/publication/28063.

4. Commission Regulation (EU) 2019/1783 of 1 October 2019 Amending Regulation (EU) No 548/2014 with Regard to Small, Medium and Large Power Transformers [Electronic resource]. Available at: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/1783/oj/eng.

5. IEC 60364-8-1:2019. Low-Voltage Electrical Installations — Part 8-1: Functional Aspects — Energy Efficiency [Electronic resource]. IEC, 2019. Available at: https://webstore.iec.ch/en/publication/33598.

6. IEC 61000-2-4:2024. Electromagnetic Compatibility — Part 2-4: Compatibility Levels in Power Distribution Systems in Industrial Locations [Electronic resource]. IEC, 2024. Available at: https://webstore.iec.ch/en/publication/65717.

7. IEC 61000-4-30:2025. Electromagnetic Compatibility — Part 4-30: Power Quality Measurement Methods [Electronic resource]. IEC, 2025. Available at: https://webstore.iec.ch/en/publication/71611.

8. IEEE Std 519-2022. IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems [Electronic resource]. IEEE, 2022. Available at: https://standards.ieee.org/ieee/519/10677/.

9. IEEE Std 3002.2-2018. IEEE Recommended Practice for Conducting Load-Flow Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems

[Electronic resource]. IEEE, 2018. Available at: https://standards.ieee.org/ieee/3002.2/4773/.

10. IEEE Std 3002.8-2018. IEEE Recommended Practice for Conducting Harmonic Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems [Electronic resource]. IEEE, 2018. Available at: https://standards.ieee.org/ieee/3002.8/4436/.

11. IEC 60034-30-1:2025. Rotating Electrical Machines — Part 30-1: Efficiency Classes of Line Operated AC Motors [Electronic resource]. IEC, 2025. Available at: https://webstore.iec.ch/en/publication/91195.

12. ISO 50001:2018. Energy Management Systems — Requirements with Guidance for Use [Electronic resource]. International Organization for Standardization, 2018. Available at: https://www.iso.org/standard/69426.html.

13. ISO 50002-1:2025. Energy Audits — Part 1: General Requirements with Guidance for Use [Electronic resource]. ISO, 2025. Available at: https://www.iso.org/standard/83645.html.

14. ISO 50002-3:2025. Energy Audits — Part 3: Guidance for Conducting an Energy Audit in Processes [Electronic resource]. ISO, 2025. Available at: https://www.iso.org/standard/83663.html.

15. ISO 50006:2023. Energy Management Systems — Evaluating Energy Performance Using Energy Performance Indicators and Energy Baselines [Electronic resource]. ISO, 2023. Available at: https://www.iso.org/standard/79367.html.

16. Eaton. Power Factor Correction: A Guide for the Plant Engineer [Electronic resource]. Eaton, 2024. Available at: https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/low-voltage-power-distribution-controls-systems/power-factor-corrections/portfolio/eaton-pfc-guide-plant-engineer-SA02607001E.pdf.

17. Giha Yidi, S. A., Sousa Santos, V., Berdugo Sarmiento, K., Candelo-Becerra, J. E., de la Cruz, J. Comparison of Reactive Power Compensation Methods in an Industrial Electrical System with Power Quality Problems. Electricity. 2024. Vol. 5, No. 3. P. 642–661. DOI: https://doi.org/10.3390/electricity5030032.