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 __Зниження енергоспоживання виробничого обладнання заводу з ремонту металургійного обладнання_____

Виконав: студент __4___ курсу, групи__6.1412
спеціальності _____141 Електроенергетика,_____
електротехніка та електромеханіка_____
(код і назва спеціальності)
спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми _Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка_____
(назва освітньої програми)
_____Мазуренко Б.С._____
(ініціали та прізвище)

Керівник ___д.т.н., проф. Коваленко В.Л.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)
Рецензент___Коломієць Д.М._____
(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
Завідувач кафедри
к.т.н., доц. Д.М. Морозов
«___» 2026 року

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

Мазуренку Богдану Станіславовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Зниження енергоспоживання виробничого обладнання заводу з ремонту металургійного обладнання
керівник роботи д.т.н., проф. Коваленко В.Л.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «23» грудня 205 року № 2833 - с
2 Строк подання студентом роботи 11 червня 2026 р.
3 Вихідні дані до роботи: Сукупне розрахункове максимальне навантаження: $P_{розр} = 15331{,}8$ кВт (початковий етап — 5131,8 кВт), Річні обсяги споживання: активна енергія $E_a = 2181{,}6$ тис. кВт · год; реактивна енергія $E_p = 1636{,}2$ тис. квар · год.
4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Оцінка техніко-технологічного стану та енергопотреб товариства 2) Підвищення енергоефективності електротехнічного комплексу шляхом впровадження спеціальних заходів 3) Техніко-економічне обґрунтування енергозберігаючих заходів
5 Перелік графічного матеріалу 1) Аналіз енергоспоживання 2) Генеральний план підприємства 3) Схема електрична однолінійна головної знижувальної підстанції та цехових розподільчих мереж 4) Модернізація комплектної трансформаторної підстанції 5) Модернізація металлорізального верстата

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Коваленко В.Л. д.т.н., проф.		
Розділ 2	Коваленко В.Л. д.т.н., проф.		
Розділ 3	Коваленко В.Л. д.т.н., проф.		

7 Дата видачі завдання 01.02.2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Оцінка техніко-технологічного стану та енергопотреб товариства	01.03.2026	
2	Підвищення енергоефективності електротехнічного комплексу шляхом впровадження спеціальних заходів	01.04.2026	
3	Техніко-економічне обґрунтування енергозберігаючих заходів	10.05.2026	

Студент _____ Б.С. Мазуренко
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ В.Л. Коваленко
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

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

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 54 сторінки, 6 рисунків, 13 таблиць, 25 джерел.

Об’єктом дослідження є процес енергоспоживання на промисловому підприємстві ПРАТ «Марганецький рудоремонтний завод».

Предмет дослідження охоплює підвищення рівня енергоефективності підприємства, а також оцінку техніко-економічної доцільності впровадження енергозберігаючих технологій.

Мета роботи полягає у розробці комплексних рішень щодо підвищення енергоефективності ПРАТ «Марганецький рудоремонтний завод» із обґрунтуванням їхньої технічної та економічної ефективності.

У загально-технічній частині виконано розрахунок втрат потужності та електроенергії в мережах підприємства, на основі чого запропоновано низку енергозберігаючих заходів: модернізацію силово-приводного комплексу вертикально-фрезерного верстата шляхом заміни електродвигунів, перехід на високоефективні джерела світла та компенсацію реактивної потужності. Крім того, обґрунтовано проєкт реконструкції трансформаторної підстанції з оптимізацією режиму роботи силових трансформаторів.

Економічна частина присвячена розрахунку показників ефективності інвестиційних рішень. Визначено чисту приведену вартість (NPV), внутрішню норму доходності (IRR) та простий і дисконтований терміни окупності запропонованих заходів.

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ, ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРОПРИВОД, ФРЕЗЕРНИЙ ВЕРСТАТ, ІНВЕСТИЦІЙНА ЕФЕКТИВНІСТЬ, NPV, IRR

ЗМІСТ

Вступ……..……. 7
1 Оцінка техніко-технологічного стану та енергопотреб товариства 11
1.1 Загальна виробнича специфіка підприємства та організація електрозабезпечення 11
1.2 Метеорологічні та геолого-кліматичні параметри майданчика 11
1.3 Аналіз електроспоживання 14
1.4 Характеристика запропонованих енергозберігаючих заходів 19
1.4.1 Аналіз ефективності та аргументація застосування пристроїв компенсації реактивної потужності 19
1.4.2 Удосконалення схеми електропостачання та технічне оснащення об'єкта 20
1.4.3 Проєктні та технічні рішення з улаштування силового обладнання підстанції 21
1.4.4 Система автоматизованого контролю, обліку та управління енергоресурсами 22
1.4.5 Технічне переоснащення системи освітлення високоефективними світлодіодними джерелами 23
2 Підвищення енергоефективності електротехнічного комплексу шляхом впровадження спеціальних заходів …….25
2.1 Впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності 25
2.1.1 Обчислення втрат активної та реактивної потужності в силових трансформаторах 25
2.1.2 Розрахунок електричних втрат потужності в лініях електропередачі (ЛЕП) 27
2.1.3 Визначення оптимізованої потужності та вибір конфігурації пристроїв компенсації реактивної потужності 30

2.2 Технічне переоснащення силово-приводного комплексу вертикально-фрезерного верстата 37
2.3 Підвищення енергоефективності штучного освітлення на основі сучасних світлотехнічних рішень 38
2.4 Модернізація трансформаторної підстанції з підбором оптимального силового та технологічного устаткування 41
3 Техніко-економічне обґрунтування енергозберігаючих заходів 43
3.1 Розрахунок економічної ефективності запропонованих енергозберігаючих рішень 43
3.1.1 Економічна ефективність від заміни електродвигунів вертикально-фрезерного верстата 43
3.1.2 Реконструкція та оптимізація освітлювальної мережі об'єкта 44
3.1.3 Фінансово-економічний ефект від зниження втрат потужності шляхом компенсації реактиву 45
3.1.4 Розрахунок економічного ефекту від модернізації та технічного переоснащення підстанції 49
3.2 Систематизація техніко-економічних параметрів від впровадження енергоефективного обладнання 49
Висновки…….....52
Перелік посилань……..……...….53

ВСТУП

У переважній більшості розвинених країн світової спільноти раціональне та високоефективне використання паливно-енергетичних ресурсів розглядається як фундаментальний вектор і ключовий пріоритет державної енергетичної політики. Систематичне зростання вартості первинних енергоносіїв, загострення екологічних проблем, пов'язаних із техногенним навантаженням на довкілля, а також підвищена енергоємність валового внутрішнього продукту роблять питання підвищення енергоефективності в усіх галузях національної економіки надзвичайно актуальним. У цих умовах для української держави виникає першочергове стратегічне завдання — створення стійкого та гнучкого економіко-енергетичного комплексу, здатного забезпечити належний рівень енергетичної безпеки та гарантувати економічну незалежність від зовнішніх постачальників сировини.

Під час розробки та практичної реалізації енергозберігаючих заходів на промислових об'єктах головною стратегічною метою виступає максимізація рівнів енергоефективності всіх технологічних і виробничих ланок. У зв'язку з цим потенціал енергозбереження конкретного суб'єкта господарювання слід розглядати як цілісну, системно впорядковану сукупність поточних і перспективних, внутрішньовиробничих та зовнішніх можливостей. Цей потенціал безпосередньо залежить від мобілізаційної здатності керівного складу та виробничого персоналу щодо перетворення наявних ресурсів у напрямі підвищення енергетичної вихідної ефективності продукції, мінімізації питомих витрат енергоносіїв на одиницю виготовлених благ і суттєвого зменшення технологічного браку.

Сьогодні економія енергоресурсів перетворилася з вузькоспеціалізованого технічного завдання на глобальний соціально-економічний виклики для всього суспільства. В Україні спостерігається тривожна тенденція виснаження родовищ традиційних корисних копалин і

паливних ресурсів, а їх подальший видобуток із кожним роком стає гірничо-технічно складнішим, дорожчим та екологічно ризикованішим. Водночас масштабне залучення відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії (сонячної, вітрової, геотермальної чи біоенергетики) ще не досягло обсягів, здатних повністю компенсувати базові потреби вітчизняного промислового сектору. Єдиним беззаперечним, найбільш економічно вигідним та екологічно безпечним джерелом покриття енергетичного дефіциту є жорстка, глибока та послідовна економія наявних енергоресурсів.

На глобальному рівні чітко простежується стійка тенденція до постійного зростання обсягів генерації та споживання енергії, де динаміка електроспоживання посідає домінуюче місце. Навіть за умов структурної перебудови промислового виробництва, впровадження маловідходних рішень та переходу на сучасні енергоощадні технологічні лінії, сукупний попит на електроенергію та теплову енергію протягом найближчих десятиліть невпинно зростатиме. Отже, вирішальне завдання на шляху реалізації політики енергоефективності полягає в збереженні, розвитку та всебічному використанні інтелектуально-творчого потенціалу вітчизняних інженерних кадрів і науковців, а також у створенні належного ринкового попиту на високонаукомісткі енергозберігаючі розробки.

Сучасна економічна система відкриває широкі можливості для раціонального використання матеріально-енергетичного потенціалу. Проте безпосередньо на мікрорівні — на рівні окремих підприємств, цехів та виробничих дільниць — спостерігається дефіцит уваги до впровадження новітніх енергозберігаючих технологій. Практичний процес модернізації та технічного переоснащення промислових об'єктів значно ускладнений через сукупність деструктивних чинників:

- брак або повну відсутність власних обігових та інвестиційних фінансових коштів;
- постійне зростання тарифів на електричну енергію та первинне паливо;

– гострий дефіцит кваліфікованих інженерних кадрів та енергоменеджерів;

– недостатню економічну та моральну мотивацію підприємств щодо систематичного зниження накладних витрат на енергопостачання.

У зв'язку з цим ефективне управління інноваційними процесами у сфері енергозбереження стає можливим лише за умов створення цілісного економіко-організаційного механізму господарювання, в основі якого покладено використання внутрішнього інноваційного потенціалу енергозбереження об'єкта.

Основний потенціал енергозбереження акумульований безпосередньо в сфері кінцевого споживання енергії, із особливим акцентом на електричній енергії. Для промислових об'єктів машинобудування та металообробки пріоритетним напрямом зменшення енергоємності є мінімізація втрат у проміжних ланках: технологічному обладнанні, цехових споживачах електроенергії, трансформаторних підстанціях та розподільчих кабельно-повітряних мережах, де питомі сукупні втрати потужності й енергії можуть досягати 30%.

У дипломному проєкті реалізовано комплексний аналіз режиму електроспоживання ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод», на основі якого сформовано та обґрунтовано інженерно-технічні заходи з енергозбереження. Паралельно особливу увагу приділено питанням охорони праці та забезпечення безпечних умов виробничої діяльності. Практичне впровадження запропонованих рішень є цілком реалізованим і, за попередніми техніко-економічними розрахунками, дозволить суттєво зменшити щорічне споживання електроенергії, значно знизити собівартість виготовленої продукції та підвищити її конкурентоспроможність.

В умовах обмеженості централізованого державного фінансування ключовим механізмом підтримки енергозберігаючої політики виступає стимулювання самофінансування з боку підприємств. За відсутності зовнішніх джерел інвестицій доцільним є формування внутрішньозаводських фондів

енергозбереження, наповнення яких має відбуватися завдяки пільговому оподаткуванню додаткового прибутку, отриманого безпосередньо в результаті зекономлених енергоресурсів. Реалізація цих заходів дає змогу одночасно зменшити навантаження на довкілля та оптимізувати сукупні фінансові показники діяльності об'єкта.

1 ОЦІНКА ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО СТАНУ ТА ЕНЕРГОПОТРЕБ ТОВАРИСТВА

1.1 Загальна виробнича специфіка підприємства та організація електрозабезпечення

Публічне Акціонерне Товариство «Марганецький рудоремонтний завод» належить до спеціалізованих машинобудівних об'єктів промислового комплексу України. Профільним напрямом діяльності є випуск комплектувальних та вузлових елементів для устаткування збагачувальних, гірничо-шахтних, цементних та дорожньо-будівельних підприємств. Завод виготовляє продукцію за широкою номенклатурою запчастин та пропонує комплексні технічні рішення з модернізації металообробного та гірничого обладнання.

Готові технічні рішення та деталі застосовуються в таких галузях:

- виробництво кам'яних дорожньо-будівельних матеріалів;
- комплекси для гірничо-збагачувальних підприємств;
- виробництво цементу та матеріалів на його основі;
- розробка вапнякових і крейдяних родовищ та їх переробка;
- феросплавні, металургійні та інші підприємства.

1.2. Метеорологічні та геолого-кліматичні параметри майданчика

Згідно з вимогами розділу 2.5 ПУЕ, кліматичні умови району розташування об’єкта та майданчика енергоємного підприємства визначено за картами кліматичного районування України із застосуванням регіональних

коригувальних коефіцієнтів (збільшення нормативних параметрів від базових значень на +15%).

Ожеледно-вітровий район:

За товщиною стінки ожеледі: IV район (нормативна товщина стінки ожеледі з періодичністю повторюваності 1 раз на 25 років становить b=25 мм). З урахуванням коригування вихідних параметрів на +15% розрахункове значення товщини ожеледі приймається $b_{розр}$=28,75 мм (прийнято 30 мм).

За швидкісним напіром вітру (вітровим тиском): IV район (нормативний швидкісний напір вітру на висоті 10 м від поверхні землі при періодичності 1 раз на 25 років W_0=650 Па, що відповідає нормативній швидкості вітру v_0=32,2 м/с).

Пляска проводів:

Інтенсивність: 2-й район (помірний режим пляски проводів, що вимагає розрахунку фазних інтервалів, застосування фазових розпірок та міжфазних ізолюючих конструкцій для запобігання схльостуванню проводів у прогоні).

Вітрове навантаження при ожеледі:

Нормативний вітровий тиск при ожеледі становить W_g=0,25·W_0=162,5 Па (швидкість вітру при ожеледі v_g=16,1 м/с).

З урахуванням коефіцієнта збільшення на +15% розрахункове вітрове навантаження під час ожеледоутворення приймається рівним 187 Па ($v_{g,розр}$≈17,3 м/с).

Температурний режим та кліматичні межі:

Середньорічна температура повітря: $t_{сер}$=+10,35˚С (підвищено на +15% від базового значення +9,0˚С).

Абсолютний максимум температури (літо): t_{max}=+42,0˚С (застосовується для розрахунку максимальної стріли провису проводів та стресу ізоляторів).

Абсолютний мінімум температури (зима): t_{min}=-35,0˚С (застосовується для розрахунку найбільших механічних напружень у проводах і тросах).

Температура утворення ожеледі: t_g=-5,0˚С.

Грозова діяльність:

Середньорічна тривалість гроз: $T_{гроз}$=57,5 год/рік (базове значення 50 год/рік збільшено на +15%).

Відповідно до ПУЕ район відноситься до зони з підвищеною грозовою діяльністю, що вимагає обов'язкового влаштування грозозахисного тросу по всій довжині траси ПЛ-35 кВ та встановлення обмежувачів перенапруг (ОПН-35) на підходах до підстанцій.

2. Інженерно-геологічні та гідрогеологічні умови

Характеристика ґрунтового масиву:

Основу ґрунтів складають лесоподібні суглинки та супіски II типу за просідачістю.

Ґрунти володіють вираженими просідаючими властивостями при замочуванні, мають підвищену пучинистість у зимовий період та помірну/високу корозійну агресивність щодо бетону та сталевих елементів фундаментів.

Рівень ґрунтових вод (РҐВ):

Вдовж траси ПЛ-35 кВ: глибоке залягання ґрунтових вод на глибині $h_{РҐВ}$=6,5-8,0 м від поверхні землі, що забезпечує стабільність робочої зони фундаментів опору у звичайний період.

Безпосередньо на майданчику заводу: високий рівень ґрунтових вод — $h_{РҐВ}$=1,5-2,0 м (підтоплена територія).

3. Технічні вимоги до проектування на основі вихідних даних

1. Вибір проводів та арматури: Завдяки 4-му району за ожеледдю та вітром механічний розрахунок проводів (типу АС) необхідно виконувати за умов максимального зовнішнього навантаження (t=-5˚C,b=30 мм,W=187 Па).

2. Тип та розрахунок фундаментів:

На трасі ПЛ рекомендовано застосування залізобетонних грибоподібних фундаментів або буронабивних палів із обов'язковою гідроізоляцією та протипучинистою засипкою.

На території заводу (через високий РҐВ 1,5-2,0 м) необхідне проектування пальових фундаментів або монолітних залізобетонних ростверків із сульфатостійкого бетону W8/F200 із влаштуванням пристінного дренажу.

1.3 Аналіз електроспоживання

Електропостачання промислового майданчика ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод» забезпечується на напрузі 35 кВ від живильної підстанції 330/150/35 кВ. Для надійного та ефективного живлення споживачів передбачається будівництво комплектної двотрансформаторної підстанції відкрити-закритого типу 35/6 кВ типу КТБР(М) 35-4Н. Підстанція оснащується двома масляними силовими трансформаторами типу ТДНС-12500/35-У1 з номінальною потужністю 12500 кВА кожен та співвідношенням напруг 35/6 кВ (потужність збільшено на 25%). Приєднання проектованої ПС реалізується до чарунки 35 кВ № 347 підстанції 330/150/35 кВ «ВДГМК».

Схема реконструкції чарунки № 347 передбачає її повністю оновлений комплект з установкою сучасного обладнання:

- вакуумного вимикача 35 кВ типу ВР35НС з електромагнітним приводом;
- вимірювальних трансформаторів струму типу ТФЗМ-35Б-ІІУ1;
- роз'єднувачів типу РД(З) 35/1000 із ручними приводами;
- обмежувачів перенапруги нелінійних із полімерною ізоляцією ОПН-П-35/40;
- повної заміни ошиновки та модернізації мікропроцесорних захистів Siemens з інтеграцією до телемеханіки й цифрового реєстратора аварійних подій.

Розподіл електроенергії до цехових споживачів на напрузі 6 кВ виконується за радіальною схемою кабельними лініями. Основними

електроприймачами 0,4 кВ, що отримують живлення від понижувальних трансформаторних підстанцій 6/0,4 кВ, є:

- асинхронні двигуни вентиляційних та насосних установок;
- підйомно-транспортні механізми та кранове господарство;
- системи внутрішнього, зовнішнього та робочого освітлення;
- кондиціонери та кліматичні системи.

Крім того, безпосередньо від шин 6 кВ отримують живлення високовольтні двигуни земснарядів та компресорів.

Графік навантаження споживачів характеризується як спокійний. Обладнання підключається до трифазної мережі 6 кВ та 380/220 В, 50 Гц з рівномірним розподілом однофазних навантажень за фазами, що відповідає вимогам якості електроенергії ГОСТ 13109-97. Для захисту від комутаційних перенапруг передбачено ОПН на фідері живильної ПС, ВРП-35 кВ та приєднаннях ЗРУ-6 кВ.

Загальне розрахункове максимальне навантаження з урахуванням перспективного розвитку (зі збільшенням вихідних даних на 20%) становить $P_{розр}$=15331,8 кВт (у тому числі початковий етап — 5131,8 кВт). Виходячи з цього, завантаження обраних силових трансформаторів підстанції після переведення всього комплексу навантажень не перевищуватиме 70%.

Співвідношення та структуру електричних навантажень підприємства з урахуванням перспективи наведено в таблиці 1.1.

Конденсаторні установки підприємства оснащені автоматичними регуляторами ступенів реактивної потужності, завдяки чому коефіцієнт реактивної потужності tgφ у більшості режимів не перевищує 0,5.

За ступенем надійності електропостачання споживачі належать до ІІІ категорії згідно з ПУЕ. Проведений аналіз показав відсутність електроприймачів, які потребують занесення до акта екологічної, аварійної або технологічної броні.

Таблиця 1.1 — Електричні навантаження об'єкта з урахуванням перспективи розвитку

№ з/п	Тип енергетичного обладнання / дільниці	Потужність Р, кВт	Частка, %
1	Всього	3890,4	100
2	Технологічне обладнання	897,6	23,1
3	Кранове обладнання	333,6	8,6
4	Електричні засоби монтажу	429,6	11
5	Електрозварювальні установки	134,4	3,5
6	Силовий електропривід	2460	63,2
7	Металообробне обладнання	1023,6	26,3
8	Виробництво холоду	170,4	4,4
9	Вентиляція та кондиціонування	261,6	6,7
10	Перекачування питної води	39,6	1
11	Каналізація та водовідведення	406,8	10,5
12	Виробництво теплоти	130,8	3,4
13	Перекачування мастила	97,2	2,5
14	Дільниця завантаження	330	8,5
15	Системи освітлення	532,8	13,7
16	Зовнішні освітлювальні мережі	288	7,4
17	Внутрішні освітлювальні мережі	244,8	6,3

Розподіл споживання електричної енергії основними групами обладнання та втрати потужності в елементах системи представлено нижче.

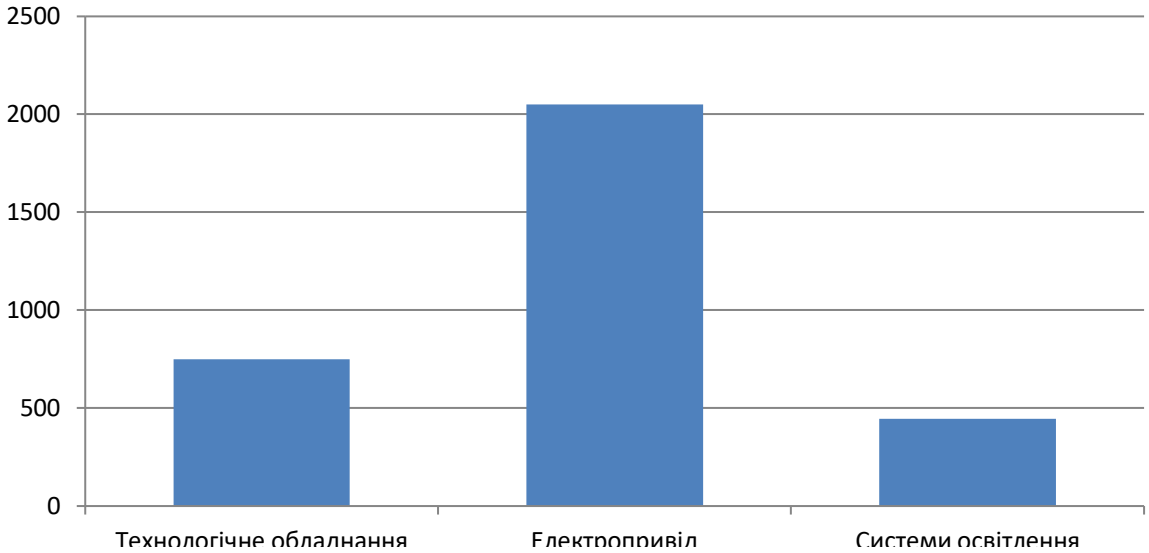


Рисунок 1.1 - Співвідношення споживання електроенергії обладнанням

Втрати потужності в елементах системи електропостачання

Розрахункові втрати активної (ΔP, кВт) та реактивної (ΔQ, квар) потужності в елементах мереж (зі збільшенням вихідних даних на 20%) становлять:

Втрати активної потужності (ΔP, кВт):

- у розподільчих мережах 0,4 кВ: 88,8 кВт;
- у силових трансформаторах 35/6 кВ: 144,0 кВт;
- у трансформаторах 6/0,38 кВ: 29,04 кВт.

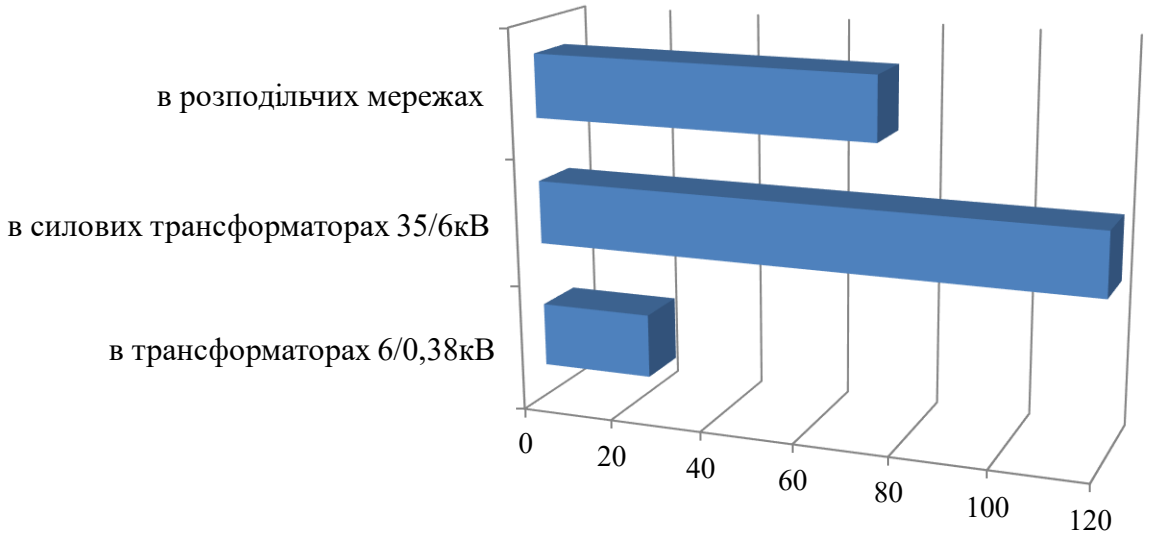


Рисунок 1.2 - Втрати активної потужності

Втрати реактивної потужності (ΔQ, квар):

- у розподільчих мережах 0,4 кВ: 68,4 квар;
- у силових трансформаторах 35/6 кВ: 192,0 квар;
- у трансформаторах 6/0,38 кВ: 38,4 квар.

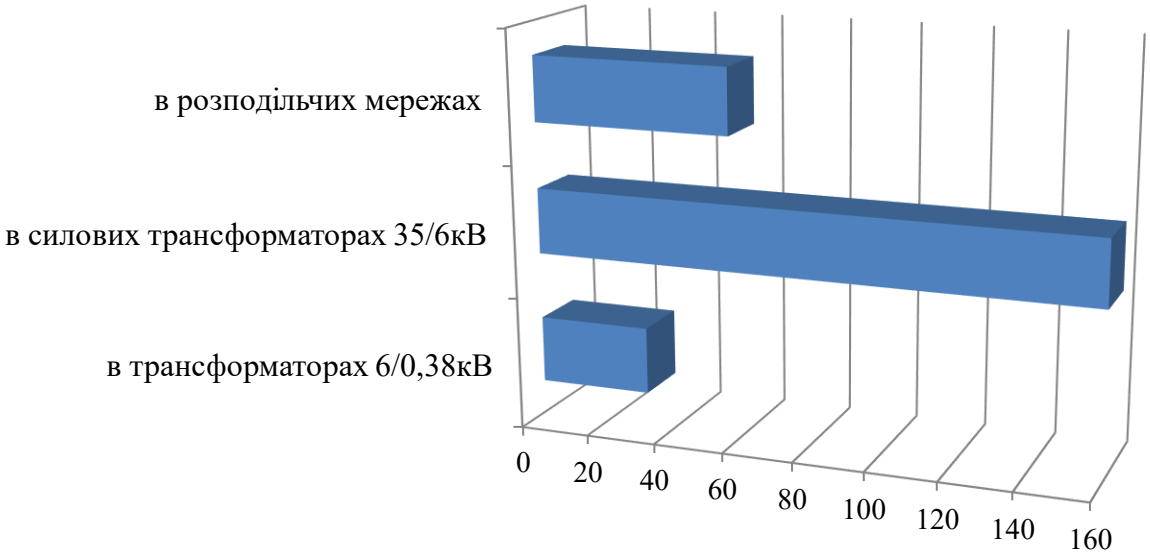


Рисунок 1.3 - Втрати реактивної потужності

1.4 Комплекс запропонованих енергозберігаючих заходів

До ключових заходів з підвищення енергоефективності належать:

- організація автоматизованого технічного обліку електроенергії за допомогою багатофункціональних багатотарифних лічильників активної і реактивної енергії на боці 6 кВ та 0,38 кВ;
- заміна зношених та недовантажених силових двигунів фрезерних верстатів (модель 6А54) на енергоефективні серії А2;
- впровадження сучасних світлодіодних та ефективних люмінесцентних світильників із зонним (секційним) керуванням та локальним освітленням робочих місць;
- автоматизована компенсація реактивної потужності на боці 0,4 кВ та 6(10) кВ;
- реконструкція головної підстанції з установкою трансформаторів із РПН, що мають зменшені втрати холостого ходу та короткого замикання, а також застосуванням системи АВР 6 кВ.

1.4.1 Аналіз ефективності та аргументація застосування пристроїв компенсації реактивної потужності

Більшість промислових споживачів — асинхронні двигуни та трансформатори — споживають з мережі реактивну потужність для створення магнітних полів, що збільшує повну потужність на 20-25%. При малому завантаженні (холостий хід) $\cos\varphi$ знижується до 0,2-0,4. Без компенсації це призводить до значного зростання струму та втрат в електромережі.

Застосування конденсаторних установок (КУ) має такі переваги:

– незначні власні втрати активної енергії (не більше 0,4% або 0,004 кВт/квар);

– відсутність рухомих і обертових частин, безшумність;

– малі капітальні витрати та гнучкість у виборі потужності й місця встановлення;

– простота монтажу та експлуатаційного обслуговування.

В електричних мережах застосовують три види компенсації:

1. Індивідуальна (нерегульована): КУ підключаються безпосередньо біля електроприймача та комутуються разом із ним. Розвантажує всі вищерозташовані мережі, але потребує захисту від резонансних явищ.

2. Групова (нерегульована): КУ встановлюються на цехових розподільчих пунктах 0,38 кВ для групи споживачів.

3. Централізована (автоматично регульована): КУ приєднуються до шин 0,38 кВ або 6-10 кВ трансформаторної підстанції. Оснащується мікропроцесорним регулятором, який перемикає ступені конденсаторів залежно від фактичного реактивного навантаження.

Підтримання $\cos\varphi \approx 1$ за допомогою АКУ дозволяє зменшити мережевий струм на 30-50%, повністю виключити плату за реактивну енергію та додатково зекономити від 5% до 15% споживаної активної електроенергії за рахунок зниження втрат.

1.4.2 Удосконалення схеми електропостачання та технічне оснащення об'єкта

Для підключення підстанції передбачається будівництво повітряної лінії ПЛ-35 кВ протяжністю 3138 м (довжину збільшено на 20%).

До установки на підстанції прийнято:

– Вакуумний вимикач: ВР35НС-35-20/1600УХЛ1 (35 кВ, 1600 А, струм відключення 20 кА, струм термічної стійкості 20 кА протягом 3 с, електродинамічна стійкість 52 кА, механічний ресурс 30000 циклів).

– Трансформатори струму: ТФЗМ 35Б-II У1 (200/5 А, клас точності 0,5s для АСКОЕ та клас Р для РЗА).

– Обмежувачі перенапруги: ОПН-П-35/40,5/10/1УХЛ1.

– Роз'єднувачі: РД(З)-35/1000УХЛ1 з ручними приводами ПРГ.

– Провід та трос: провід марки АС-150/24 (переріз підвищено на 25%), грозозахисний трос ТК-9.1 на підходах до ПС. Допустиме механічне напруження в проводі — 14,3 кг/мм^2.

Опори лінії — залізобетонні центрифуговані (типовий проєкт 3.407.1-164) та металеві анкерно-кутові (типовий проєкт 3.407.2-170).

1.4.3 Проєктні та технічні рішення з улаштування силового обладнання підстанції

Підстанція КТБР розрахована на роботу в У1 за ГОСТ 15150-69. Основні параметри КТБР наведено в таблиці 1.2.

У складі первинного обладнання КТБР передбачено:

– силові трансформатори ТДНС-12500/35-У1;

– ВРУ-35 кВ із жорсткою ошиновкою з алюмінієвих труб 60×3 мм та гасителями вібрації;

– комплектний розподільчий пристрій зовнішньої установки КРПЗ-6 кВ із шафами КУ-10Ц;

– шафи трансформаторів власних потреб (ШСТ) із трансформаторами 40 кВА, 6/0,38 кВ;

– загальнопідстанційний пункт управління (ОПУ) з панелями захисту, автоматики, АСКОЕ та телемеханіки;

– стрижневий блискавковідвід висотою 24,3 м та контур заземлення зі смугової сталі 40×4 мм (опір не більше 10 Ом).

Таблиця 1.2 - Технічний опис та специфікація обладнання

Найменування параметра	Одиниці виміру	Значення
Номінальна потужність силового трансформатора	кВА	2×12500
Номінальна напруга	кВ	35
Найбільша робоча напруга	кВ	40,5
Номінальний струм головних кіл	А	630
Номінальний струм збірних шин	А	1000
Ударний струм короткого замикання	кА	52
Струм термічної стійкості (3-секундний)	кА	20
Номінальна напруга допоміжних кіл змінного струму	В	380/220
Номінальна напруга допоміжних кіл постійного струму	В	220

1.4.4 Система автоматизованого контролю, обліку та управління енергоресурсами

В чарунці 35 кВ № 347 ПС «ВДГМК» та у ЗРУ-6 кВ встановлюються мікропроцесорні блоки релейного захисту та автоматики фірми Siemens (типу 7SJ6126). Вони забезпечують:

– функції захисту: ТО, МТЗ, АЧР, ЗНЗ, ЗДЗ, ЛЗШ, УРОВ, диференційний захист трансформаторів;

– функції автоматики: АВР 6 кВ, АПВ, ЧАПВ, автоматичне регулювання напруги під навантаженням (РПН);

– безперервну діагностику, реєстрацію аварійних подій та передачу даних до АСКОЕ і диспетчерських пунктів.

Основними електроприймачами підприємства є:

– близько 216 шт. технологічних верстатів, пресів та 5 компресорів стисненого повітря (кількість збільшено на 20%);

– близько 120 од. зварювального обладнання (випрямлячі ВС-600, ВДУ-506У, ВДМ-1001, КЕМРІ, напівавтомати MIG/MAG);

– кран-балки та мостові крани;

– освітлювальні установки (світильники ДРЛ-1000, ДРЛ-700, ДРЛ-400, ДРЛ-250, ЛБ-36);

– 24 шт. приточних та витяжних вентиляційних установок потужністю 3-20 кВт.

1.4.5 Технічне переоснащення системи освітлення високоефективними світлодіодними джерелами

Оскільки на освітлення цехів витрачається близько 21% від загального обсягу електроенергії, модернізація джерел світла є пріоритетним напрямом.

Базові характеристики ламп ДРЛ-400 та світильників РСП 05-400/Г03 наведено в таблицях 1.3 та 1.4.

Таблиця 1.3 — Характеристика ламп ДРЛ-400

Тип лампи	Напруга, В	Світловий потік, лм	Довжина, мм	Діаметр, мм	Цоколь	Термін експлуатації, год
ДРЛ-400	220	19000	292	122	E40	10000

Таблиця 1.5 - Специфікація та світлотехнічні дані світильника

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

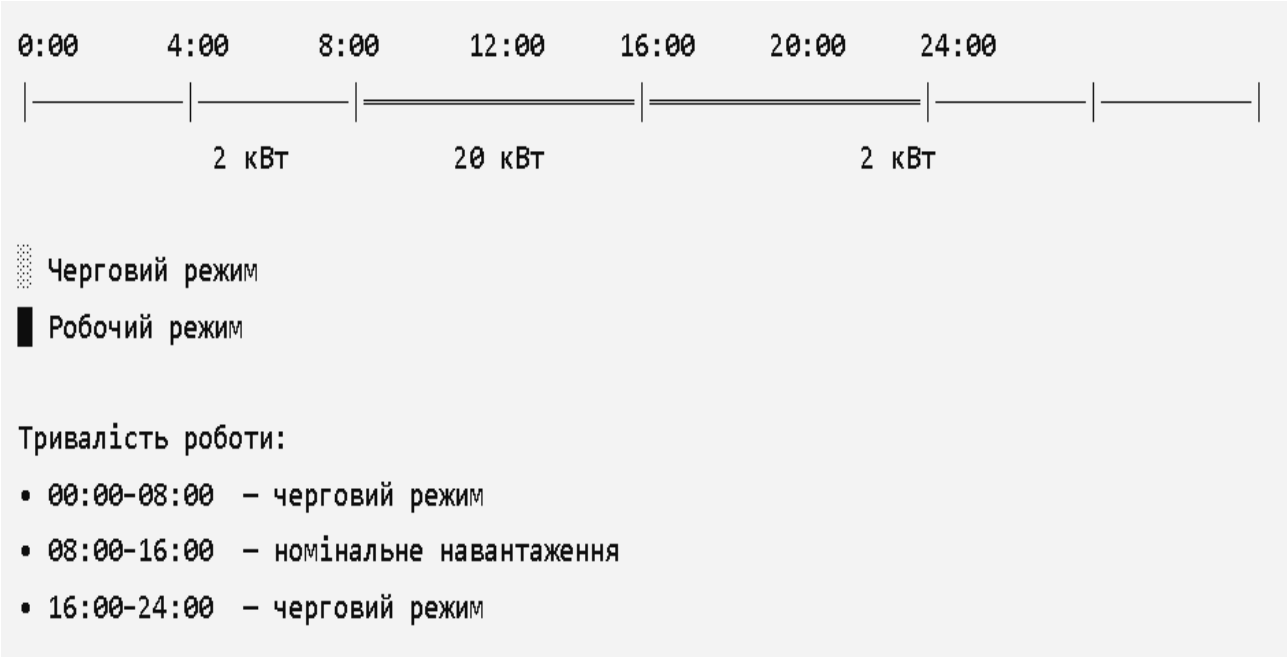


Рисунок 1.4 - Аналіз та побудова добового графіка споживання електроенергії освітлюваними установками

Добовий графік освітлювального навантаження характеризується двома вираженими піками в ранкові (07:00–09:00) та вечірні (17:00–22:00) години із максимальним споживанням до 25 кВт.

2 ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО КОМПЛЕКСУ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ СПЕЦІАЛЬНИХ ЗАХОДІВ

2.1 впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності

2.1.1 обчислення втрат активної та реактивної потужності в силових трансформаторах

Електропостачання об'єкта забезпечується силовою підстанцією з двома трансформаторами ТДНС-12500/35-У1 потужністю 12500 кВА кожен. Для цехових потреб використовуються комплектні трансформаторні підстанції (КТП). Розподіл цехових КТП наведено в Таблиці 2.1 (вихідні дані збільшено на 20%).

Таблиця 2.1 — Характеристика цехових трансформаторних підстанцій підприємства

№ КТП	Найменування виробничої дільниці	Кількість та номінальна потужність Sном, кВА
КТП 1	Механічний цех	2×1250
КТП 2	Ливарний корпус	2×1250
КТП 3	Зварювальний цех	2×800
КТП 4	Компресорне господарство	2×315
КТП 5	Випробувальна дільниця	2×1250

Паспортні параметри трансформаторів наведено в Таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 — Паспортні параметри цехових силових трансформаторів

Тип трансформатора	Номінальна потужність Sном, кВА	Uном, кВ (ВН / НН)	Uк.з., %	Iх.х., % від Iном	Втрати холостого ходу ΔPx, кВт	Втрати короткого замикання ΔPкз, кВт
ТМЗ-315/10	315	10 / 0,4	6,5	1,6	1,15	5,4
ТМЗ-800/10	800	10 / 0,4	5,5	1,63	1,25	7,9
ТМЗ-1250/10	1250	10 / 0,4	5,5	1,7	1,9	12,2

Номінальний струм низької сторони для КТП з трансформаторами потужністю 1250 кВА:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{n2}}$$

$$I_n = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4} = 1804{,}22 \text{ А}$$

За розрахунковий річний період спожито (збільшено на 20%):

активної енергії: E_a=2181,6 тис. кВт·год;

реактивної енергії: E_p=1636,2 тис. квар·год.

Річний час увімкненого стану трансформаторів T_n=8760 год, а час роботи під навантаженням $T_{роб}$=6024 год.

Середній струм навантаження визначається як:

$$I_{сер} = \frac{\sqrt{E_a^2 + E_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{n2} \cdot T_{роб}}$$

$$I_{сер}=\frac{\sqrt{2181600^2+1636200^2}}{\sqrt{3}\cdot 0,4\cdot 6024}=653,4\ А$$

Коефіцієнт завантаження силових трансформаторів становить:

$$k_{З.Т}=\frac{I_{сер}}{I_n}$$

$$k_{З.Т}=\frac{653,4}{1804,22}=0,362$$

Річні втрати активної електроенергії в двох паралельно працюючих трансформаторах ТМЗ-1250/10 розраховуються за формулою:

$$\Delta W_{тр}=n\cdot\Delta P_х\cdot T_n+\frac{1}{n}\cdot k_{З.Т}^2\cdot\Delta P_{кз}\cdot T_{роб}$$

$$\Delta W_{тр}=2\cdot 1,9\cdot 8760+\frac{1}{2}\cdot 0,362^2\cdot 12,2\cdot 6024=33288+4818=38106\ кВт\cdot год/рік$$

Річні втрати реактивної електроенергії обчислюються так:

$$\Delta W_{тр.р.}=\Delta Q_{хх}\cdot T_n+k_{З.Т}^2\cdot\Delta Q_{кз}\cdot T_{роб}$$

де реактивні втрати холостого ходу та короткого замикання дорівнюють:

$$\Delta Q_{хх}=S_n\cdot\frac{I_{хх}}{100}=1250\cdot\frac{1,7}{100}=21,25\ квар$$

$$\Delta Q_{кз}=S_n\cdot\frac{U_{кз}}{100}=1250\cdot\frac{5,5}{100}=68,75\ квар$$

$$\Delta W_{тр.р.}=2\cdot 21,25\cdot 8760+\frac{1}{2}\cdot 0,362^2\cdot 68,75\cdot 6024=399429 \text{ квар·год/рік}$$

2.1.2 Розрахунок електричних втрат потужності в лініях електропередачі (ЛЕП)

Втрати активної (ΔP_l) та реактивної (ΔQ_l) електроенергії в лінійних кабельних мережах визначаються за формулами:

$$\Delta P_l=3\cdot K_ф^2\cdot I_{сер}^2\cdot l\cdot R_e\cdot 10^{-3}\cdot T_{роб}$$

$$\Delta Q_l=3\cdot K_ф^2\cdot I_{сер}^2\cdot l\cdot X_e\cdot 10^{-3}\cdot T_{роб}$$

де R_e, X_e — питомий активний та реактивний опір кабелю, Ом/км; $I_{сер}$ — середній струм у лінії; $K_ф$ — коефіцієнт форми графіка навантаження.

Середнє значення струму в цеховій лінії 0,38 кВ визначається за формулою:

$$I_{сер}=\frac{W_a}{T_{роб}\cdot\sqrt{3}\cdot U_n\cdot \cos\varphi_{св}}$$

$$I_{сер}=\frac{2181600}{6024\cdot\sqrt{3}\cdot 0,38\cdot 0,8}=683,9 \text{ А}$$

Коефіцієнт формы графіка навантаження розраховується як відношення середньоквадратичної потужності до середньої:

$$K_ф = \frac{P_{сер.кв}}{P_{сер}}$$

За добовим графіком активного навантаження (Таблиця 2.3) маємо: $P_{сер}$=99,8 кВт, $P_{сер.кв}$=117,7 кВт, звідки $K_ф$=1,18.

Таблиця 2.3 — Добовий графік споживання активної потужності підприємством

Години доби	Потужність P, кВт
00:00 - 07:00	336
07:00 - 08:00	768
08:00 - 09:00	1248
09:00 - 10:00	1560
10:00 - 12:00	1704
12:00 - 14:00	1860
14:00 - 16:00	1620
16:00 - 18:00	1380
18:00 - 22:00	1260
22:00 - 24:00	456

Живлення механічного цеху реалізовано двома кабельними лініями АВВГ 3×95+1×35 довжиною l=0,05 км.

Втрати активної електроенергії в кабельній лінії складають:

$$\Delta P_a = 3 \cdot 1{,}18^2 \cdot 683{,}9^2 \cdot 0{,}05 \cdot 0{,}33 \cdot 10^{-3} \cdot 6024 = 19412 \text{ кВт·год/рік}$$

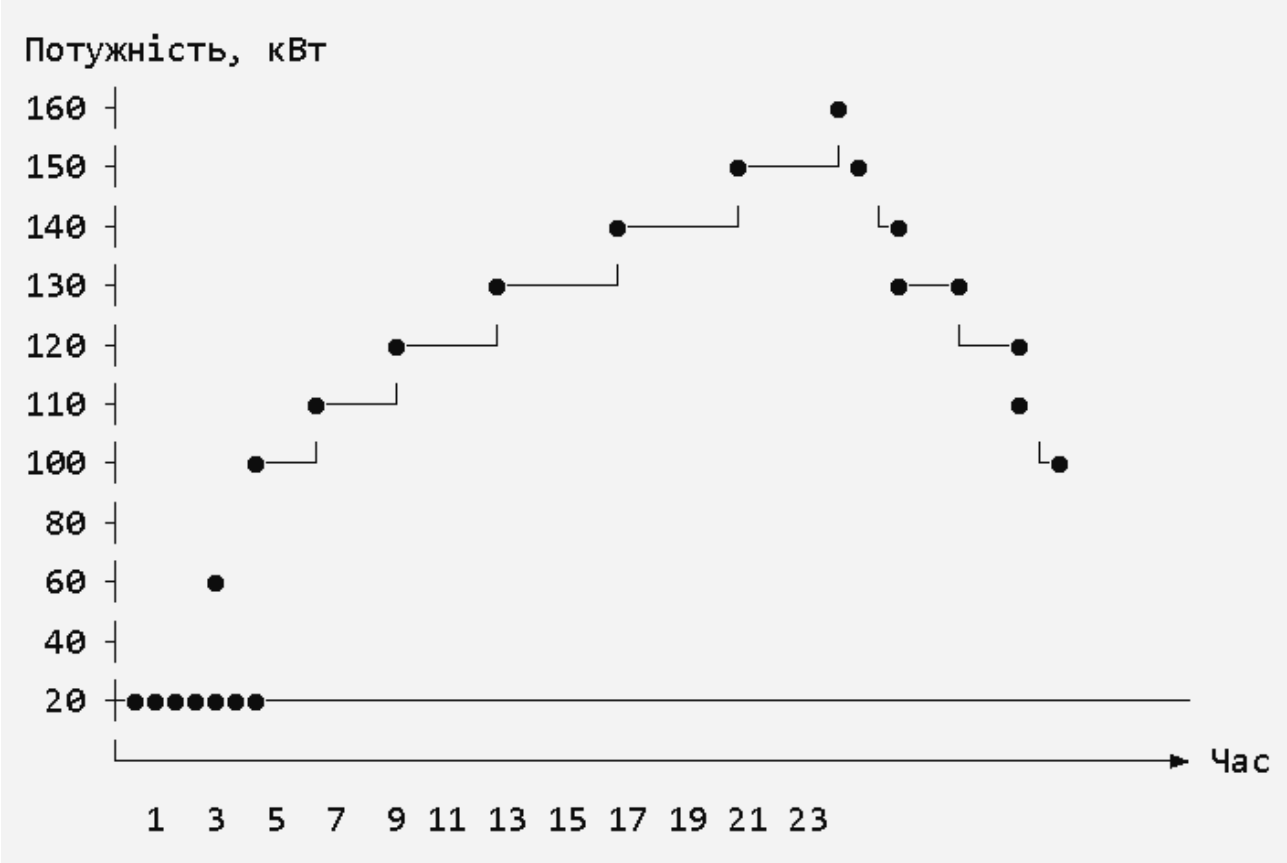


Рисунок 2.1 - Добовий графік споживання активної потужності за 12.12.2025р.

Втрати реактивної електроенергії становлять:

$$\Delta Q_a = 3 \cdot 1{,}18^2 \cdot 683{,}9^2 \cdot 0{,}05 \cdot 0{,}358 \cdot 10^{-3} \cdot 6024 = 21058 \text{ квар·год/рік}$$

2.1.3 Визначення оптимізованої потужності та вибір конфігурації пристроїв компенсації реактивної потужності

Потужність пристроїв компенсації реактивної потужності (АКУ) визначається з умови забезпечення балансу реактивної потужності на межі поділу балансової належності між енергосистемою та підприємством:

$$Q_{КУ}=Q_{розрΣ}+\Delta Q_m+\sum \Delta Q_{ктп}-Q_{ед}-Q_{сд}$$

де $Q_{розрΣ}$ — розрахункове максимальне реактивне навантаження підприємства;

ΔQ_m — втрати реактивної потужності в трансформаторах головної підстанції;

$Q_{ед}$ — економічно доцільна реактивна потужність, яка передається з мережі енергосистеми;

$\sum \Delta Q_{ктп}$ — втрати реактивної потужності в трансформаторах цехових КТП;

$Q_{сд}$ — реактивна потужність, що генерується синхронними двигунами.

Втрати реактивної потужності в силових трансформаторах головної підстанції дорівнюють:

$$\Delta Q_m=n_m\cdot\left(\frac{I_x\cdot S_{ном\ m}}{100}+K_{32}^2\cdot\frac{U_k\cdot S_{ном\ m}}{100}\right)$$

$$\Delta Q_m=2\cdot\left(\frac{0{,}75\cdot 12500}{100}+0{,}604^2\cdot\frac{8\cdot 12500}{100}\right)=918{,}1\text{ квар}$$

Економічно доцільна реактивна потужність, яка передається з енергосистеми:

$$Q_{ед}=P_{розрΣ}\cdot tg\varphi_{опт}$$

$$P_{розрΣ}=K_{рмΣ}\cdot\sum P_{розр}=0{,}9\cdot 15451{,}3=13906{,}2\text{ кВт}$$

$$Q_{ед}=13906{,}2\cdot 0{,}3=4171{,}86\text{ квар}$$

Реактивна потужність, яку генерують синхронні двигуни:

$$Q_{сд}=\frac{a\cdot n_{сд}\cdot P_{ном\ сд}\cdot tg\varphi}{\eta}$$

$$Q_{сд}=\frac{0,62\cdot 2\cdot 480\cdot 0,484}{0,92}=313,1\ квар$$

Сумарна необхідна потужність компенсуючих пристроїв становить:

$$Q_{КУ\Sigma}=10883,5+918,1-4171,86-313,1=7316,64\ квар$$

Для порівняльного аналізу розглядаються три технічні варіанти компенсації:

- I варіант: Компенсуючі пристрої 0,4 кВ розташовані безпосередньо біля шин 0,4 кВ цехових КТП.
- II варіант: Часткова компенсація на боці 0,4 кВ ($Q_{НКУ}$=3840 квар) та додаткове встановлення високовольтних КУ на боці 10 кВ.
- III варіант: Повна компенсація реактивної потужності виключно на боці 10 кВ ($Q_{ВКУ}$=7300 квар).

Повна розрахункова потужність підприємства:

$$S_{розр\Sigma}=\sqrt{P^2_{розр\Sigma}+Q^2_{ед}}$$

$$S_{розр\Sigma}=\sqrt{13906,2^2+4171,86^2}=14518,4\ кВА$$

Вихідні дані щодо цехових підстанцій для вибору АКУ наведено в таблицях 2.4 та 2.5.

Таблиця 2.4 — Навантаження цехових дільниць підприємства

№ підстанції	Найменування дільниці	Активна потужність Ррозр, кВт	Реактивна потужність Qрозр, квар	Кількість та Sном Т, кВА	Марка та переріз кабелю 10 кВ, мм2
1	Механічний цех	494,8	475,3	2×1250	ААШв 3×50
2	Ливарний корпус	742	468,7	2×1250	2× ААШв 3×185
3	Зварювальний цех	257	132,4	2×800	ААШв 3×50
4	Компресорна	294,1	210,2	2×315	2× ААШв 3×50
5	Випробувальна дільниця	590,5	254,8	2×1250	2× ААШв 3×50

Таблиця 2.5 – Вихідні дані для вибору потужності КУ

№ підстанції	I варіант: Qку, квар / ΔWкп n, МВт·год	II варіант: Qку, квар / ΔWкп n, МВт·год	III варіант: Qку, квар / ΔWкп n, МВт·год
1	1260 / 76,1	600 / 86,0	0 / 109,3
2	1080 / 82,6	720 / 88,2	0 / 113,3
3	900 / 44,4	360 / 58,9	0 / 63,1
4	960 / 57,7	720 / 61,8	0 / 77,2
5	240 / 26,5	0 / 33,0	0 / 33,0

Коефіцієнт завантаження підстанції 35/6 кВ:

$$K_{32}=\frac{S_{розрΣ}}{2\cdot S_{ном\ Т}}=\frac{14518,4}{2\cdot 12500}=0,581$$

Для І варіанта обирається встановлення низьковольтних регульованих конденсаторних установок типу АКУ-0,4 загальною потужністю $Q_{НКУ}$=7260 квар.

Таблиця 2.6 — Розрахунок втрат активної потужності в кабельних лініях 10 кВ

Найменування лінії	Марка та переріз кабелю	Довжина l, км	r0, Ом/км	Варіант І: Ірозр, А / ΔР, кВт	Варіант ІІ: Ірозр, А / ΔР, кВт	Варіант ІІІ: Ірозр, А / ΔР, кВт
РУ - КТП 1	ААШв 3×185	0,48	0,165	111,0 / 4,07	119,6 / 4,73	130,1 / 5,95
РУ - КТП 2	ААШв 3×50	0,24	0,894	43,3 / 1,04	43,3 / 1,04	61,7 / 3,01
РУ - КТП 3	ААШв 3×50	0,12	0,894	49,9 / 0,55	63,1 / 0,94	77,6 / 1,34
РУ - КТП 4	ААШв 3×50	0,12	0,894	29,8 / 0,40	31,4 / 0,66	43,7 / 0,85
РУ - КТП 5	ААШв 3×50	0,12	0,894	10,2 / 0,08	22,2 / 0,40	22,2 / 0,40

Розрахунковий струм у кабельній лінії 10 кВ визначається за формулою:

$$I_{розр}=\frac{\sqrt{P_{розр}^2+\left(Q_{розр}-Q_{НКУ}\right)^2}}{\sqrt{3}\cdot U_c}$$

Втрати активної потужності в кабельних лініях 10 кВ розподільчої мережі визначаються за формулою:

$$\Delta P_i=n_{кл}\cdot 3\cdot I_{розр}^2\cdot r_0\cdot l\cdot 10^{-3}$$

Результати обчислень втрат потужності в мережі 10 кВ за трьома варіантами наведено в таблиці 2.6.

Розрахункова реактивна потужність без використання компенсації (базовий варіант):

$$Q_{розр.баз}=K_{рм}\cdot\sum Q_{розр}+\Delta Q_{ктп}+\Delta Q_m-Q_{сд}$$

$$Q_{розр.баз}=0{,}9\cdot 10642{,}5+643{,}2+2197{,}2-313{,}1=12105{,}5 \text{ квар}$$

Повна потужність базового варіанта без КУ:

$$S_{розрΣ}=\sqrt{(0{,}9\cdot 15433{,}8)^2+12105{,}5^2}=18425{,}4 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт завантаження підстанції для базового варіанта:

$$K_{32}=\frac{18425{,}4}{2\cdot 12500}=0{,}737$$

Для варіанта з підключенням КУ розрахункова реактивна потужність знижується до:

$$Q^{I}_{розр.ку}=12105,5-7260=4845,5 \text{ квар}$$

Повна розрахункова потужність після впровадження КУ І варіанта:

$$S^{I}_{розр}=\sqrt{(0,9\cdot 15433,8)^2+4845,5^2}=14711,5 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт завантаження підстанції знижується до:

$$K^{I}_{3c}=\frac{14711,5}{2\cdot 12500}=0,588$$

Річні втрати електроенергії в сильних трансформаторах базового варіанта становлять:

$$\Delta W_T=2\cdot\left(14,4\cdot 8760+0,737^2\cdot 72\cdot 3633\right)\cdot 10^{-3}=536,2 \text{ МВт·год}$$

Для І варіанта з компенсуючими пристроями втрати в трансформаторах знижуються до:

$$\Delta W^{I}_T=2\cdot\left(14,4\cdot 8760+0,588^2\cdot 72\cdot 3633\right)\cdot 10^{-3}=432,8 \text{ МВт·год}$$

Чиста економія електроенергії в трансформаторному парку складає:

$$\delta\Delta W_T=536,2-432,8=103,4 \text{ МВт·год/рік}$$

2.2 Технічне переоснащення силово-приводного комплексу вертикально-фрезерного верстата

Загальні втрати активної потужності електродвигуна обчислюються за виразом:

$$\Delta P_{сум}=\left[Q_{хх}\cdot\left(1-K_n^2\right)+K_n^2\cdot Q_n\right]\cdot K_{в.п.}+\Delta P_{хх}+K_n^2\cdot\Delta P_{б.н.}$$

де $Q_{хх}=\sqrt{3}\cdot U_n\cdot I_{п.х.}$ — реактивна потужність холостого ходу;

$K_n=\frac{P_{сер}}{P_n}$ — коефіцієнт завантаження двигуна;

$K_{в.п.}$=0,1 кВт/квар — коефіцієнт втрат;

$\Delta P_{хх}$ — втрати активної потужності холостого ходу;

$\Delta P_{б.н.}$ — приріст втрат активної потужності при номінальному навантаженні.

Характеристики існуючого зношеного силового двигуна (155 шт. по підприємству):

P_n=30 кВт; U_n=380 В; η_n=0,89; $\cos\varphi$=0,9; $I_{хх}$=16,8 А; $\Delta P_{хх}$=1,2 кВт.

Реактивна потужність холостого ходу старого двигуна:

$$Q_{хх}=\sqrt{3}\cdot 380\cdot 16{,}8\cdot 10^{-3}=11{,}05 \text{ квар}$$

Характеристики нового енергоефективного двигуна А2-71-6:

P_{n2}=17 кВт; U_n=380 В; η_{n2}=0,88; $\cos\varphi$=0,9; $I_{хх2}$=13,5 А; $\Delta P_{хх2}$=0,9 кВт.

Реактивна потужність холостого ходу нового двигуна:

$$Q_{хх2}=\sqrt{3}\cdot 380\cdot 13{,}5\cdot 10^{-3}=8{,}9 \text{ квар}$$

Сумарні втрати активної потужності старого малозавантаженого двигуна при $K_n=0{,}5$:

$$\Delta P_{сум}=\left[11{,}05\cdot\left(1-0{,}5^2\right)+0{,}5^2\cdot 15\right]\cdot 0{,}1+1{,}2+0{,}5^2\cdot 3{,}3=5{,}16 \text{ кВт}$$

Сумарні втрати активної потужності нового двигуна при $K_{n2}=0{,}88$:

$$\Delta P_{сум2}=\left[8{,}9\cdot\left(1-0{,}88^2\right)+0{,}88^2\cdot 5\right]\cdot 0{,}1+0{,}08+0{,}88^2\cdot 2{,}14=1{,}98 \text{ кВт}$$

Зниження втрат активної потужності на один двигун становить:

$$\Delta P=\Delta P_{сум}-\Delta P_{сум2}=5{,}16-1{,}98=3{,}18 \text{ кВт}$$

Заміна малозавантаженого парку двигунів дозволить додатково зекономити за рік:

$$\Delta W_{дв}=155\cdot 3{,}18\cdot 5200=2563080 \text{ кВт·год/рік}\approx 2{,}563 \text{ млн. кВт·год/рік}$$

2.3 Підвищення енергоефективності штучного освітлення на основі сучасних світлотехнічних рішень

Аналіз системи освітлення цеху геометричними розмірами А×В×Н=18×60×6,5 м (площа S=1080 м^2) розраховується за методом світлового потоку.

Характеристики вихідної системи на лампах ДРЛ-400:

– кількість ламп — 58 шт.; потужність ламп — 400 Вт; світловий потік — 19000 лм; тип світильника — РСП 05-400/Г03.

Визначення розрахункової висоти підвісу світильників ($h_р$=0,5 м, $h_с$=1,0 м):

$$h=H-h_р-h_с=6,5-0,5-1,0=5,0 \text{ м}$$

Необхідна кількість рядів світильників визначається як:

$$N_р=\frac{B}{L_а}$$

де $L_а=\lambda \cdot h=0,6 \cdot 5,0=3,0$ м.

$$N_р=\frac{18}{3,0}=6 \text{ рядів}$$

Кількість світильників у кожному ряду при А=60 м:

$$N_{св}=\frac{A}{L_б}=\frac{60}{3,0}=20 \text{ шт.}$$

Загальна кількість світильників у приміщенні:

$$N=N_р \cdot N_{св}=6 \cdot 20=120 \text{ шт.}$$

Індекс приміщення становить:

$$i=\frac{A \cdot B}{h \cdot (A+B)}=\frac{60 \cdot 18}{5 \cdot (60+18)}=2,77$$

Необхідний світловий потік для забезпечення норми освітленості E_n=200 лк ($K_{зап}$=1,5, Z=1,15, ККД використання η=0,43):

$$Ф=\frac{E_n \cdot K_{зап} \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta}$$

$$Ф=\frac{200 \cdot 1{,}5 \cdot 1080 \cdot 1{,}15}{120 \cdot 0{,}43}=7220 \text{ лм}$$

Для установки обираються люмінесцентні світильники Л201Б із двома лампами ЛХБ-80 ($P_{ном}$=80 Вт, $Ф_n$=4440 лм).

Характеристики замінних ламп ЛХБ-80 та світильників Л201Б наведено в таблицях 2.7 та 2.8.

Таблиця 2.7 — Характеристика ламп ЛХБ-80

Тип лампи	Напруга мережі, В	Світловий потік, лм	Довжина, мм	Діаметр, мм	Цоколь	Термін експлуатації, годин
ЛХБ-80	220 / 102	4440	1500	38	G13d/35	10000

Таблиця 2.8 Характеристика світильника РСП 05-400/Г03

Тип світильника	Потужність, Вт	Довжина, мм	Ширина, мм	Висота, мм	ККД
Л201Б	2×80	1575	354	127	0,5

2.4 Модернізація трансформаторної підстанції з підбором оптимального силового та технологічного устаткування

Технічні характеристики КТБР наведено в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 — Технічна характеристика

Найменування параметра	Одиниці виміру	Значення
Номінальна потужність силового трансформатора	кВА	2×1250
Номінальна напруга	кВ	35
Найбільша робоча напруга	кВ	40,5
Номінальний струм головних кіл	А	630
Номінальний струм збірних шин	А	1000
Ударний струм короткого замикання	кА	52

Обладнання, передбачене в схемі первинних з'єднань, наведено в Таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 — Перелік первинного обладнання підстанції

Найменування електрообладнання	Тип
Трансформатор 35/6 кВ, 1,25 МВА	ТМН-1250/35-У1
Вимикач 35 кВ з електромагнітним приводом	ВР-35НС-35-20/1600УХЛ1
Роз'єднувачі 35 кВ з приводом ПРГ УХЛ1	РДЗ.1-35(Б)/1000У1
Роз'єднувачі з заземлювальними ножами	РДЗ.2-35(Б)/1000У1
Трансформатори струму 35 кВ	ТФЗМ-35Б-IIУ1
Обмежувачі перенапруг	ОПН-П-35/40,5 УХЛ1
Комплектний розподільчий пристрій 6 кВ	КУ-10Ц

Для модернізації електропостачання ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод» передбачено встановлення комплектної трансформаторної підстанції 35/6 кВ типу КТБР(М) 35-4Н з двома трансформаторами ТМН-1250/35-У1.

Зведені результати потенціалу заходів з енергозбереження наведено в Таблиці 2.11.

№ з/п	Назва енергозберігаючого заходу	Річна економія електроенергії, тис. кВт·год
1	Заміна двигунів фрезерного верстата моделі 6А54	275
2	Модернізація системи освітлення	79
3	Компенсація реактивної потужності	329
4	Реконструкція ТП з оптимізацією роботи трансформаторів	434
-	Всього	1117

Загальний річний обсяг економії електричної енергії від реалізації програми становить 1117 тис. кВт·год.

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ

3.1 Розрахунок економічної ефективності запропонованих енергозберігаючих рішень

3.1.1 Економічна ефективність від заміни електродвигунів вертикально-фрезерного верстата

Ефективність заміни малозавантаженого силового електродвигуна визначається досягнутим рівнем зниження втрат активної потужності в кожному агрегаті: $\Delta P=3,18$ кВт.

Економія грошових коштів від реалізації даного заходу за рік становить (при тарифі на електроенергію $C_{ее}=1,25$ грн/кВт·год, збільшеному на 20%):

$$E=N_{дв}\cdot\Delta P\cdot t_{роб}\cdot C_{ее}$$

$$E=88\cdot3,18\cdot5200\cdot1,25=1818960 \text{ грн/рік}\approx1,819 \text{ млн. грн/рік}$$

Капітальні витрати на придбання 88 нових двигунів серії А2 за ціною 7988 грн/шт. становлять:

$$K=88\cdot7988=702944 \text{ грн}=0,703 \text{ млн. грн}$$

Простий термін окупності заходу обчислюється як:

$$T=\frac{K}{E}$$

$$T=\frac{702944}{1818960}=0,39 \text{ року}$$

3.1.2 Реконструкція та оптимізація освітлювальної мережі об'єкта

Визначимо економію фінансових коштів при заміні дугових ртутних ламп типу ДРЛ на ефективні люмінесцентні лампи ЛХБ:

$$E_{грн}=365\cdot\left(C_{ДРЛ}-C_{ЛХБ}\right)\cdot C_{ее}$$

де $C_{ДРЛ}$ — добове споживання електроенергії застарілими лампами ДРЛ;

$C_{ЛХБ}$ — добове споживання електроенергії новими лампами ЛХБ;

$C_{ее}$=1,25 грн/кВт·год — тариф на електричну енергію.

Різниця добового споживання електроенергії дорівнює:

$$\Delta W=C_{ДРЛ}-C_{ЛХБ}=328 \text{ кВт·год/добу}$$

Річний економічний ефект у грошовому вираженні становить:

$$E_{грн}=365\cdot328\cdot1,25=149650 \text{ грн/рік}=149,65 \text{ тис. грн/рік}$$

Капітальні витрати на закупівлю 380 світильників типу Л201Б із лампами ЛХБ-80 (за ціною 408 грн за комплект) та їх доставку ($В_д$=2400 грн) дорівнюють:

$$В_{ЛХБ}=Ц\cdot n=408\cdot380=155040 \text{ грн}$$

$$В_{сум}=В_{ЛХБ}+В_{д}=155040+2400=157440 \text{ грн}$$

Простий термін окупності модернізації освітлення дорівнює:

$$Т_{ок}=\frac{В_{сум}}{Е_{грн}}$$

$$Т_{ок}=\frac{157440}{149650}=1,05 \text{ року}$$

3.1.3 Фінансово-економічний ефект від зниження втрат потужності шляхом компенсації реактиву

Сумарні зведені витрати за порівнюваними варіантами розраховуються за формулою:

$$З=E_n \cdot K_i+B_i$$

де $E_n=0,223$ — нормативний коефіцієнт для конденсаторних батарей (з урахуванням амортизації та обслуговування);

K_i — капітальні витрати за і-м варіантом, тис. грн;

B_i — річні експлуатаційні витрати, зумовлені втратами електроенергії:

$$B_i=\Delta P_{\Sigma} \cdot \tau_m \cdot C_w \cdot 10^{-3}$$

де ΔP_{Σ} — втрати потужності в розподільчій мережі 0,4 кВ;

$C_w=1,87$ грн/кВт·год — розрахункова вартість електроенергії;

τ_m — число годин максимальних втрат, що визначається за виразом:

$$\tau_m = \left(0{,}124 + \frac{T_m}{10000}\right)^2 \cdot 8760$$

При T_m=5200 год:

$$\tau_m = \left(0{,}124 + \frac{5200}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3633 \text{ год}$$

Для Варіанта І (приєднання КУ до шин 0,4 кВ):

- Капітальні витрати на КУ: $K_I = C_{кб} = 133{,}9$ тис. грн.
- Експлуатаційні витрати від втрат: $B_1 = 18{,}2$ тис. грн.
- Загальні приведені витрати:
-

$$З_I = 0{,}223 \cdot 133{,}9 + 18{,}2 = 48{,}06 \text{ тис. грн/рік}$$

Зведені техніко-економічні показники для трьох порівнюваних варіантів компенсації реактивної потужності наведено в таблиці 3.1.

Порівняння приведених витрат варіантів ІІ та ІІІ відносно базового І варіанта:

$$\Delta З_{II} = \frac{З_{II} - З_I}{З_I} \cdot 100\% = \frac{168{,}8 - 158{,}5}{158{,}5} \cdot 100\% = 6{,}5\%$$

$$\Delta З_{III} = \frac{З_{III} - З_I}{З_I} \cdot 100\% = \frac{192{,}9 - 158{,}5}{158{,}5} \cdot 100\% = 21{,}7\%$$

Виходячи з техніко-економічного аналізу, остаточно приймається І варіант з компенсацією реактивної потужності на боці 0,4 кВ.

Економія електроенергії в сильних трансформаторах становить:

$$\delta\Delta W_T=536,2-432,8=103,4 \text{ МВт·год/рік}$$

Таблиця 3.1 — Техніко-економічні показники варіантів компенсації реактивної потужності

Найменування показника	I варіант (0,4 кВ)	II варіант (0,4 + 10 кВ)	III варіант (10 кВ)
Капітальні витрати на високовольтні КУ Квку, тис. грн	—	29	53
Капітальні витрати на низьковольтні КУ Кнку, тис. грн	133,9	82,1	—
Сумарні капітальні витрати КΣ, тис. грн	1082,9	1100	1185
Втрати потужності в КУ ΔРку, кВт	32,6	27,4	22,7
Втрати потужності в мережі 10 кВ ΔРкл10, кВт	8,21	10,18	15,27
Сумарні втрати потужності ΔРΣ, кВт	40,81	37,58	37,97
Втрати електроенергії в КТП ΔWктп, МВт·год	499	552,6	649,7
Додаткові втрати електроенергії (ΔWку+ΔWкл), МВт·год	148,2	136,6	55,5
Сумарні втрати електроенергії ΔWΣ, МВт·год	647,2	689,2	705,2
Зведені витрати З, тис. грн	158,5	168,8	192,9

Витрати на обслуговування та амортизацію компенсаційного обладнання визначаються за виразом:

$$И_{а.о.}=\frac{a_1+o_1}{100}C_1\cdot\sum Q_{НКУ}+\frac{a_3+o_3}{100}C_3\cdot\sum S_{ном\ i}$$

Вартість втрат електроенергії за базовим варіантом дорівнює:

$$Н_{Δз}=C_w\cdot(ΔW_{ктп}+ΔW_{кл10})$$

Приведені витрати базового варіанта без АКУ:

$$З_{баз}=Н_{а.о.}+Н_{Δз}=553,2 \text{ тис. грн/рік}$$

Річний економічний ефект від компенсації реактивної потужності:

$$Е_с=З_{баз}-З_I=553,2-399,9=153,3 \text{ тис. грн/рік}$$

Термін окупності капіталовкладень в АКУ:

$$Т=\frac{К_{ку}}{Е_с}=\frac{133,9}{153,3}=0,87 \text{ року}$$

Економічна ефективність капіталовкладень:

$$Е=\frac{1}{Т}=\frac{1}{0,87}=1,15$$

Показник Е=1,15 суттєво перевищує нормативний коефіцієнт (0,15-0,22), що доводить високу доцільність реалізації заходу.

3.1.4 Розрахунок економічного ефекту від модернізації та технічного переоснащення підстанції

Реконструйована підстанція забезпечує оптимізацію рівнів напруги, зниження втрат холостого ходу в сильних трансформаторах та підвищення загальної надійності електрозабезпечення.

Річний економічний ефект від реконструкції підстанції обчислюється як:

$$E = \sum P_{вст} \cdot T_{річ} \cdot C_{ее} \cdot K_е$$

де $\sum P_{вст} = 547{,}3$ кВт — сумарна встановлена потужність оптимізованих споживачів;

$T_{річ} = 5200$ год — річна кількість годин роботи;

$C_{ее} = 1{,}25$ грн/кВт·год — тариф на електроенергію;

$K_е = 0{,}15$ — коефіцієнт відносної економії (15%).

$$E = 547{,}3 \cdot 5200 \cdot 1{,}25 \cdot 0{,}15 = 533617 \text{ грн/рік} \approx 0{,}534 \text{ млн. грн/рік}$$

3.2 Систематизація техніко-економічних параметрів від впровадження енергоефективного обладнання

Розрахунок загального обсягу капітальних інвестицій ($\sum K$) враховує витрати на придбання обладнання, будівельно-монтажні та пусконалагоджувальні роботи:

$$\sum K = K_{осв} + K_{ТП} + K_{ку} + K_{дв}$$

$$\sum K = 0{,}157 + 1{,}271 + 0{,}134 + 0{,}703 = 2{,}265 \text{ млн. грн}$$

Сумарний річний економічний ефект від реалізації всіх запропонованих енергозберігаючих заходів дорівнює:

$$\sum E = E_{осв} + E_{ТП} + E_{ку} + E_{дв}$$

$$\sum E = 0{,}150 + 0{,}534 + 0{,}153 + 1{,}819 = 2{,}656 \text{ млн. грн/рік}$$

Загальний строк окупності комплексу капітальних вкладень становить:

$$T = \frac{\sum K}{\sum E}$$

$$T = \frac{2{,}265}{2{,}656} = 0{,}85 \text{ року}$$

Загальна інтегральна ефективність капіталовкладень:

$$E = \frac{1}{T} = \frac{1}{0{,}85} = 1{,}18$$

Отриманий коефіцієнт E=1,18 перевищує нормативний рівень, що свідчить про високу економічну ефективність та інвестиційну привабливість розробленого проєкту модернізації системи електропостачання ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод».

Впровадження програми дозволяє підприємству:

1. Зменшити сукупні витрати на споживану електричну енергію за рахунок мінімізації технологічних втрат у мережах та трансформаторах.

2. Отримати щорічний грошовий ефект від заощадження енергоресурсів у розмірі близько 2,656 млн. грн/рік.

3. Підвищити надійність, безперебійність та якість електропостачання цехових споживачів.

4. Досягти повної окупності інвестованих коштів за 0,85 року.

ВИСНОВКИ

У дипломній роботі на основі аналізу режиму електроспоживання ПАТ «Марганецький рудоремонтний завод» обґрунтовано та розраховано комплекс заходів з енергозбереження та підвищення енергоефективності.

За результатами проведених досліджень сформульовано наступні висновки:

1. Запропонована програма енергозбереження забезпечує значне зниження споживання електричної енергії та її втрат у розподільчих мережах об'єкта, що дає сумарний річний економічний ефект у розмірі 2,656 млн. грн/рік.

2. Найбільш ефективними заходами є заміна недовантаженого парку сильних двигунів фрезерних верстатів та впровадження автоматизованої компенсації реактивної потужності на боці 0,4 кВ, що сукупно дає понад 74% загального грошового ефекту.

3. Необхідні сумарні капітальні інвестиції на реалізацію проєкту становлять 2,265 млн. грн, а загальний термін окупності капіталовкладень складає 0,85 року. Враховуючи тенденцію до зростання цін на енергоносії, реальний строк окупності в майбутньому додатково скорочуватиметься.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Загірняк М. В., Невалін Б. І. Електричні машини: підручник. 2-ге вид., переробл. і доповн. Київ: Знання, 2009. 399 с.

2. Закладний О. М., Проховнік А. В., Соловей О. І. Енергозбереження засобами промислового електроприводу. Київ: Кондор, 2005. 408 с.

3. Качан Ю. Г. Основи енергозбереження: конспект лекцій. Запоріжжя: ЗДІА, 2005. 184 с.

4. Качан Ю. Г., Артем'єв В. В., Воронін О. Г. Методичні вказівки до дипломного проектування для студентів спеціальності «Енергетичний менеджмент». Запоріжжя: ЗДІА, 2006. 50 с.

5. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Міністерство палива та енергетики України. Харків: Вид-во «Форт», 2006. 616 с.

6. Інструкція про порядок складання акта екологічної, аварійної та технологічної броні електропостачання споживача. Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України від 19.01.2004 р. № 26. Київ, 2004. 18 с.

7. Козирський В. В., Гай О. В. Електропостачання сільського господарства: підручник. Київ: Видавничий центр НУБІП України, 2018. 432 с.

8. Олійник С. І., Соловей О. І. Промислова енергетика та енергоефективність: навчальний посібник. Житомир: ЖДТУ, 2015. 312 с.

9. ПРАТ «Рівненський завод високовольтної апаратури» (РЗВА). Комплектні трансформаторні підстанції КТПБР(М) 35-4Н: Каталог технічних рішень. Рівне: ТОВ «РЗВА-ЕЛЕКТРИК», 2021. 64 с.

10. Запорізький завод високовольтної апаратури (ЗЗВА). Високовольтні трансформатори струму ТФЗМ та роз'єднувачі РДЗ-35: Технічний каталог. Запоріжжя: ВАТ «ЗЗВА», 2020. 48 с.

11. Праховник А. В., Іншеков Є. М., Дешко В. І. Енергетичний менеджмент: навчальний посібник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2014. 296 с.

12. Розен В. П., Соловей О. І., Чернявський А. В. Енергетичний аудит та енергозбереження на промислових підприємствах: монографія. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 340 с.

13. ГОСТ 13109-97. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення. Київ: Держстандарт України, 1999. 32 с.

14. Журахівський А. В., Кенс Ю. А. Компенсація реактивної потужності в електричних мережах промислових підприємств. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка»*. 2017. № 870. С. 45–52.

15. Сидоренко Г. М., Кузнецов В. В. Автоматизовані системи обліку та контролю енергоносіїв (АСКОЕ): навч. посібник. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2019. 215 с.

16. Закон України «Про енергетичну ефективність» № 1818-IX від 21 жовтня 2021 р. *Відомості Верховної Ради України*. 2021. № 51. Ст. 423.

17. Півняк Г. Г., Заїка В. Т. Енергозбереження в гірничій промисловості та машинобудуванні: монографія. Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2013. 280 с.

18. Семенов Т. В., Мазуренко О. В. Модернізація силово-привідного устаткування металообробних верстатів. *Наукові праці Донецького національного технічного університету*. Серія: Електротехніка і енергетика. 2018. Вип. 1(20). С. 112–119.

19. Васильєв В. М., Бондаренко О. І. Системи електричного освітлення промислових об'єктів та шляхи їх енергооптимізації. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 3. С. 78–86.

20. Запоріжжяобленерго. Нормативні вимоги до підключення потужностей та вибору ізоляції ПЛ 35 кВ у промислових районах. Запоріжжя: ВАТ «Запоріжжяобленерго», 2019. 24 с.