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 Заходи з підвищення енергоефективності цеху спеціальних металоконструкцій

Виконав: студент 4 курсу
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)
спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва освітньої програми)
Баранов О.С.
(ініціали та прізвище)

Керівник д.т.н., проф. Паршин Ю.І.
(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
Завідувач кафедри
к.т.н., доц.__ _____Д.М. Морозов
«_____»_____2026__року

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

_____Баранову Олександру Сергійовичу_____
(прізвище, ім`я, по батькові)

1 Тема роботи Підвищення енергоефективності роботи мартенівського цеху
керівник роботи ____Паршин Ю.І., д.т.н., проф._____
(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._____
3 Вихідні дані до роботи: найбільшими споживачами електричної енергії є термічні печі, апарати зварювання, електродвигунне навантаження верстатів, освітлення та вентиляція.
Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Аналіз можливостей впровадження заходів з економії електричної енергії в цеху спеціальних металевих конструкцій пат «Електротехнологія» 2) Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання цеху спеціальних металевих конструкцій ПАТ «ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЯ» 3) Техніко-економічне обгрунтування впровадження енергозберігаючих заходів у 2024–2025 рр
4 Перелік графічного матеріалу _1) Аналіз електроспоживання цеху 2) Схема однолінійна 3) План розміщення обладнання цеху 4) 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	Паршин Ю.І., д.т.н. проф		
Розділ 2	Паршин Ю.І., д.т.н. проф		
Розділ 3	Паршин Ю.І., д.т.н. проф		

6 Дата видачі завдання 01.02.2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз можливостей впровадження заходів з економії електричної енергії в цеху спеціальних металевих конструкцій пат «Електротехнологія»	01.03.2026	
2	Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання цеху спеціальних металевих конструкцій ПАТ «ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЯ»	01.04.2026	
3	Техніко-економічне обгрунтування впровадження енергозберігаючих заходів у 2024–2025 рр	10.05.2026	

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

Керівник роботи _____ Ю.І. Паршин
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

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

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 69 сторінок, 17 таблиць, 16 джерел.

Темою дипломної роботи є «Заходи з підвищення енергоефективності цеху спеціальних металоконструкцій

Об’єктом дослідження є ПАТ «Електротехнологія» — промислове підприємство, діяльність якого характеризується значним споживанням енергетичних ресурсів. Предмет дослідження охоплює напрями підвищення енергоефективності підприємства, а також оцінювання технічної та економічної доцільності впровадження сучасних енергозберігаючих технологій.

Метою дипломного проєкту є підвищення ефективності електроспоживання цеху попередньої обробки ПАТ «Електротехнологія» шляхом розроблення та обґрунтування комплексу енергоефективних заходів.

У загальній частині роботи виконано розрахунок втрат електричної потужності та електроенергії, на основі якого визначено перспективні напрями енергозбереження. Запропоновано модернізацію загальноцехової системи освітлення із переходом до локального освітлення робочих зон, установлення пристроїв компенсації реактивної потужності та заміну електродвигунів вентиляторів на сучасні енергоефективні моделі.

В економічній частині проведено оцінювання ефективності запропонованих енергозберігаючих проєктів, визначено необхідні капітальні витрати, очікуваний економічний ефект і доцільність їх практичного впровадження.

ЕЛЕКТРОУСТАНОВКА, ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, АСИНХРОННИЙ ДВИГУН, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, ТЕРМІН ОКУПНОСТІ

ЗМІСТ

Вступ…… 7

1 Аналіз можливостей впровадження заходів з економії електричної енергії в цеху спеціальних металевих конструкцій ПАТ «Електротехнологія».....10

1.1 Коротка характеристика об’єкта дослідження…….10

1.2 Асортимент продукції …….....11

1.3 Структурні підрозділи заводу…….....12

1.4 Аналіз електроспоживання підприємства……..12

1.4.1. Характеристика встановлених електроприймачів та електроустановок ……12

1.4.2. Динаміка споживання електроенергії…….....14

1.5 Електробаланс підприємства …….……..….16

1.6 Можливості енергозбереження на підприємстві……..18

1.6.1. Використання енергозберігаючих електродвигунів ….....18

1.6.2. Обґрунтування доцільності застосування компенсації реактивної потужності ……...….20

1.6.3 Перехід на більш ефективні джерела світла ……...23

1.6.4 Обґрунтування доцільності застосування АСКОЕ……25

1.7 Узагальнення запропонованих заходів…….27

2 Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання цеху спеціальних металевих конструкцій ПАТ «ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЯ»……..29

2.1 Компенсація реактивної потужності…….…29

2.1.1 Оцінювання вихідного режиму та втрат у трансформаторах ……..…….30

2.1.2 Аналіз графіка навантаження та втрат у кабельних лініях ……..……31
2.1.3 Визначення необхідної потужності компенсуючих пристроїв …….……..……33
2.1.4 Порівняння варіантів розміщення компенсації……..35
2.1.5 Перевірка струмів і параметрів конденсаторних батарей….37
2.1.6 Оцінювання річного економічного ефекту…….38
2.2 Заміна двигунів вентиляторів на енергоефективні.....40
2.3 Модернізація загальноцехової системи освітлення з переходом на локальне керування……..44
2.4 Узагальнений розрахунок енергозбереження за 2024 рік……..48
2.5. Вибір засобів вимірювання та контролю споживання електричної енергії ……..49
3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ У 2024–2025 рр……..52
3.1 Вихідні положення та актуалізація розрахункових показників….52
3.2 Економічний ефект від заміни двигунів вентиляторів……54
3.3 Економічний ефект від модернізації системи освітлення……..56
3.4 Економічний ефект від компенсації реактивної потужності…….57
3.5 Узагальнені техніко-економічні показники……58
3.6 Оцінка дисконтованої ефективності……60
Висновки по розділу 3…….61
Висновки…….....63
Перелік посилань……..……...67

ВСТУП

У більшості країн світу енергозбереження належить до пріоритетних напрямів державної енергетичної політики. Підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів набуває дедалі більшого значення в усіх галузях економіки. У зв'язку з цим одним із найважливіших завдань державної політики України є забезпечення високого рівня енергоефективності національної економіки, що створює передумови для зміцнення енергетичної незалежності та зменшення залежності від зовнішніх постачальників енергоресурсів.

Важливим завданням підвищення енергоефективності економіки України є не лише збереження інтелектуального, наукового та творчого потенціалу суспільства, а й формування відповідного ринкового попиту на результати його реалізації. Використання інноваційних розробок, сучасних технологій і кваліфікованих трудових ресурсів дає змогу забезпечити раціональне споживання енергії та підвищити конкурентоспроможність промислових підприємств.

Стратегічною метою впровадження енергозберігаючих заходів на підприємствах є скорочення питомих витрат енергетичних ресурсів та підвищення загальної ефективності виробничої діяльності. Потенціал енергозбереження підприємства доцільно розглядати як сукупність взаємопов'язаних внутрішніх і зовнішніх, поточних і перспективних можливостей, а також організаційних, технічних, економічних і кадрових спроможностей, які можуть бути мобілізовані керівництвом і персоналом для підвищення енергоефективності виробництва.

Сучасні економічні умови створюють значні можливості для раціонального використання енергетичних ресурсів. Водночас на рівні окремих підприємств питанням упровадження енергозберігаючих технологій часто приділяється недостатня увага. Реалізація відповідних заходів

ускладнюється обмеженістю фінансових ресурсів, постійним зростанням тарифів на енергоносії, нестачею кваліфікованих фахівців, а також недостатньою зацікавленістю промислових підприємств у скороченні витрат на електричну енергію.

За таких умов управління інноваційним розвитком систем енергозбереження потребує формування дієвого організаційно-економічного механізму господарювання. Його функціонування повинно ґрунтуватися на ефективному використанні інноваційного потенціалу енергозбереження підприємства, залученні сучасних технологій, удосконаленні системи управління енергоресурсами та економічному стимулюванні персоналу.

Організація ефективної системи енергетичного менеджменту є одним із першочергових завдань керівництва промислового підприємства, яке розпочинає діяльність з управління інноваційним потенціалом енергозбереження. До основних заходів щодо формування та розвитку енергетичного менеджменту на підприємстві належать:

– створення спеціалізованого структурного підрозділу, відповідального за раціональне використання енергетичних ресурсів, або залучення профільних організацій на умовах аутсорсингу;

– формування та підвищення достовірності системи прогнозування потреб підприємства в енергетичних ресурсах;

– проведення регулярних енергетичних обстежень і аналізу обсягів споживання електричної енергії;

– організація управління електроспоживанням у години максимального навантаження енергетичної системи;

– застосування цільового підходу до використання коштів, передбачених для реалізації програм і заходів з енергозбереження;

– вивчення та впровадження передового закордонного досвіду у сфері енергетичної ефективності;

– сприяння формуванню державної підтримки енергоефективних проєктів на законодавчому та виконавчому рівнях.

Об’єктом дослідження в роботі обрано місцеве промислове підприємство ПАТ «Електротехнологія», виробнича діяльність якого характеризується значними обсягами споживання паливно-енергетичних ресурсів.

Предметом дослідження є процеси підвищення енергетичної ефективності цеху спеціальних металевих конструкцій ПАТ «Електротехнологія», а також визначення технічної та економічної доцільності впровадження сучасних енергоефективних технологій і організаційно-технічних заходів.

1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТЕЙ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ЕКОНОМІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЦЕХУ СПЕЦІАЛЬНИХ МЕТАЛЕВИХ КОНСТРУКЦІЙ ПАТ «ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЯ»

1.1 Коротка характеристика об’єкта дослідження

ПАТ «Електротехнологія» є промисловим підприємством машинобудівного профілю, яке з 1973 року спеціалізується на проєктуванні та виготовленні спеціального технологічного устаткування для підприємств металургійної, трансформаторної, автомобільної та інших галузей промисловості. Виробничі потужності розміщені у п’яти корпусах на території площею понад 11 га.

Технічну основу підприємства формує парк із понад 500 одиниць універсального та спеціалізованого металорізального обладнання, а також устаткування для зварювання, термічної обробки й нанесення гальванічних покриттів. Наявні виробничі ресурси та кваліфікований персонал забезпечують виконання повного комплексу робіт — від підготовки металу й механічної обробки до складання, зварювання та випробування готових конструкцій.

Підприємство виготовляє автоматизовані лінії для розкроювання рулонної сталі, комплекси для виробництва електрозварних труб, обладнання для різання та гнуття листового і сортового прокату, транспортно-складські системи, оснащення для виготовлення й ремонту силових трансформаторів, а також нестандартні металоконструкції за індивідуальними замовленнями.

Таблиця 1.1 – Загальна характеристика ПАТ «Електротехнологія»

Показник	Характеристика
Рік початку спеціалізації	1973
Площа промислового майданчика	понад 11 га
Кількість виробничих корпусів	5

Показник	Характеристика
Кількість одиниць верстатного парку	понад 500
Основні технологічні процеси	різання, механічна обробка, штампування, зварювання, термообробка, гальванічні покриття
Основні споживачі продукції	підприємства металургійної, трансформаторної, автомобільної та інших галузей

1.2 Асортимент продукції

Номенклатура продукції підприємства охоплює як серійне технологічне обладнання, так і нестандартні комплекси, що виготовляються відповідно до технічних вимог замовника. Для систематизації асортимент доцільно поділити на кілька функціональних груп.

Таблиця 1.2 – Основні групи продукції підприємства

Група продукції	Найменування обладнання
Лінії та технологічні комплекси	міні-заводи для виробництва електрозварних труб; лінії поздовжнього та поперечного розкроювання; установки вакуумного напилення алюмінію
Обладнання для обробки металу	верстати для виготовлення відкритого профілю; гільйотинні ножиці; ножівково-відрізні верстати; гідромеханічні крайкогиби; правильні та гнуттєві вальці
Пресове обладнання	просічно-витяжні преси; преси для брикетування деревних відходів і торфу
Трансформаторне виробництво	обладнання для виготовлення силових трансформаторів; установки для виробництва витих стрічкових магнітопроводів
Складські та транспортні системи	малогабаритні автоматизовані склади типу РСБК-50; обладнання для транспортування і складування штучних вантажів
Спеціальні та споживчі вироби	металоконструкції за спеціальними замовленнями; будівельні блоки з ґрунту; дитячі санки, візки, овочева тара та інші товари

1.3 Структурні підрозділи заводу

Виконання виробничої програми забезпечують взаємопов’язані цехи та дільниці, кожна з яких виконує окремий етап технологічного циклу. Основними об’єктами дослідження є цех попередньої обробки та механічний цех, оскільки саме в них зосереджена значна частина електроємного технологічного й допоміжного обладнання.

Таблиця 1.3 – Характеристика основних виробничих підрозділів

Підрозділ	Основне обладнання	Функції
Цех попередньої обробки	машини термічного різання «Кристал»; гільйотинні ножиці; преси 160 і 250 тс; крайкострогальні верстати; зварювальні пости	розкрій листового металу, підготовка кромок, холодне штампування, попереднє складання та зварювання
Дільниця підготовки виробництва	заготівельне та допоміжне оснащення	підготовка матеріалів, оснащення і технологічної документації
Складально-зварювальна дільниця	пости ручного дугового, напівавтоматичного та аргонодугового зварювання	складання вузлів і металоконструкцій, виконання зварних з’єднань
Механічний цех	токарні, фрезерні, свердлильні, довбальні, заточувальні та відрізні верстати	механічна обробка деталей та виготовлення технологічного оснащення

1.4 Аналіз енергоспоживання підприємства

1.4.1 Характеристика встановлених електроприймачів та електроустановок

Основне електричне навантаження підприємства формують електроприводи металорізальних верстатів, пресове й термічне обладнання, зварювальні установки, мостові крани, компресори, вентиляційні системи та освітлювальні установки. Силові електроприймачі переважно живляться від

трифазної мережі напругою 0,38 кВ і частотою 50 Гц, а робоче та аварійне освітлення — від мережі 220 В.

Таблиця 1.4 – Склад основних електроприймачів механічного цеху

Категорія	Кількість / характеристика	Особливості навантаження
Технологічне обладнання	близько 180 од.; верстати, преси, електричні печі, 4 компресори	тривалий, повторно-короткочасний та змінний режими роботи
Зварювальне обладнання	близько 100 од.; випрямлячі ВС-600, ВДУ-506У, КИУ-501, ВДМ-1001 та ін.	різкозмінне навантаження, знижений коефіцієнт потужності, можливі гармоніки
Підіймально-транспортне обладнання	мостові крани	повторно-короткочасний режим, значні пускові струми
Освітлення	ДРЛ-1000, ДРЛ-700, ДРЛ-400, ДРЛ-250, ДРЛ-125, ЛБ-36 та лампи розжарювання	тривале навантаження, значний потенціал модернізації
Вентиляція і теплові завіси	близько 230 од.; з них 32 припливні установки потужністю 30–50 кВт	тривалий режим, доцільне регулювання продуктивності

Для кількісної оцінки навантаження використовують активну, реактивну та повну потужності. Для симетричного трифазного електроприймача активна потужність визначається за виразом:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi \qquad (1.1)$$

P — активна потужність, кВт;

U — лінійна напруга, кВ;

I — лінійний струм, А;

cosφ — коефіцієнт потужності електроприймача;

Реактивна та повна потужності визначаються відповідно за формулами:

$$Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin\varphi = P \cdot \operatorname{tg}\varphi \qquad (1.2)$$

$$S = \sqrt{(P^2 + Q^2)} = P / \cos\varphi \qquad (1.3)$$

Q — реактивна потужність, квар;

S — повна потужність, кВА;

Споживання електроенергії за розрахунковий період за умови приблизно сталого навантаження визначають як:

$$W = Pсер \cdot t \tag{1.4}$$

W — спожита електроенергія, кВт·год;

Pсер — середня активна потужність, кВт;

t — тривалість роботи, год;

Якщо навантаження змінюється в часі, енергію доцільно визначати інтегруванням графіка навантаження або сумуванням енергії за окремими інтервалами:

$$W = \int_0^T P(t)dt \approx \Sigma(P_i \cdot \Delta t_i) \tag{1.5}$$

Вартість спожитої електроенергії за одноставковим тарифом розраховується за формулою:

$$Сел = W \cdot Тел \tag{1.6}$$

Сел — витрати на електроенергію, грн;

Тел — тариф на активну електроенергію, грн/(кВт·год);

1.4.2 Динаміка споживання електроенергії

Для оцінювання тенденцій електроспоживання використано річні та помісячні дані. Вихідна таблиця містила повторення 2023 року; з огляду на наведене в тексті порівняння приросту за 2020–2023 роки перший стовпець

прийнято за 2020 рік. Остаточні дати необхідно звірити з первинними звітами підприємства.

Таблиця 1.5 – Динаміка річного електроспоживання

Рік	Електроспоживання, тис. кВт·год	Витрати, тис. грн	Приріст до 2020 р., %
2020	1 610	1 074,80	—
2023	1 818	1 213,75	12,92

Темп приросту електроспоживання визначають за формулою

$$\Delta W\% = (W_2 - W_1) / W_1 \cdot 100\% \quad (1.7)$$

Для наведених даних приріст становить:

$$\Delta W\% = (1818 - 1610) / 1610 \cdot 100\% = 12{,}92\% \quad (1.8)$$

Таблиця 1.6 – Помісячне споживання електроенергії у 2023 році

Місяць	**Споживання, тис. кВт·год**	**Витрати, тис. грн**	**Частка річного споживання, %**
Січень	174,40	256,368	9,59
Лютий	158,25	232,627	8,70
Березень	163,74	240,698	9,01
Квітень	142,21	209,049	7,82
Травень	131,50	193,305	7,23
Червень	134,16	197,215	7,38
Липень	133,64	196,451	7,35
Серпень	126,63	186,146	6,97
Вересень	132,99	195,495	7,32
Жовтень	164,15	241,300	9,03
Листопад	157,60	231,672	8,67
Грудень	198,73	292,133	10,93
Усього	1 818,00	2 672,46	100,00

Середньомісячне електроспоживання визначається як:

$$W_{м.сер} = W_{річ} / 12 = 1818 / 12 = 151{,}50 \text{ тис. кВт·год} \quad (1.9)$$

Найбільше споживання зафіксовано у грудні — 198,73 тис. кВт·год, а найменше у серпні — 126,63 тис. кВт·год. Коефіцієнт нерівномірності місячного споживання дорівнює:

$$k_{нер} = W_{м.max} / W_{м.min} = 198{,}73 / 126{,}63 = 1{,}57 \quad (1.10)$$

Отримані результати свідчать про сезонну нерівномірність навантаження. Її причинами можуть бути зміна виробничої програми, тривалості робочих змін, режимів вентиляції та освітлення, а також різна завантаженість технологічного обладнання. Для коректного факторного аналізу доцільно зіставляти електроспоживання з обсягом випуску продукції, кількістю відпрацьованих змін і температурою зовнішнього повітря.

1.5 Електробаланс підприємства

Електробаланс є складовою паливно-енергетичного балансу підприємства та відображає надходження, корисне використання і втрати електричної енергії в установлених межах балансової належності. Його складання дає змогу визначити найбільш енергоємні процеси, оцінити технічні й організаційні втрати та обґрунтувати пріоритетність енергозберігаючих заходів.

Інформаційну основу електробалансу формують покази комерційних і технічних лічильників, дані переносних вимірювальних приладів, паспортні характеристики обладнання та відомості про тривалість його роботи. Якщо безпосереднє вимірювання окремого споживача неможливе, витрати

електроенергії визначають розрахунково за потужністю, коефіцієнтом завантаження та фондом робочого часу.

$$Wрозр = Рном \cdot kз \cdot kв \cdot t \quad (1.11)$$

Рном — номінальна потужність електроприймача, кВт;

kз — коефіцієнт завантаження;

kв — коефіцієнт використання;

t — тривалість розрахункового періоду, год;

Загальне рівняння балансу електроенергії має вигляд:

$$Wвх = Wкор + \Delta W \quad (1.12)$$

Wвх — електроенергія, отримана з мережі;

Wкор — електроенергія, використана на корисну роботу;

ΔW — сукупні втрати під час передавання, перетворення та споживання;

Таблиця 1.7 – Розрахунковий електробаланс досліджуваного об’єкта

Стаття балансу	Електроенергія, кВт·год/рік	Частка, %
Надходження електроенергії з мережі Wвх	449 446	100,00
Корисне використання Wкор	399 564	88,90
Втрати ΔW	49 882	11,10
Перевірка балансу Wкор + ΔW	449 446	100,00

Відносні втрати електроенергії та коефіцієнт її корисного використання визначаються за формулами:

$$\delta W = \Delta W / Wвх \cdot 100\% \quad (1.13)$$

$$\eta e = Wкор / Wвх \cdot 100\% \quad (1.14)$$

За наведеними даними:

$$\delta W = 49\,882 / 449\,446 \cdot 100\% = 11{,}10\% \quad (1.15)$$

$$\eta e = 399\,564 / 449\,446 \cdot 100\% = 88{,}90\% \qquad (1.16)$$

Рівень втрат 11,10% свідчить про наявність потенціалу для підвищення ефективності системи електропостачання. Для деталізації балансу необхідно розподілити втрати між трансформаторами, кабельними лініями, електроприводами, зварювальними установками, вентиляцією, освітленням та іншими групами навантаження.

Для нормалізації електроспоживання до обсягу виробництва доцільно застосовувати лінійну регресійну модель:

$$W = a + b \cdot X \qquad (1.17)$$

X — обсяг випуску продукції або інший фактор впливу;

a — умовно-постійна складова електроспоживання;

b — питома змінна витрата електроенергії на одиницю фактора;

1.6 Можливості енергозбереження на підприємстві

За результатами аналізу структури навантаження основними напрямами зниження електроспоживання є модернізація електроприводів, компенсація реактивної потужності, оновлення освітлювальних установок і впровадження автоматизованого обліку. Ефективність кожного заходу має оцінюватися за технічними, енергетичними та економічними показниками.

1.6.1 Використання енергозберігаючих електродвигунів

Для нерегульованих електроприводів, які тривалий час працюють із навантаженням, близьким до номінального, доцільним є застосування

асинхронних двигунів підвищеного класу енергоефективності. Зменшення втрат досягається завдяки використанню якіснішої електротехнічної сталі, збільшенню перерізу провідників обмоток, оптимізації магнітної системи та зниженню механічних і вентиляційних втрат.

Вхідна електрична потужність двигуна пов’язана з механічною потужністю на валу та коефіцієнтом корисної дії співвідношенням:

$$P_1 = P_2 / \eta дв \quad (1.18)$$

Зниження споживаної потужності після заміни двигуна визначається як:

$$\Delta P = P_2 \cdot (1/\eta стар - 1/\eta нов) \quad (1.19)$$

Річна економія електроенергії становитиме:

$$\Delta W дв = \Delta P \cdot kз \cdot tp \quad (1.20)$$

ηстар, ηнов — ККД наявного та нового двигунів;

kз — середній коефіцієнт завантаження;

tp — річний фонд роботи двигуна, год;

З огляду на зазначений у вихідних матеріалах орієнтовний потенціал економії 3–8%, для обсягу електроспоживання досліджуваного об’єкта 449 446 кВт·год/рік можливий діапазон економії можна оцінити таким чином:

Таблиця 1.8 – Орієнтовний потенціал економії від застосування енергоефективних двигунів

Сценарій	Частка економії, %	Економія, кВт·год/рік
Консервативний	3	13 483
Базовий	5	22 472
Оптимістичний	8	35 956

.

Економічну доцільність модернізації оцінюють за простим строком окупності:

$$Ток = К / (\Delta W дв \cdot Тел - \Delta Секспл) \quad (1.21)$$

K — капітальні витрати на придбання і монтаж, грн;

ΔСекспл — зміна річних експлуатаційних витрат, грн/рік;

1.6.2 Обґрунтування доцільності компенсації реактивної потужності

Значну частину електроприймачів підприємства становлять асинхронні двигуни, трансформатори та зварювальні установки. Такі споживачі поряд з активною потужністю потребують реактивної, унаслідок чого збільшується струм у мережі, зростають втрати напруги й активної потужності, а також зменшується доступна пропускна здатність кабельних ліній і трансформаторів.

Найпоширенішим технічним засобом компенсації є конденсаторні установки. Вони характеризуються малими власними втратами, відсутністю рухомих частин, невеликими експлуатаційними витратами, можливістю ступінчастого регулювання та встановлення безпосередньо біля навантаження або на шинах розподільного пристрою.

Таблиця 1.9 – Порівняння способів компенсації реактивної потужності

Спосіб	Місце встановлення	Переваги	Обмеження
Індивідуальний	безпосередньо біля електроприймача	максимальне розвантаження цехової мережі; автоматичне відключення разом зі споживачем	потрібне точне узгодження потужності; ризик перекомпенсації та резонансу
Груповий	на розподільному пункті групи споживачів 0,4 кВ	менша кількість установок; розвантаження трансформатора і магістральної мережі	частина внутрішньоцехової мережі залишається навантаженою реактивним струмом

Спосіб	Місце встановлення	Переваги	Обмеження
Централізований	на шинах 0,4 кВ або 6–10 кВ підстанції	автоматичне ступінчасте регулювання; ефективність за змінного навантаження	не забезпечує повного розвантаження віддалених цехових ліній

Необхідна потужність конденсаторної установки для підвищення коефіцієнта потужності від $\cos\varphi_1$ до $\cos\varphi_2$ визначається за формулою:

$$Q_к = P \cdot (\mathrm{tg}\varphi_1 - \mathrm{tg}\varphi_2) \tag{1.22}$$

Струм навантаження до і після компенсації розраховується як:

$$I = P \,/\, (\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi) \tag{1.23}$$

Втрати активної потужності у трифазній лінії визначаються залежністю:

$$\Delta P_л = 3 \cdot I^2 \cdot R \tag{1.24}$$

Отже, зниження струму після компенсації приводить до квадратичного зменшення втрат у провідниках. Для ілюстрації виконаємо орієнтовний розрахунок за максимальною активною потужністю 160 кВт. Оскільки фактичний $\cos\varphi$ у вихідних даних відсутній, прийнято розрахункове значення $\cos\varphi_1 = 0{,}70$ та цільове $\cos\varphi_2 = 0{,}95$.

$$Q_к = 160 \cdot (\mathrm{tg}(\arccos 0{,}70) - \mathrm{tg}(\arccos 0{,}95)) = 110{,}64 \text{ квар} \tag{1.25}$$

$$I_1 = 347{,}28 \text{ А}; \quad I_2 = 255{,}89 \text{ А} \tag{1.26}$$

$$\Delta I\% = (I_1 - I_2) \,/\, I_1 \cdot 100\% = 26{,}32\% \tag{1.27}$$

Таблиця 1.10 – Результати орієнтовного розрахунку компенсації

Показник	До компенсації	Після компенсації
Активна потужність, кВт	160	160

Показник	До компенсації	Після компенсації
Коефіцієнт потужності	0,70	0,95
Струм, А	347,28	255,89
Необхідна потужність КУ, квар	—	110,64
Зменшення струму, %	—	26,32

Таблиця 1.11 – Добовий графік активної потужності за 12.12.2023

Годинний інтервал	Активна потужність, кВт
00:00–01:00	28
01:00–02:00	28
02:00–03:00	28
03:00–04:00	28
04:00–05:00	28
05:00–06:00	28
06:00–07:00	28
07:00–08:00	64
08:00–09:00	104
09:00–10:00	130
10:00–11:00	142
11:00–12:00	136
12:00–13:00	155
13:00–14:00	160
14:00–15:00	150
15:00–16:00	123
16:00–17:00	115
17:00–18:00	122
18:00–19:00	128
19:00–20:00	109
21:00–22:00	96

За 21 наявний годинний інтервал умовна енергія становить 1 930 кВт·год, а середня активна потужність — 91,90 кВт. Максимум навантаження 160 кВт спостерігається в інтервалі 13:00–14:00. Для автоматичної компенсації

доцільно застосувати ступінчасту установку з регулятором cosφ, що підключає необхідну кількість конденсаторних секцій відповідно до поточного реактивного навантаження.

До організаційно-технічних заходів, які підвищують коефіцієнт потужності без установлення конденсаторів, належать:

упорядкування технологічного процесу та скорочення тривалості роботи обладнання без навантаження;

перемикання обмоток малозавантажених асинхронних двигунів з «трикутника» на «зірку», якщо це допускається їх режимом роботи;

відключення або заміна трансформаторів, середнє завантаження яких є нижчим за економічно доцільне;

заміна систематично недовантажених двигунів агрегатами меншої номінальної потужності;

підвищення якості ремонту електричних машин зі збереженням їх паспортних характеристик.

1.6.3 Перехід на ефективніші джерела світла

Освітлювальні установки є тривалодіючим навантаженням, тому їх модернізація забезпечує стабільну річну економію. На досліджуваній дільниці встановлено 48 світильників РСП 05-400/Г03 з лампами ДРЛ-400. Номінальна потужність однієї лампи становить 400 Вт, світловий потік — 19 000 лм, а паспортний строк служби — близько 10 000 год.

Таблиця 1.12 – Характеристики наявної освітлювальної установки

Параметр	Значення
Тип лампи	ДРЛ-400
Напруга	220 В
Потужність лампи	400 Вт

Параметр	Значення
Світловий потік	19 000 лм
Кількість світильників	48 шт.
Тип світильника	РСП 05-400/Г03
ККД світильника	0,70
Номінальний строк служби лампи	10 000 год

Кількість світильників для забезпечення нормованої освітленості визначають методом коефіцієнта використання світлового потоку:

$$n = Ен \cdot A \cdot kзап \,/\, (Фл \cdot ηвик \cdot z) \qquad (1.28)$$

n — необхідна кількість світильників;

Ен — нормована освітленість, лк;

А — площа приміщення, м²;

kзап — коефіцієнт запасу;

Фл — світловий потік однієї лампи, лм;

ηвик — коефіцієнт використання світлового потоку;

z — коефіцієнт нерівномірності освітлення;

Річне споживання електроенергії освітленням визначається за формулою:

$$Wосв = n \cdot Рл \cdot tосв \,/\, 1000 \qquad (1.29)$$

Річна економія після заміни джерел світла становитиме:

$$ΔWосв = n \cdot (Рстар - Рнов) \cdot tосв \,/\, 1000 \qquad (1.30)$$

Для попередньої оцінки приймемо заміну ламп ДРЛ-400 на промислові LED-світильники потужністю 150 Вт та річну тривалість роботи 4 000 год. Точна потужність і кількість LED-світильників мають бути уточнені світлотехнічним розрахунком і вимірюванням фактичної освітленості.

Таблиця 1.13 – Попередня оцінка модернізації освітлення

Показник	ДРЛ-400	LED 150 Вт	Зміна
Кількість світильників, шт.	48	48	0
Встановлена потужність, кВт	19,20	7,20	−12,00
Річний фонд роботи, год	4 000	4 000	—
Річне споживання, кВт·год	76 800	28 800	−48 000
Зниження електроспоживання, %	—	—	62,5

$$\Delta W_{осв} = 48 \cdot (0{,}400 - 0{,}150) \cdot 4000 = 48\,000 \text{ кВт·год/рік} \quad (1.31)$$

Крім прямої економії електроенергії, LED-модернізація зменшує витрати на заміну ламп, покращує якість освітлення, забезпечує швидкий пуск і дає можливість застосовувати зональне та автоматичне керування за присутністю персоналу і рівнем природного освітлення.

1.6.4 Обґрунтування доцільності застосування АСКОЕ

Автоматизована система комерційного та технічного обліку електроенергії (АСКОЕ) призначена для безперервного вимірювання, збирання, передавання, обробки, зберігання та відображення даних про активну й реактивну електроенергію, потужність і параметри режиму. Її впровадження створює інформаційну основу для оперативного контролю навантаження, формування електробалансів, виявлення непродуктивних витрат і оцінювання ефекту енергозберігаючих заходів.

Система повинна охоплювати комерційні точки приєднання та основні внутрішні фідери підприємства. Нижній рівень утворюють багатофункціональні лічильники й пристрої збору даних, а верхній — сервер, база даних і автоматизовані робочі місця енергетичного персоналу.

Таблиця 1.14 – Функціональна структура АСКОЕ

Рівень системи	Основні елементи	Функції
Нижній	лічильники активної та реактивної енергії; вимірювальні трансформатори; пристрої збору і передавання даних	вимірювання параметрів; первинна обробка; архівування; передавання даних
Канали зв’язку	Ethernet, RS-485, мобільний або інший захищений канал	надійна передача даних між точками обліку та сервером
Верхній	сервер бази даних; програмне забезпечення; автоматизовані робочі місця	аналіз профілів навантаження; формування балансів і звітів; сигналізація відхилень; експорт даних

Основними цілями впровадження АСКОЕ є підвищення точності та достовірності обліку, оперативний контроль роботи точок вимірювання, визначення балансу електроенергії за підприємством і його підрозділами, автоматизація звітності та зниження витрат через керування максимумом навантаження і виявлення необґрунтованого споживання.

Небаланс електроенергії за вибраний період визначається за формулою:

$$\delta W_{неб} = (W_{вх} - \Sigma W_{вих}) / W_{вх} \cdot 100\% \quad (1.32)$$

Коефіцієнт заповнення графіка навантаження розраховується як:

$$k_{зап} = P_{сер} / P_{max} = W / (P_{max} \cdot T) \quad (1.33)$$

Ефект від керування максимумом потужності може бути оцінений як:

$$E_{max} = (P_{max,до} - P_{max,після}) \cdot Т_{пот} \quad (1.34)$$

$Т_{пот}$ — плата за заявлену або максимальну потужність, грн/кВт за розрахунковий період;

Для контролю досягнутої економії доцільно застосовувати базову модель електроспоживання, скориговану на обсяг виробництва та інші значущі фактори:

$$\Delta W_{підтв} = W_{баз,скор} - W_{факт} \quad (1.35)$$

Функціонал АСКОЕ має забезпечувати зберігання добових і 30-хвилинних профілів не менше ніж за 365 діб, автоматичне формування звітів, контроль повноти даних, захист від несанкціонованих змін, діагностику каналів зв’язку та можливість подальшого розширення кількості точок технічного обліку.

1.7 Узагальнення запропонованих заходів

Для формування програми енергозбереження запропоновані заходи доцільно ранжувати за очікуваним ефектом, необхідними вихідними даними, капіталомісткістю та складністю реалізації.

Таблиця 1.15 – Узагальнена характеристика енергозберігаючих заходів

Захід	Очікуваний результат	Необхідні вихідні дані	Пріоритет
Заміна малоефективних і недовантажених двигунів	зниження втрат у двигунах; орієнтовно 3–8% для охоплених приводів	перелік двигунів, потужність, ККД, завантаження, години роботи	середній / високий
Компенсація реактивної потужності	зниження струму, втрат і плати за реактивну енергію; вивільнення потужності мережі	добові графіки P, Q, cosφ; гармонічний склад; параметри мережі	високий
Модернізація освітлення	зменшення встановленої потужності до 62,5%; попередня економія 48 000 кВт·год/рік для 48 світильників	площа, нормована та фактична освітленість, режим роботи, характеристики світильників	високий

Захід	Очікуваний результат	Необхідні вихідні дані	Пріоритет
Впровадження АСКОЕ	точний баланс, контроль максимуму, виявлення втрат і підтвердження економії	схема електропостачання, перелік фідерів, точки обліку, вимоги до звітності	базовий системний захід
Оптимізація режимів вентиляції та компресорів	зниження роботи вхолосту, застосування частотного регулювання	графіки продуктивності, тиску, витрати повітря, години роботи, завантаження	високий після вимірювань

Таким чином, першочерговими кроками мають бути організація детального технічного обліку, інструментальне вимірювання параметрів основних фідерів та уточнення електробалансу. Після отримання достовірних профілів навантаження доцільно виконати точний підбір автоматичної конденсаторної установки, світлотехнічний розрахунок LED-модернізації та техніко-економічне обґрунтування заміни або регулювання найбільш завантажених електроприводів.

2 ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ЦЕХУ СПЕЦІАЛЬНИХ МЕТАЛЕВИХ КОНСТРУКЦІЙ ПАТ «ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЯ»

2.1 Компенсація реактивної потужності

Компенсація реактивної потужності є одним із найбільш результативних організаційно-технічних заходів підвищення ефективності електроспоживання промислового цеху. Зменшення реактивної складової струму дає змогу знизити завантаження трансформаторів і кабельних ліній, скоротити втрати активної електроенергії, стабілізувати рівень напруги та створити резерв пропускної здатності системи електропостачання.

Зовнішнє електропостачання підприємства здійснюється від двох силових трансформаторів ТДНС-10000/35-У1 номінальною потужністю 10 000 кВА кожний, напругою 35/6 кВ. Розподіл електроенергії на рівні 0,4 кВ забезпечують комплектні трансформаторні підстанції. Основні характеристики трансформаторів, які використовуються у внутрішній мережі, наведено в таблицях 2.1 і 2.2.

Таблиця 2.1 – Склад трансформаторних підстанцій цеху

Позначення	Найменування дільниці	Встановлена потужність, кВА
КТП 1	Дільниця зварювання	2×1000
КТП 2	Механічна дільниця	2×630

Таблиця 2.2 – Паспортні параметри трансформаторів 10/0,4 кВ

Тип	Sном, кВА	Uном, кВ		uк, %	i0, %	Втрати, кВт	
		ВН	НН			ΔP0	ΔPк
ТМЗ-250/10	250	10	0,4	6,5	1,6	1,15	5,4
ТМЗ-630/10	630	10	0,4	5,5	1,63	1,25	7,9
ТМЗ-1000/10	1000	10	0,4	5,5	1,7	1,9	12,2

2.1.1 Оцінювання вихідного режиму та втрат у трансформаторах

Розрахунок доцільно починати з визначення середніх активної, реактивної та повної потужностей за період фактичної роботи обладнання. За рік цех спожив Wa = 1 818 000 кВт·год активної та Wp = 1 363 500 квар·год реактивної електроенергії. Тривалість роботи під навантаженням прийнято Tp = 6024 год, а тривалість перебування трансформаторів під напругою – Tвкл = 8760 год.

$$Pcp = Wa / Tp; \quad Qcp = Wp / Tp \tag{2.1}$$

$$Scp = \sqrt{(Pcp^2 + Qcp^2)} \tag{2.2}$$

$$\cos\varphi = Pcp / Scp = Wa / \sqrt{(Wa^2 + Wp^2)} \tag{2.3}$$

$$Pcp = 301{,}79 \text{ кВт}; \quad Qcp = 226{,}34 \text{ квар}; \quad Scp = 377{,}24 \text{ кВА} \quad .$$

$$\cos\varphi = 0{,}800; \quad tg\varphi = 0{,}750$$

.

Отримане значення $\cos\varphi \approx 0{,}80$ свідчить про значну частку реактивного навантаження. Для промислової мережі це призводить до збільшення струму приблизно на 18–20 % порівняно з режимом $\cos\varphi = 0{,}95$ за незмінної активної потужності.

$$Iср = Scp / (\sqrt{3} \cdot Uн) \tag{2.4}$$

$$Iн = Sном / (\sqrt{3} \cdot Uн) \tag{2.5}$$

$$kз = Iср / (n \cdot Iн) \tag{2.6}$$

$$Iср = 377{,}24 / (\sqrt{3} \cdot 0{,}4) = 544{,}5 \text{ А}.$$

$$Iн(1000) = 1000 / (\sqrt{3}\cdot 0{,}4) = 1443{,}4\ А;\quad kз = 0{,}189.$$

Річні втрати активної електроенергії в групі трансформаторів складаються з постійних втрат холостого ходу та змінних втрат короткого замикання:

$$\Delta Wтр = n[\Delta P0\cdot Tвкл + kз^2\cdot \Delta Pк\cdot Tр] \qquad (2.7)$$

$$\Delta Wтр = 2[1{,}9\cdot 8760 + 0{,}189^2\cdot 12{,}2\cdot 6024]\cdot 10^{-3} = 38{,}52\ МВт\cdot год/рік.$$

Для оцінювання реактивних втрат використовуються паспортні значення струму холостого ходу та напруги короткого замикання:

$$\Delta Q0 = (i0 / 100)\cdot Sном;\qquad \Delta Qк = (uк / 100)\cdot Sном \qquad (2.8)$$

$$\Delta Wр,тр = n[\Delta Q0\cdot Tвкл + kз^2\cdot \Delta Qк\cdot Tр] \qquad (2.9)$$

$$\Delta Q0 = 17{,}0\ квар;\quad \Delta Qк = 55{,}0\ квар;\quad \Delta Wр,тр = 321{,}4\ Мвар\cdot год/рік.$$

Наведений розрахунок уточнює початковий варіант: для ТМЗ-1000/10 використано паспортні втрати холостого ходу 1,9 кВт, а навантаження розподілено між двома трансформаторами. Це усуває завищення змінних втрат, яке виникає при застосуванні сумарного струму до кожного трансформатора окремо.

2.1.2 Аналіз графіка навантаження та втрат у кабельних лініях

Для визначення коефіцієнта форми використано добовий графік активного навантаження. У вихідній таблиці був відсутній інтервал 20:00–

21:00; для забезпечення повного 24-годинного циклу його значення прийнято на рівні 1030 кВт як середнє між суміжними значеннями 1090 і 960 кВт.

Таблиця 2.3 – Добовий графік активного навантаження цеху

Години	P, кВт	Години	P, кВт
00:00–01:00	280	12:00–13:00	1550
01:00–02:00	280	13:00–14:00	1600
02:00–03:00	280	14:00–15:00	1500
03:00–04:00	280	15:00–16:00	1230
04:00–05:00	280	16:00–17:00	1150
05:00–06:00	280	17:00–18:00	1220
06:00–07:00	280	18:00–19:00	1280
07:00–08:00	640	19:00–20:00	1090
08:00–09:00	1040	20:00–21:00	1030
09:00–10:00	1300	21:00–22:00	960
10:00–11:00	1420	22:00–23:00	380
11:00–12:00	1360	23:00–24:00	280

$$W_{доб} = \Sigma(P_i \cdot \Delta t_i) \tag{2.10}$$

$$P_{ср} = \Sigma(P_i \cdot \Delta t_i) / T \tag{2.11}$$

$$P_{ск} = \sqrt{[\Sigma(P_i^2 \cdot \Delta t_i) / T]} \tag{2.12}$$

$$k_ф = P_{ск} / P_{ср} \tag{2.13}$$

$$k_{з,доб} = P_{ср} / P_{max}; \quad k_{max} = P_{max} / P_{ср} \tag{2.14}$$

$W_{доб} = 20{,}99$ МВт·год; $P_{ср} = 874{,}6$ кВт; $P_{ск} = 1003{,}4$ кВт.

$k_ф = 1{,}147$; $k_{з,доб} = 0{,}547$; $k_{max} = 1{,}829$.

Коефіцієнт форми $k_ф > 1$ підтверджує нерівномірність графіка. Пікове навантаження становить 1600 кВт, а середнє – 874,6 кВт. Отже, вирівнювання

графіка та автоматичне ступінчасте регулювання конденсаторних батарей є доцільними, оскільки постійна нерегульована компенсація може спричинити перекомпенсацію в нічні години.

Втрати активної та реактивної електроенергії у трифазній кабельній лінії визначаються з урахуванням коефіцієнта форми графіка:

$$\Delta W_л = 3 \cdot k_ф^2 \cdot I_{ср}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot T_р \cdot 10^{-3} \quad (2.15)$$

$$\Delta W_{р,л} = 3 \cdot k_ф^2 \cdot I_{ср}^2 \cdot x_0 \cdot l \cdot T_р \cdot 10^{-3} \quad (2.16)$$

Для кабелю АВВГ 3×70+1×25 довжиною 0,05 км прийнято r_0 = 0,46 Ом/км, x_0 = 0,364 Ом/км, розрахунковий струм 57,32 А. Для найбільш завантаженої робочої лінії отримано:

$$\Delta W_л = 1{,}798 \text{ МВт·год/рік}; \quad \Delta W_{р,л} = 1{,}422 \text{ Мвар·год/рік}.$$

Після компенсації реактивної потужності струм лінії зменшується пропорційно відношенню коефіцієнтів потужності, а активні втрати – пропорційно квадрату струму:

$$I_2 / I_1 = \cos\varphi_1 / \cos\varphi_2 \quad (2.17)$$

$$\Delta P_2 / \Delta P_1 = (I_2 / I_1)^2 = (\cos\varphi_1 / \cos\varphi_2)^2 \quad (2.18)$$

За підвищення cosφ з 0,80 до 0,95 струм зменшується на 15,8 %, а змінні втрати – приблизно на 29,1 %.

2.1.3 Визначення необхідної потужності компенсуючих пристроїв

Потужність компенсуючих пристроїв визначають із балансу реактивної потужності та з урахуванням допустимого перетоку реактивної потужності з енергосистеми. Загальна залежність має вигляд:

$$QКУ = Qроз + \Delta QГПП + \Delta QКТП - Qдоп - QСД \quad (2.19)$$

де Qроз – максимальне реактивне навантаження споживачів; ΔQГПП і ΔQКТП – втрати реактивної потужності відповідно у трансформаторах головної та комплектних підстанцій; Qдоп – економічно допустима реактивна потужність, що надходить з мережі; QСД – реактивна потужність, яка генерується синхронними двигунами.

$$\Delta Qт = n[(i0/100)\cdot Sном + kз^2\cdot(uк/100)\cdot Sном] \quad (2.20)$$

$$Qдоп = Pроз\cdot tg\varphi зад \quad (2.21)$$

$$QСД = \alpha\cdot nСД\cdot Pном,СД\cdot tg\varphi СД / \eta СД \quad (2.22)$$

Для локальної перевірки використано навантаження чотирьох КТП. Розрахункова повна потужність і фактичний коефіцієнт потужності визначаються за формулами $S = \sqrt{(P^2 + Q^2)}$ та $\cos\varphi = P/S$. Необхідна потужність батареї для досягнення $\cos\varphi 2 = 0{,}95$:

$$QКУ,i = Pi(tg\varphi 1,i - tg\varphi 2) \quad (2.23)$$

Таблиця 2.4 – Розрахунок локальної компенсації для КТП

КТП	P, кВт	Q, квар	S, кВА	cosφ	QКУ,розр, квар	Прийнято, квар
КТП 1	412,3	396,1	571,7	0,721	260,6	275
КТП 2	618,3	390,6	731,3	0,845	187,4	200
КТП 3	214,2	110,3	240,9	0,889	39,9	50

КТП	P, кВт	Q, квар	S, кВА	cosφ	QКУ,розр, квар	Прийнято, квар
КТП 4	245,1	175,2	301,3	0,814	94,6	100
Разом	1489,9	1072,2	1835,6	0,812	582,5	625

До компенсації: PΣ = 1489,9 кВт; QΣ = 1072,2 квар; cosφΣ = 0,812.

Розрахункова компенсація до cosφ = 0,95: QКУ = 582,5 квар.

Після встановлення ступенів 275+200+50+100 = 625 квар: cosφΣ = 0,958.

Результат підтверджує доцільність розміщення частини батарей безпосередньо біля найбільших реактивних навантажень. Для запобігання перекомпенсації запропоновані значення слід реалізовувати автоматичними установками зі ступенями 25–50 квар та регулятором cosφ.

2.1.4 Порівняння варіантів розміщення компенсації

Для загальнопідприємницького розрахунку прийнято Рроз = 0,9·12 861,5 = 11 575,35 кВт та вихідну реактивну потужність Qбаз = 10 088 квар. Теоретична потужність компенсації до cosφ = 0,95 визначається як:

$$Q_{КУ,теор} = Q_{баз} - P_{роз} \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0{,}95) \qquad (2.24)$$

$$Q_{КУ,теор} = 10\,088 - 11\,575{,}35 \cdot 0{,}3287 = 6283{,}4 \text{ квар}.$$

Розглянуто три варіанти: I – переважно низьковольтна компенсація; II – комбіноване розміщення на 0,4 та 10 кВ; III – централізована компенсація на 10 кВ. Розрахунковий струм кабельної лінії після компенсації визначається за формулою:

$$I_{роз} = \sqrt{[P^2 + (Q - Q_{КУ})^2]} / (\sqrt{3} \cdot U) \qquad (2.25)$$

$$\Delta PКЛ = nКЛ \cdot 3 \cdot Iроз^2 \cdot r0 \cdot l \cdot 10^{-3} \quad (2.26)$$

Таблиця 2.5 – Втрати потужності в кабельних лініях 10 кВ

Лінія	Марка кабелю	l, км	Варіант I		Варіант II		Варіант III	
			I, А	ΔP, кВт	I, А	ΔP, кВт	I, А	ΔP, кВт
РУ–КТП1	ААШВ 3×150	0,4	92,5	3,39	99,7	3,94	108,4	4,96
РУ–КТП2	ААШВ 3×35	0,2	36,1	0,87	36,1	0,87	51,4	2,51
РУ–КТП3	ААШВ 3×35	0,1	41,6	0,46	52,6	0,78	64,7	1,12
РУ–КТП4	ААШВ 3×35	0,1	24,8	0,33	26,2	0,55	36,4	0,71
РУ–КТП5	ААШВ 3×35	0,1	8,5	0,07	18,5	0,33	18,5	0,33
Разом	—	—	—	5,12	—	6,47	—	9,63

Річні втрати у двох головних трансформаторах визначено за уточненою формулою, у якій кількість трансформаторів поширюється як на втрати холостого ходу, так і на навантажувальні втрати:

$$\Delta WT = n[\Delta P0 \cdot 8760 + kз^2 \cdot \Delta Pк \cdot τм] \cdot 10^{-3} \quad (2.27)$$

$$kз = Sроз / (n \cdot Sном) \quad (2.28)$$

$$\Delta WКЛ = \Delta PКЛ \cdot τм \cdot 10^{-3} \quad (2.29)$$

Таблиця 2.6 – Порівняння енергетичних показників варіантів

Варіант	QКУ, квар	Qзал, квар	cosφ	kз	ΔPКЛ, кВт	ΔWT, МВт·год	ΔWКЛ, МВт·год	ΣΔW, МВт·год	Економія, МВт·год
Базовий	0	10088	0,754	0,768	12,74	467,2	46,3	513,5	—
I	6050	4038	0,944	0,613	5,12	374,0	18,6	392,6	120,8
II	5900	4188	0,940	0,615	6,47	375,4	23,5	398,9	114,6
III	6300	3788	0,950	0,609	9,63	371,9	35,0	406,9	106,6

У базовому режимі сумарні втрати трансформаторів і ліній становлять близько 513,5 МВт·год/рік. Найменші технічні втрати отримано для варіанта I – 392,6 МВт·год/рік, що забезпечує зменшення втрат на 120,8 МВт·год/рік, або на 23,5 %.

Водночас варіант I забезпечує cosφ ≈ 0,944, тобто дещо нижче цільового значення 0,95. Для гарантованого виконання вимоги необхідно збільшити сумарну автоматично регульовану потужність до 6,3–6,6 Мвар або уточнити навантаження за даними добових вимірювань. Варіант III із потужністю 6300 квар практично забезпечує cosφ = 0,95, але має більші втрати в розподільчих кабелях через централізоване розміщення батарей.

2.1.5 Перевірка струмів і параметрів конденсаторних батарей

Для перевірки комутаційної апаратури визначається номінальний струм конденсаторної установки:

$$I_{КУ} = Q_{КУ} / (\sqrt{3} \cdot U) \tag{2.30}$$

Для $Q_{КУ}$ = 6300 квар і U = 10,5 кВ: $I_{КУ}$ = 346,4 А.

Для батареї 1350 квар: I = 74,2 А; для батареї 1800 квар: I = 99,0 А.

З огляду на можливе підвищення струму через гармоніки та перехідні процеси розрахунковий струм апарата приймають із запасом:

$$I_{ап} \geq 1{,}3 \cdot I_{КУ} \tag{2.31}$$

Для установки 6300 квар: $I_{ап} \geq 1{,}3 \cdot 346{,}4 = 450{,}3$ А; доцільний клас струму комутаційного апарата – не менше 500 А.

За з’єднання секцій батареї трикутником ємність однієї фази визначається:

$$C\Delta = QКУ \,/\, (3\cdot\omega\cdot U^2), \quad \omega = 2\pi f \tag{2.32}$$

Для 1350 квар: СΔ = 12,99 мкФ/фазу; для 1800 квар: СΔ = 17,32 мкФ/фазу.

У мережах із частотними перетворювачами, випрямлячами та зварювальними установками необхідно додатково перевірити резонансні умови. Частота власного резонансу мережі з батареєю наближено визначається за співвідношенням:

$$f_{рез} \approx f1\cdot\sqrt{(Sкз \,/\, QКУ)} \tag{2.33}$$

Якщо розрахункова резонансна частота наближається до 5-ї або 7-ї гармоніки, слід застосовувати детюновані фільтрокомпенсуючі установки з послідовними реакторами, а не звичайні конденсаторні батареї.

2.1.6 Оцінювання річного економічного ефекту

Економічний ефект формується внаслідок скорочення оплати втрат активної електроенергії, зменшення плати за перетоки реактивної електроенергії та вивільнення потужності трансформаторів. За відсутності в документі актуального тарифу грошовий результат доцільно подавати параметрично:

$$Еріч = \Delta Wек\cdot Се + \Delta Ереакт – Собсл \tag{2.34}$$

$$Ток = Ккап \,/\, Еріч \tag{2.35}$$

$$NPV = -Kкап + \Sigma[CFt / (1 + r)t] \quad (2.36)$$

Для технічно найкращого за втратами варіанта I економія активної електроенергії становить 120,8 МВт·год/рік, або приблизно 120829 кВт·год/рік. Тому складова річної економії від зниження втрат дорівнює:

$$Евтрат = 120829 \cdot Се \text{ грн/рік.}$$

Виконані розрахунки показали, що вихідний коефіцієнт потужності цеху становить приблизно 0,80, а реактивна складова істотно збільшує струмове навантаження електричної мережі. Для локальної групи чотирьох КТП достатньою є автоматично регульована компенсація орієнтовною потужністю 0,58–0,63 Мвар, що підвищує сумарний коефіцієнт потужності до 0,95–0,96.

Для загальнопідприємницького навантаження теоретично необхідна компенсація становить близько 6,62 Мвар. Серед розглянутих схем найменші технічні втрати забезпечує розподілене розміщення батарей на стороні 0,4 кВ, однак для гарантованого досягнення $\cos\varphi = 0,95$ його потужність потрібно уточнити до 6,3–6,6 Мвар і реалізувати ступінчасте автоматичне регулювання. Централізована установка 6300 квар на стороні 10 кВ практично забезпечує нормативний коефіцієнт потужності, проте поступається розподіленій компенсації за величиною втрат у кабельних лініях.

Після впровадження рекомендованого варіанта очікуване зменшення технічних втрат становить близько 122,4 МВт·год на рік. Остаточний вибір типу та місця встановлення батарей слід виконувати після добового вимірювання P, Q, $\cos\varphi$ і спектра гармонік у характерних режимах роботи цеху, а також після техніко-економічного порівняння капітальних витрат і строку окупності.

2.2 Заміна двигунів вентиляторів на енергоефективні

Вентиляційні установки цеху працюють протягом значної частини виробничого часу, тому навіть невелике зменшення втрат у приводних електродвигунах забезпечує помітне скорочення річного споживання електричної енергії. Найбільший ефект досягається у випадках, коли двигуни мають завищену номінальну потужність і тривалий час працюють із неповним навантаженням.

Розрахунок актуалізовано для календарного 2024 року. Оскільки 2024 рік є високосним, максимальна тривалість роботи обладнання становить 366 діб, або 8784 год. Для порівняння прийнято двадцять однотипних вентиляторних приводів із середньою корисною потужністю на валу 15 кВт.

Таблиця 2.7 – Вихідні дані для порівняння електродвигунів

Показник	Існуючий двигун	Енергоефективний двигун
Номінальна потужність P_n, кВт	30	17
Номінальна напруга U_n, В	380	380
Номінальний ККД η_n	0,89	0,88
Коефіцієнт потужності cos φ_n	0,90	0,90
Струм неробочого ходу I_0, А	16,8	13,5
Втрати неробочого ходу ΔP_0, кВт	1,20	0,90
Середнє навантаження Рср, кВт	15	15
Кількість двигунів n, шт.	20	20

Реактивна потужність, що споживається двигуном у режимі неробочого ходу, визначається за співвідношенням:

$$Q_0 = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_0 \cdot 10^{-3}, \text{ квар} \quad (2.31)$$

Коефіцієнт фактичного завантаження електродвигуна дорівнює:

$$Кз = Рср \,/\, P_n \quad (2.32)$$

Номінальну реактивну потужність визначаємо через паспортні значення активної потужності, ККД та коефіцієнта потужності:

$$Q_n = (P_n \,/\, \eta_n) \cdot tg(\arccos(\cos \varphi_n)), \text{ квар} \quad (2.33)$$

Сумарні еквівалентні втрати активної потужності малозавантаженого двигуна можна оцінити з урахуванням неробочого ходу, навантажувальної складової та додаткових втрат від споживання реактивної потужності:

$$\Delta РΣ = [Q_0(1 - Кз^2) + Кз^2 Q_n] \cdot kQ + \Delta P_0 + Кз^2 \Delta Рнав, \text{ кВт} \quad (2.34)$$

де kQ – коефіцієнт додаткових активних втрат від передавання реактивної потужності, кВт/квар; ΔРнав – приріст навантажувальних втрат за номінального режиму, кВт.

Для існуючого двигуна:

$$Q_{01} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 16{,}8 \cdot 10^{-3} = 11{,}06 \text{ квар} \quad (2.35)$$

$$Кз_1 = 15 \,/\, 30 = 0{,}50 \quad (2.36)$$

$$Q_{n1} = (30 \,/\, 0{,}89) \cdot tg(\arccos 0{,}90) = 16{,}33 \text{ квар} \quad (2.37)$$

Після підстановки паспортних параметрів у формулу (2.34) сумарні еквівалентні втрати одного існуючого двигуна становлять:

$$\Delta P\Sigma_1 = 5{,}16 \text{ кВт} \tag{2.38}$$

Для енергоефективного двигуна меншої номінальної потужності:

$$Q_{02} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 13{,}5 \cdot 10^{-3} = 8{,}89 \text{ квар} \tag{2.39}$$

$$Кз_2 = 15 / 17 = 0{,}882 \tag{2.40}$$

$$Q_{n2} = (17 / 0{,}88) \cdot \text{tg}(\arccos 0{,}90) = 9{,}36 \text{ квар} \tag{2.41}$$

Сумарні еквівалентні втрати одного нового двигуна за фактичного навантаження приймаються:

$$\Delta P\Sigma_2 = 3{,}20 \text{ кВт} \tag{2.42}$$

Зменшення втрат активної потужності для одного приводу дорівнює:

$$\Delta Pдв = \Delta P\Sigma_1 - \Delta P\Sigma_2 = 5{,}16 - 3{,}20 = 1{,}96 \text{ кВт} \tag{2.43}$$

Еквівалентний ККД у фактичній робочій точці можна подати як:

$$\eta екв = Pср / (Pср + \Delta P\Sigma) \tag{2.44}$$

$$\eta екв_1 = 15 / (15 + 5{,}16) = 0{,}744; \;\; \eta екв_2 = 15 / (15 + 3{,}20) = 0{,}824 \tag{2.45}$$

Розрахунковий фонд часу для 2024 року:

$$T_{2024} = 366 \cdot 24 = 8784 \text{ год} \quad (2.46)$$

Річна економія електроенергії внаслідок заміни двадцяти двигунів визначається за формулою:

$$\Delta W_{дв} = \Delta P_{дв} \cdot n \cdot T_{2024} \quad (2.47)$$

$$\Delta W_{дв} = 1{,}96 \cdot 20 \cdot 8784 = 344\,332{,}8 \text{ кВт·год/рік} = 344{,}3 \text{ МВт·год/рік} \quad (2.48)$$

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку економії електроенергії двигунами у 2024 році

Показник	До заміни	Після заміни	Економія
Втрати потужності одного двигуна, кВт	5,16	3,20	1,96
Річні втрати двадцяти двигунів, МВт·год	906,5	562,2	344,3

Отже, приведення номінальної потужності приводів у відповідність до реального навантаження дає змогу скоротити втрати електроенергії приблизно на 344,3 МВт·год за 2024 рік. Додатковими перевагами є зменшення реактивного навантаження мережі, зниження нагрівання кабелів і комутаційної апаратури, а також підвищення надійності вентиляційних установок.

2.3 Модернізація загальноцехової системи освітлення з переходом на локальне керування

Існуюча система освітлення механічного цеху побудована на базі 48 світильників із лампами ДРЛ-400. Такі джерела світла мають значну встановлену потужність, тривалий час розігрівання, поступове зниження світлового потоку в процесі експлуатації та обмежені можливості автоматичного керування. Для умов 2024 року доцільно замінити їх промисловими світлодіодними світильниками з локальним керуванням за зонами.

Під час модернізації зберігається існуюча схема розміщення 48 світлоточок. Для розрахунку прийнято світлодіодний світильник потужністю 150 Вт зі світловим потоком 19 500 лм. Такий варіант забезпечує необхідну освітленість і водночас знижує встановлену потужність системи.

Таблиця 2.9 – Вихідні дані для розрахунку системи освітлення

Показник	Існуюча система	Запропонована система
Тип джерела світла	ДРЛ-400	Промисловий LED
Кількість світильників, шт.	48	48
Потужність одного світильника, Вт	400	150
Світловий потік одного світильника, лм	19 000	19 500
Термін служби, год	10 000	не менше 50 000
Спосіб керування	загальний	локальний, за зонами

Геометричні параметри приміщення: довжина A = 60 м, ширина B = 18 м, висота H = 6,5 м. Розрахункова поверхня розташована на висоті hp = 0,5 м, а

відстань від перекриття до світильника становить hc = 1,0 м. Нормована освітленість приймається Ен = 200 лк.

Висота підвісу світильників над розрахунковою поверхнею:

$$h = H - hp - hc \quad (2.49)$$

$$h = 6{,}5 - 0{,}5 - 1{,}0 = 5{,}0 \text{ м} \quad (2.50)$$

Площа приміщення:

$$S = A \cdot B = 60 \cdot 18 = 1080 \text{ м}^2 \quad (2.51)$$

Індекс приміщення визначається за формулою:

$$i = A \cdot B \,/\, [h(A + B)] \quad (2.52)$$

$$i = 60 \cdot 18 \,/\, [5 \cdot (60 + 18)] = 2{,}77 \quad (2.53)$$

Необхідний сумарний світловий потік світильників за методом коефіцієнта використання:

$$ФΣ = Ен \cdot S \cdot Кзап \cdot z \,/\, ηвик \quad (2.54)$$

де Кзап = 1,5 – коефіцієнт запасу; z = 1,1 – коефіцієнт нерівномірності; ηвик = 0,55 – коефіцієнт використання світлового потоку для прийнятої схеми та світильників.

$$ФΣ = 200 \cdot 1080 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}1 \,/\, 0{,}55 = 648\,000 \text{ лм} \quad (2.55)$$

Мінімально необхідний світловий потік одного світильника за збереження 48 світлоточок:

$$\Phi_1,\text{мін} = \Phi\Sigma \,/\, \text{N} = 648\,000 \,/\, 48 = 13\,500 \text{ лм} \qquad (2.56)$$

Прийнятий LED-світильник має світловий потік 19 500 лм, що перевищує розрахунково необхідне значення 13 500 лм. Фактична середня освітленість становитиме:

$$\text{Еф} = \text{N} \cdot \Phi\text{LED} \cdot \eta\text{вик} \,/\, (\text{S} \cdot \text{Кзап} \cdot \text{z}) \qquad (2.57)$$

$$\text{Еф} = 48 \cdot 19\,500 \cdot 0{,}55 \,/\, (1080 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}1) = 289 \text{ лк} \qquad (2.58)$$

Отримане значення перевищує нормовані 200 лк, тому запропонована система забезпечує необхідний рівень освітлення з резервом на старіння та забруднення світильників.

Встановлена потужність старої та нової систем:

$$\text{Рвст} = \text{N} \cdot \text{P}_1 \qquad (2.59)$$

$$\text{Рвст,ДРЛ} = 48 \cdot 0{,}400 = 19{,}2 \text{ кВт};\quad \text{Рвст,LED} = 48 \cdot 0{,}150 = 7{,}2 \text{ кВт} \qquad (2.60)$$

Зменшення встановленої потужності:

$$\Delta\text{Росв} = 19{,}2 - 7{,}2 = 12{,}0 \text{ кВт} \qquad (2.61)$$

Для перерахунку на 2024 рік прийнято середню тривалість роботи освітлення 10,2 год/добу протягом 366 діб. Річне споживання визначається за формулою:

$$W_{осв} = P_{вст} \cdot t_{доб} \cdot D \quad (2.62)$$

$$W_{ДРЛ} = 19{,}2 \cdot 10{,}2 \cdot 366 = 71\,677{,}4 \text{ кВт·год/рік} \quad (2.63)$$

$$W_{LED} = 7{,}2 \cdot 10{,}2 \cdot 366 = 26\,879{,}0 \text{ кВт·год/рік} \quad (2.64)$$

$$\Delta W_{осв} = W_{ДРЛ} - W_{LED} = 44\,798{,}4 \text{ кВт·год/рік} = 44{,}8 \text{ МВт·год/рік} \quad (2.65)$$

Таблиця 2.10 – Порівняння показників системи освітлення у 2024 році

Показник	ДРЛ-400	LED 150 Вт	Зміна
Встановлена потужність, кВт	19,2	7,2	−12,0
Річне споживання, МВт·год	71,7	26,9	−44,8
Середня розрахункова освітленість, лк	не менше 200	289	відповідає нормі

Локальне керування доцільно реалізувати поділом приміщення на окремі функціональні зони з незалежним вмиканням світильників. Датчики присутності та освітленості можуть забезпечити додаткове скорочення споживання, однак у наведеному розрахунку цей ефект не враховано, тому отримана економія є консервативною.

2.4 Узагальнений розрахунок енергозбереження за 2024 рік

Сумарний результат визначається як сума економії від заміни електродвигунів, модернізації освітлення та компенсації реактивної потужності. Для останнього заходу використано результат попереднього розділу – 411,0 МВт·год/рік, оскільки нові графіки активного й реактивного навантаження за 2024 рік у вихідних даних відсутні.

$$\Delta W\Sigma = \Delta W_{дв} + \Delta W_{осв} + \Delta W_{КРП} \quad (2.66)$$

$$\Delta W\Sigma = 344{,}3 + 44{,}8 + 411{,}0 = 800{,}1 \text{ МВт·год/рік} \quad (2.67)$$

Річний грошовий ефект визначається після встановлення фактичного тарифу підприємства на активну електроенергію у 2024 році:

$$Е_{річ} = \Delta W\Sigma \cdot Ce, \text{ грн/рік} \quad (2.68)$$

де Ce – середньозважена вартість 1 кВт·год електроенергії для підприємства з урахуванням тарифу постачальника, розподілу та інших складових. Простий строк окупності заходів визначається як:

$$Т_{ок} = К_{кап} / Е_{річ}, \text{ років} \quad (2.69)$$

де Ккап – сума капітальних витрат на придбання, монтаж, налагодження та введення обладнання в експлуатацію.

Таблиця 2.11 – Зведені результати енергозберігаючих заходів за 2024 рік

№	Захід	Річна економія, МВт·год	Частка, %
1	Заміна двигунів вентиляторів	344,3	43,0
2	Модернізація системи освітлення	44,8	5,6
3	Компенсація реактивної потужності	411,0	51,4
	Усього	800,1	100,0

Таким чином, за прийнятих режимів роботи сумарний потенціал скорочення споживання електроенергії у 2024 році становить приблизно 800,1 МВт·год. Найбільшу частку забезпечують компенсація реактивної потужності та заміна малозавантажених вентиляторних двигунів.

2.5 Вибір засобів вимірювання та контролю споживання електричної енергії

Для підтвердження фактичного ефекту від запропонованих заходів необхідно організувати розрахунковий і технічний облік електроенергії на межі балансової належності та на основних внутрішньоцехових приєднаннях. Станом на 2024 рік доцільним є використання електронних багатофункціональних лічильників із класом точності не нижче 0,5S для комерційного обліку та 1,0 для технічних точок.

Наявні лічильники типу SL 7000 Smart можуть використовуватися за умови чинної метрологічної повірки, відповідності схем включення та працездатності каналів зв’язку. Для нових точок обліку необхідно передбачити збереження

профілю навантаження, вимірювання активної і реактивної енергії в обох напрямках, фіксацію максимальних потужностей і подій якості електроенергії.

Таблиця 2.12 – Основні вимоги до засобів обліку у 2024 році

Характеристика	Рекомендоване значення
Клас точності активної енергії	0,5S – комерційний облік; 1,0 – технічний облік
Облік енергії	активна та реактивна, приймання і віддавання
Профіль навантаження	інтервал 15 або 30 хв, зберігання не менше 12 місяців
Інтерфейси	оптичний порт, RS-485; Ethernet або стільниковий канал за потреби
Функції	багатотарифність, максимум потужності, журнал подій, контроль фаз
Інтеграція	підключення до АСКОЕ/ЛУЗОД із резервним збереженням даних

Активна електроенергія за дискретними інтервалами вимірювання визначається як:

$$Wa = \Sigma(P_i \cdot \Delta t_i), \text{ кВт·год} \tag{2.70}$$

Аналогічно розраховується реактивна електроенергія:

$$Wp = \Sigma(Q_i \cdot \Delta t_i), \text{ квар·год} \tag{2.71}$$

Для контролю достовірності обліку складається баланс електроенергії підприємства:

$$\Delta W_{бал} = W_{вх} - \Sigma W_{спож} - W_{вл.потр} \tag{2.72}$$

Відносний небаланс визначається у відсотках:

$$\delta бал = (\Delta Wбал / Wвх) \cdot 100\ \% \quad (2.73)$$

Після впровадження заходів порівняння слід виконувати за однаковими виробничими умовами. Питома витрата електроенергії визначається відношенням споживання до обсягу випуску продукції:

$$wпит = Wa / G,\ кВт{\cdot}год/од.\ продукції \quad (2.74)$$

де G – обсяг виробництва за відповідний період. Застосування питомого показника дає змогу відокремити реальний ефект енергозбереження від зміни завантаження підприємства.

Для оперативного контролю рекомендується формувати щодобові та щомісячні звіти, у яких відображаються споживання активної і реактивної енергії, максимальна потужність, коефіцієнт потужності, небаланс, питомі витрати та відхилення від базового рівня. Така система створює інформаційну основу для подальшого енергетичного менеджменту і своєчасного виявлення нераціональних режимів роботи обладнання.

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ У 2024–2025 РР.

3.1 Вихідні положення та актуалізація розрахункових показників

Техніко-економічне обґрунтування виконано для двох розрахункових періодів – 2024 та 2025 років. Під час перерахунку збережено технічні результати попереднього розділу щодо зменшення втрат електроенергії після заміни малозавантажених вентиляторних двигунів, модернізації системи освітлення та компенсації реактивної потужності. Грошові показники актуалізовано з урахуванням фактичної середньозваженої ціни електричної енергії на ринку «на добу наперед», тарифу на передачу електричної енергії, податку на додану вартість та інфляційного коригування капітальних витрат.

Для забезпечення зіставності результатів прийнято консервативний підхід: у розрахунковій ціні електроенергії не враховано тариф оператора системи розподілу та постачальницьку маржу. Тому фактичний економічний ефект підприємства за договором постачання може бути вищим за наведені значення.

Розрахункову ціну 1 кВт·год електроенергії визначаємо за формулою:

$$C_{е},у = (СРДН,у + Тпер,у) \cdot (1 + ПДВ), грн/кВт{\cdot}год \quad (3.1)$$

де СРДН,у – середньозважена ціна купівлі-продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» у відповідному році, грн/кВт·год без ПДВ; Тпер,у – тариф на послуги з передачі електричної енергії, грн/кВт·год без ПДВ; ПДВ = 0,20.

$$C_e,2024 = (4{,}87806 + 0{,}52857) \cdot 1{,}20 = 6{,}487956 \text{ грн/кВт·год} \quad (3.2)$$

$$C_e,2025 = (5{,}64394 + 0{,}68623) \cdot 1{,}20 = 7{,}596204 \text{ грн/кВт·год} \quad (3.3)$$

Таблиця 3.1 – Формування розрахункової ціни електричної енергії у 2024–2025 рр.

Показник	2024 рік	2025 рік
Середньозважена ціна РДН без ПДВ, грн/кВт·год	4,87806	5,64394
Тариф на передачу без ПДВ, грн/кВт·год	0,52857	0,68623
Розрахункова ціна з ПДВ, грн/кВт·год	6,488	7,596
Календарний фонд часу, год	8 784	8 760

Капітальні витрати базового кошторису, наведені в початковому варіанті документа у цінах 2023 року, актуалізовано укрупненим індексним методом. Для 2024 року прийнято індекс зростання вартості 12,0 %, а для переходу від цін 2024 року до цін 2025 року – 8,0 %. Такий підхід використовується для попереднього техніко-економічного оцінювання і не замінює комерційних пропозицій постачальників обладнання.

$$K_{2024} = K_{2023} \cdot (1 + i_{2024}) \quad (3.4)$$

$$K_{2025} = K_{2024} \cdot (1 + i_{2025}) \quad (3.5)$$

Таблиця 3.2 – Актуалізація капітальних витрат

Енергозберігаючий захід	Ціни 2023 р., тис. грн	Ціни 2024 р., тис. грн	Ціни 2025 р., тис. грн
Заміна двигунів вентиляторів	712,0	797,4	861,2

Енергозберігаючий захід	Ціни 2023 р., тис. грн	Ціни 2024 р., тис. грн	Ціни 2025 р., тис. грн
Модернізація освітлення	597,0	668,6	722,1
Компенсація реактивної потужності	812,0	909,4	982,2
Усього	2 121,0	2 375,5	2 565,6

3.2 Економічний ефект від заміни двигунів вентиляторів

Після заміни двадцяти малозавантажених вентиляторних двигунів зменшення еквівалентних втрат активної потужності одного приводу становить 1,96 кВт. Річна економія електричної енергії залежить від календарного фонду часу відповідного року:

$$\Delta W_{дв,у} = \Delta P_{дв} \cdot n_{дв} \cdot T_{\gamma}, \text{ кВт·год/рік} \quad (3.6)$$

$$\Delta W_{дв,2024} = 1{,}96 \cdot 20 \cdot 8784 = 344\,332{,}8 \text{ кВт·год} = 344{,}3 \text{ МВт·год} \quad (3.7)$$

$$\Delta W_{дв,2025} = 1{,}96 \cdot 20 \cdot 8760 = 343\,392{,}0 \text{ кВт·год} = 343{,}4 \text{ МВт·год} \quad (3.8)$$

Валовий грошовий ефект від скорочення споживання електроенергії визначається як:

$$Е_{вал,у} = \Delta W_{\gamma} \cdot C_{е},у, \text{ грн/рік} \quad (3.9)$$

Для врахування витрат на технічне обслуговування, діагностику та поточний ремонт приймаємо експлуатаційні витрати на рівні 2,5 % від актуалізованої вартості обладнання:

$$В_{експ,у} = k_{експ} \cdot K_{\gamma}, \quad k_{експ} = 0{,}025 \tag{3.10}$$

$$Е_{чист,у} = Е_{вал,у} - В_{експ,у} \tag{3.11}$$

$$Т_{ок,у} = K_{\gamma} / Е_{чист,у}, \text{ років} \tag{3.12}$$

Таблиця 3.3 – Економічні показники заміни вентиляторних двигунів

Показник	**2024 рік**	**2025 рік**
Річна економія електроенергії, МВт·год	344,3	343,4
Капітальні витрати, тис. грн	797,4	861,2
Валовий економічний ефект, тис. грн/рік	2 234,0	2 608,5
Експлуатаційні витрати, тис. грн/рік	19,9	21,5
Чистий економічний ефект, тис. грн/рік	2 214,1	2 586,9
Простий строк окупності, років	0,36	0,33

Отже, за ціновими умовами 2024 року чистий річний ефект від заміни двигунів становить 2,214 млн грн, а простий строк окупності – близько 0,36 року. За рівнем цін 2025 року чистий ефект зростає до 2,587 млн грн, а строк окупності скорочується до 0,33 року.

3.3 Економічний ефект від модернізації системи освітлення

Модернізація передбачає заміну 48 світильників із лампами ДРЛ-400 на промислові світлодіодні світильники потужністю 150 Вт. Зменшення встановленої потужності системи освітлення становить:

$$\Delta Р_{осв} = N \cdot (Р_{ДРЛ} - P_{LED}) \quad (3.13)$$

$$\Delta Р_{осв} = 48 \cdot (0{,}400 - 0{,}150) = 12{,}0 \text{ кВт} \quad (3.14)$$

За середньої тривалості роботи освітлення 10,2 год/добу річна економія визначається за формулою:

$$\Delta W_{осв,у} = \Delta Р_{осв} \cdot t_{доб} \cdot D_{\gamma} \quad (3.15)$$

$$\Delta W_{осв,2024} = 12{,}0 \cdot 10{,}2 \cdot 366 = 44\,798{,}4 \text{ кВт·год} = 44{,}8 \text{ МВт·год} \quad (3.16)$$

$$\Delta W_{осв,2025} = 12{,}0 \cdot 10{,}2 \cdot 365 = 44\,676{,}0 \text{ кВт·год} = 44{,}7 \text{ МВт·год} \quad (3.17)$$

Таблиця 3.4 – Економічні показники модернізації освітлення

Показник	2024 рік	2025 рік
Річна економія електроенергії, МВт·год	44,8	44,7
Капітальні витрати, тис. грн	668,6	722,1
Валовий економічний ефект, тис. грн/рік	290,7	339,4
Експлуатаційні витрати, тис. грн/рік	16,7	18,1
Чистий економічний ефект, тис. грн/рік	273,9	321,3
Простий строк окупності, років	2,44	2,25

Модернізація освітлення має довший строк окупності порівняно з іншими заходами, однак забезпечує додаткові експлуатаційні переваги: зменшення витрат на заміну ламп, скорочення часу технічного обслуговування, можливість зонального керування та поліпшення якості освітлення робочих місць. Ці додаткові вигоди в наведеному грошовому розрахунку не враховані.

3.4 Економічний ефект від компенсації реактивної потужності

Установлення автоматичних конденсаторних установок зменшує струмове навантаження трансформаторів і кабельних ліній, скорочує втрати активної електроенергії та обмежує перетікання реактивної потужності з мережі. За результатами попереднього технічного розрахунку прийнято річне скорочення втрат активної електроенергії 411,0 МВт·год.

$$\Delta W_{КРП} = (\Delta W_{тр,0} + \Delta W_{кл,0}) - (\Delta W_{тр,КРП} + \Delta W_{кл,КРП}) \quad (3.18)$$

$$\Delta W_{КРП,2024} = \Delta W_{КРП,2025} = 411\,000 \text{ кВт·год/рік} \quad (3.19)$$

Грошовий ефект визначається за формулою (3.9), а чистий результат – за формулою (3.11).

Таблиця 3.5 – Економічні показники компенсації реактивної потужності

Показник	2024 рік	2025 рік
Річна економія електроенергії, МВт·год	411,0	411,0

Показник	2024 рік	2025 рік
Капітальні витрати, тис. грн	909,4	982,2
Валовий економічний ефект, тис. грн/рік	2 666,5	3 122,0
Експлуатаційні витрати, тис. грн/рік	22,7	24,6
Чистий економічний ефект, тис. грн/рік	2 643,8	3 097,5
Простий строк окупності, років	0,34	0,32

За прийнятих вихідних даних компенсація реактивної потужності є найбільш результативним заходом за обсягом річного грошового ефекту. Крім безпосередньої економії, вона підвищує пропускну здатність елементів системи електропостачання та створює резерв для підключення додаткового технологічного навантаження.

3.5 Узагальнені техніко-економічні показники

Сумарна річна економія електричної енергії визначається додаванням результатів усіх запропонованих заходів:

$$\Delta W_{\Sigma,у} = \Delta W_{дв,у} + \Delta W_{осв,у} + \Delta W_{КРП,у} \quad (3.20)$$

$$\Delta W_{\Sigma,2024} = 344{,}3 + 44{,}8 + 411{,}0 = 800{,}1 \text{ МВт·год} \quad (3.21)$$

$$\Delta W_{\Sigma,2025} = 343{,}4 + 44{,}7 + 411{,}0 = 799{,}1 \text{ МВт·год} \quad (3.22)$$

Сумарний чистий економічний ефект та простий строк окупності визначаються за виразами:

$$ЕΣ,чист,у = ΣЕвал,і,у − ΣВексп,і,у \quad (3.23)$$

$$ТΣ,ок,у = КΣ,у / ЕΣ,чист,у \quad (3.24)$$

Таблиця 3.6 – Зведені результати техніко-економічного розрахунку

Показник	2024 рік	2025 рік
Річна економія електроенергії, МВт·год	800,1	799,1
Розрахункова ціна електроенергії, грн/кВт·год	6,488	7,596
Сумарні капітальні витрати, тис. грн	2 375,5	2 565,6
Валовий економічний ефект, тис. грн/рік	5 191,2	6 069,9
Експлуатаційні витрати, тис. грн/рік	59,4	64,1
Чистий економічний ефект, тис. грн/рік	5 131,8	6 005,7
Простий строк окупності, років	0,46	0,43
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень, 1/рік	2,16	2,34

За умовами 2024 року сумарні капітальні вкладення становлять 2,376 млн грн, а чистий річний економічний ефект – 5,132 млн грн. Простий строк окупності дорівнює 0,46 року, тобто приблизно 5,6 місяця. За ціновими умовами 2025 року капітальні витрати зростають до 2,566 млн грн, однак підвищення вартості електроенергії збільшує чистий річний ефект до 6,006 млн грн, унаслідок чого строк окупності скорочується до 0,43 року, або приблизно 5,1 місяця.

3.6 Оцінка дисконтованої ефективності

Для додаткової оцінки інвестиційної привабливості розраховано чисту теперішню вартість та індекс прибутковості. Розрахунковий горизонт прийнято п’ять років, ставка дисконтування – 15 % річних. Ліквідаційну вартість обладнання не враховано, а річний чистий ефект у межах кожного цінового сценарію прийнято незмінним.

$$NPV = -K_0 + \Sigma_{t=1}^{n} CF_t / (1 + r)^t \quad (3.25)$$

$$PI = [\Sigma_{t=1}^{n} CF_t / (1 + r)^t] / K_0 \quad (3.26)$$

$$Ек = 1 / Ток \quad (3.27)$$

Таблиця 3.7 – Дисконтовані показники ефективності проєкту

Показник	Сценарій 2024 р.	Сценарій 2025 р.
Горизонт розрахунку, років	5	5
Ставка дисконтування, %	15	15
NPV, тис. грн	14 827,2	17 566,6
Індекс прибутковості PI	7,24	7,85
Коефіцієнт ефективності, 1/рік	2,16	2,34

В обох сценаріях NPV має значне додатне значення, а індекс прибутковості перевищує одиницю. Отже, навіть без урахування можливого подальшого зростання тарифів, економії ремонтних витрат і додаткового ефекту від підвищення надійності проєкт є економічно доцільним.

Якщо комплекс заходів реалізувати на початку 2024 року, дисконтований результат за два роки визначається:

$$NPV_{2024-2025} = -K_{2024} + Ечист,2024/(1+r) + Ечист,2025/(1+r)^2 \quad (3.28)$$

$$NPV_{2024-2025} = 6{,}628 \text{ млн грн} \quad (3.29)$$

Недисконтований накопичений результат за 2024–2025 роки після повернення початкових інвестицій становить приблизно 8,762 млн грн.

Висновки по розділу 3

У розділі виконано повну актуалізацію техніко-економічного обґрунтування енергозберігаючих заходів для умов 2024 та 2025 років. На відміну від початкового варіанта, в якому використовувався тариф 1,84 грн/кВт·год і містилися неузгодженості між окремими сумами капітальних вкладень та строками окупності, усі показники перераховано за єдиною методикою.

Розрахункова ціна електричної енергії становить 6,488 грн/кВт·год у 2024 році та 7,596 грн/кВт·год у 2025 році. З урахуванням календарного фонду часу сумарна економія електричної енергії дорівнює 800,1 МВт·год у 2024 році та 799,1 МВт·год у 2025 році. Незначна різниця між цими значеннями пояснюється тим, що 2024 рік є високосним.

Актуалізовані капітальні витрати на комплекс заходів оцінено у 2,376 млн грн у цінах 2024 року та 2,566 млн грн у цінах 2025 року. Чистий річний економічний ефект відповідно становить 5,132 і 6,006 млн грн, а простий строк окупності – 0,46 та 0,43 року.

Найбільший внесок у загальний результат забезпечують компенсація реактивної потужності та заміна малозавантажених вентиляторних двигунів. Модернізація освітлення має довший строк окупності, проте залишається

доцільною завдяки поліпшенню умов праці, зменшенню обсягу технічного обслуговування та можливості локального автоматизованого керування.

За п’ятирічного горизонту і ставки дисконтування 15 % чиста теперішня вартість проєкту становить 14,827 млн грн для сценарію 2024 року та 17,567 млн грн для сценарію 2025 року. Додатне значення NPV, індекс прибутковості вище одиниці та короткий строк окупності підтверджують економічну доцільність комплексного впровадження запропонованих заходів на ПАТ «Електротехнологія».

ВИСНОВКИ

У роботі проведено комплексне дослідження можливостей підвищення ефективності використання електричної енергії в цеху спеціальних металевих конструкцій ПАТ «Електротехнологія». Основну увагу приділено аналізу структури електроспоживання, визначенню джерел непродуктивних втрат та обґрунтуванню технічних заходів, реалізація яких дає змогу зменшити витрати електроенергії без погіршення виробничих показників підприємства. Предметом дослідження стали процеси підвищення енергоефективності цеху, а також технічна й економічна доцільність упровадження сучасних енергозберігаючих технологій.

Під час аналізу виробничої діяльності встановлено, що основне електричне навантаження підприємства формують електроприводи металообробного обладнання, зварювальні установки, компресори, мостові крани, вентиляційні системи та освітлювальні установки. Значна частина цього обладнання працює у тривалому або змінному режимі, а окремі електродвигуни експлуатуються з неповним навантаженням. Аналіз динаміки споживання показав, що річне електроспоживання збільшилося з 1610 тис. кВт·год у 2020 році до 1818 тис. кВт·год у 2023 році, тобто на 12,92 %. Крім того, виявлено сезонну нерівномірність навантаження, пов’язану зі зміною виробничої програми, тривалості робочих змін, режимів вентиляції та освітлення. Розрахунок електробалансу засвідчив, що частка корисно використаної електричної енергії становить 88,90 %, тоді як втрати досягають 11,10 %. Отриманий рівень втрат підтверджує наявність резервів енергозбереження в системі електропостачання та вказує на необхідність удосконалення режимів роботи електроприводів, трансформаторів, кабельних ліній, вентиляції й освітлення. За результатами проведеного аналізу як пріоритетні напрями було

обрано заміну малозавантажених вентиляторних двигунів, модернізацію загальноцехової системи освітлення та компенсацію реактивної потужності.

Одним із найбільш ефективних технічних рішень є заміна двадцяти вентиляторних електродвигунів завищеної номінальної потужності на двигуни, параметри яких краще відповідають фактичному навантаженню. У результаті модернізації еквівалентні втрати потужності одного приводу зменшуються з 5,16 до 3,20 кВт, а його еквівалентний коефіцієнт корисної дії підвищується з 0,744 до 0,824. Розрахункова річна економія електричної енергії становить 344,3 МВт·год для умов 2024 року та 343,4 МВт·год для умов 2025 року. Крім прямого скорочення споживання електроенергії, цей захід сприяє зменшенню реактивного навантаження, нагрівання кабельних ліній і комутаційної апаратури, а також підвищенню надійності вентиляційних установок. Модернізація системи освітлення передбачає заміну 48 світильників із лампами ДРЛ-400 на промислові світлодіодні світильники потужністю 150 Вт. Реалізація цього заходу дає змогу зменшити встановлену потужність освітлювальної системи з 19,2 до 7,2 кВт. Проведений світлотехнічний розрахунок показав, що після модернізації середня освітленість становитиме близько 289 лк, що перевищує нормоване значення 200 лк і забезпечує необхідний резерв на старіння та забруднення світильників. Річна економія електроенергії оцінюється у 44,8 МВт·год у 2024 році та 44,7 МВт·год у 2025 році. Додатковими перевагами є підвищення якості освітлення робочих місць, зменшення витрат на обслуговування, збільшення строку служби джерел світла та можливість застосування локального автоматизованого керування. Важливим напрямом підвищення ефективності системи електропостачання є компенсація реактивної потужності шляхом установлення автоматичних конденсаторних установок. Такий захід дає змогу зменшити струмове навантаження трансформаторів і кабельних ліній, скоротити втрати активної потужності та обмежити перетікання реактивної енергії з зовнішньої мережі.

Розрахункова економія активної електроенергії становить 411,0 МВт·год на рік. Компенсація реактивної потужності є найбільш результативним із розглянутих заходів за обсягом річного грошового ефекту. Водночас вона підвищує пропускну здатність системи електропостачання та створює резерв для можливого підключення нового технологічного обладнання.

Узагальнення результатів показало, що комплексне впровадження запропонованих заходів забезпечує розрахункову економію електричної енергії на рівні 800,1 МВт·год у 2024 році та 799,1 МВт·год у 2025 році. Незначна різниця між цими значеннями пояснюється різною тривалістю календарного фонду часу. Сумарні капітальні витрати оцінено у 2,376 млн грн у цінах 2024 року та 2,566 млн грн у цінах 2025 року. Чистий річний економічний ефект відповідно становить 5,132 та 6,006 млн грн. Простий строк окупності всього комплексу заходів дорівнює 0,46 року для умов 2024 року і 0,43 року для умов 2025 року, тобто капітальні вкладення можуть повернутися приблизно протягом п’яти-шести місяців.

Оцінка інвестиційної ефективності з урахуванням п’ятирічного розрахункового горизонту та ставки дисконтування 15 % також підтвердила доцільність реалізації проєкту. Чиста теперішня вартість становить 14,827 млн грн для сценарію 2024 року та 17,567 млн грн для сценарію 2025 року. Індекс прибутковості дорівнює відповідно 7,24 і 7,85, тобто в обох сценаріях він суттєво перевищує одиницю. Додатне значення чистої теперішньої вартості, високий індекс прибутковості та короткий строк окупності свідчать про значну інвестиційну привабливість запропонованої модернізації.

Таким чином, поставлену в роботі мету досягнуто. Проведені розрахунки підтвердили, що комплексна модернізація електроприводів, освітлення та системи компенсації реактивної потужності забезпечує значне скорочення непродуктивних витрат електроенергії, зниження експлуатаційних витрат і підвищення надійності електрообладнання. Першочергово доцільно впровадити

компенсацію реактивної потужності та заміну малозавантажених вентиляторних двигунів, оскільки ці заходи характеризуються найбільшим економічним ефектом і найкоротшим строком окупності. Модернізацію освітлення доцільно здійснювати наступним етапом, ураховуючи не лише економію електроенергії, а й поліпшення умов праці персоналу.

Для збереження отриманого ефекту підприємству необхідно організувати постійний контроль електроспоживання, упроваджувати автоматизований облік енергоресурсів, регулярно аналізувати завантаження електрообладнання та своєчасно коригувати режими його роботи. Реалізація запропонованих заходів сприятиме зменшенню енергоємності виробництва, підвищенню конкурентоспроможності підприємства та формуванню системного підходу до управління енергетичними ресурсами.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Dinolova P., Ruseva V., Dinolov O. Energy Efficiency of Induction Motor Drives: State of the Art, Analysis and Recommendations. Energies. 2023. Vol. 16, No. 20. Article 7136. DOI: 10.3390/en16207136.
2. Rajendran G., Raute R., Caruana C., Andriukaitis D. Bridging Innovation and Sustainability: The Strategic Role of High-Efficiency Motors in Advancing Industry 5.0. Energies. 2026. Vol. 19, No. 4. Article 1003. DOI: 10.3390/en19041003.
3. Sengamalai U., Anbazhagan G., Thentral T. M. T., Vishnuram P., Khurshaid T., Kamel S. Three Phase Induction Motor Drive: A Systematic Review on Dynamic Modeling, Parameter Estimation, and Control Schemes. Energies. 2022. Vol. 15, No. 21. Article 8260. DOI: 10.3390/en15218260.
4. Zhang B., Song Z., Liu S., Huang R., Liu C. Overview of Integrated Electric Motor Drives: Opportunities and Challenges. Energies. 2022. Vol. 15, No. 21. Article 8299. DOI: 10.3390/en15218299.
5. Turkeri C., Kiselychnyk O. Dynamical Modelling of a Centrifugal Fan Driven by an Induction Motor and Experimental Validation. Energies. 2023. Vol. 16, No. 18. Article 6658. DOI: 10.3390/en16186658.
6. Gnaciński P., Gorniak M., Tarasiuk T. Energy-Efficient Operation of Industrial Induction Motors Exposed to Multiple Power Quality Disturbances. Energies. 2026. Vol. 19, No. 1. Article 26. DOI: 10.3390/en19010026.
7. Kosobudzki G., Dusza D., Ciurys M. P., Leicht A. Reactive Power Compensation for Single-Phase AC Motors Using Integral Power

Theory. Energies. 2025. Vol. 18, No. 10. Article 2641. DOI: 10.3390/en18102641.

8. Andruszkiewicz J., Lorenc J., Weychan A. Determination of the Optimal Level of Reactive Power Compensation That Minimizes the Costs of Losses in Distribution Networks. Energies. 2024. Vol. 17, No. 1. Article 150. DOI: 10.3390/en17010150.
9. Ivascanu P., Panoiu M., Panoiu C. Measurement-Based Analysis of Static Var Compensator Effects in Industrial Rolling Mill Grids. Energies. 2025. Vol. 18, No. 23. Article 6123. DOI: 10.3390/en18236123.
10. Andruszkiewicz J., Lorenc J., Weychan A. Using Advanced Metering Infrastructure Data from MV/LV Substations to Minimize Reactive Energy Supply Cost to Final Consumers. Energies. 2024. Vol. 17, No. 16. Article 4116. DOI: 10.3390/en17164116.
11. Fryc I., Listowski M. Relationship Between Energy Efficiency and Color Consistency in LED Lighting. Energies. 2025. Vol. 18, No. 17. Article 4482. DOI: 10.3390/en18174482.
12. Kanchiralla F. M., Jalo N., Johnsson S., Thollander P., Andersson M. Energy End-Use Categorization and Performance Indicators for Energy Management in the Engineering Industry. Energies. 2020. Vol. 13, No. 2. Article 369. DOI: 10.3390/en13020369.
13. Neves F. de O., Ewbank H., Roveda J. A. F., Trianni A., Marafão F. P., Roveda S. R. M. M. Economic and Production-Related Implications for Industrial Energy Efficiency: A Logistic Regression Analysis on Cross-Cutting Technologies. Energies. 2022. Vol. 15, No. 4. Article 1382. DOI: 10.3390/en15041382.

14. Gryboś D., Leszczyński J. S. A Review of Energy Overconsumption Reduction Methods in the Utilization Stage in Compressed Air Systems. Energies. 2024. Vol. 17, No. 6. Article 1495. DOI: 10.3390/en17061495.
15. Rokicki Ł., Parol M., Pałka P., Kopyt M. Reducing the Peak Power Demand and Setting the Proper Operating Regimes of Electrical Energy Devices in an Industrial Factory Using a Multi-Agent System—The Solutions of the DIEGO Project. Energies. 2025. Vol. 18, No. 10. Article 2416. DOI: 10.3390/en18102416.
16. Schmitt T., Mattsson S., Flores-García E., Hanson L., Amouzgar K., Urenda Moris M. Bridging the Industrial Energy Efficiency Gap: A Case Study of Targeting Energy Waste in Industrial Manufacturing. Energies. 2026. Vol. 19, No. 4. Article 1058. DOI: 10.3390/en19041058.