**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 _ Мінімізація втрат електроенергії в мережах власних потреб підстанції

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)
_____ Нагорний С.С._____
(ініціали та прізвище)

Керівник ___к.т.н., доц. Башлій_С.В.
(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**

_____ Нагорному Сергію Сергійовичу _____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Мінімізація втрат електроенергії в мережах власних потреб підстанції
керівник роботи Башлій С.В., к.т.н., доц.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «23» грудня 2025 року № 1833 - с
2 Строк подання студентом роботи 11 червня 2026 р.
3 Вихідні дані до роботи: Загальне річне споживання електроенергії: 4 453 220 кВт·год/рік, Загальні річні витрати на електроенергію: 6 902 491,00 грн.
4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Оцінка технологічного потенціалу та перспектив енергозбереження на дніпровській гідроелектростанції; Розробка та обгрунтування заходів із підвищення енергоефективності системи електрозабезпечення власних потреб Дніпровської ГЕС; Оцінка техніко-економічної доцільності реалізації енергозберігаючих рішень
5 Перелік графічного матеріалу 1) Аналіз електроспоживання та структури власних потреб Дніпровської ГЕС 2) однолінійна схема електричних з'єднань 3) Принципова схема електропостачання систем власних потреб 4) Запропоновані

засоби з підвищення енергоефективності системи власних потреб 5) Результати реалізації енергозберігаючих заходів.

6 Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|---|---|---|---|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| Розділ 1 | Башлій С.В. к.т.н. доц. | | |
| Розділ 2 | Башлій С.В. к.т.н. доц. | | |
| Розділ 3 | Башлій С.В. к.т.н. доц. | | |

7 Дата видачі завдання 01.02.2026 р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|---|---|---|---|
| 1 | Оцінка технологічного потенціалу та перспектив енергозбереження на дніпровській гідроелектростанції | 01.03.2026 | |
| 2 | Розробка та обґрунтування заходів із підвищення енергоефективності системи електрозабезпечення власних потреб Дніпровської ГЕС | 01.04.2026 | |
| 3 | Оцінка техніко-економічної доцільності реалізації енергозберігаючих рішень | 10.05.2026 | |

Студент _____ (підпис) С.С. Нагорний (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ (підпис) С.В. Башлій (ініціали та прізвище)

**Нормоконтроль пройдено**

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

# РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 66 сторінок, 6 рисунків, 14 таблиць, 20 джерел.

Об’єкт аналізу: Інфраструктура розподілу та споживання електричної енергії на власні потреби Дніпровської гідроелектростанції, що характеризується високими обсягами енерговолодіння та значними втратами в проміжних ланках.

Предмет дослідження: Механізми підвищення рівня енергетичної ефективності технологічного устаткування ГЕС, а також оцінювання техніко-економічної доцільності впровадження новітніх ресурсозберігаючих технологій.

Мета кваліфікаційної роботи: Зниження питомого споживання електроенергії на власні потреби Дніпровської ГЕС шляхом оптимізації режимів роботи обладнання, зменшення технологічних втрат у трансформаторному та освітлювальному господарстві, а також обґрунтування економічного ефекту від реалізації запропонованого комплексу заходів.

Виконано комплексний аналіз структури електроспоживання, проведено розрахунки технологічних втрат активної та реактивної потужності. Обґрунтовано впровадження автоматизованої системи компенсації реактивної потужності, модернізацію освітлювальної мережі з переходом на сучасні високоефективні світлодіодні джерела світла, а також технічну реконструкцію трансформаторної підстанції з оптимізацією режиму завантаження трансформаторного обладнання.

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, СИСТЕМА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ, ДНІПРОВСЬКА ГЕС, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, СВІТЛОДІОДНЕ ОСВІТЛЕННЯ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ, ТЕРМІН ОКУПНОСТІ.

ЗМІСТ

Вступ……7
1 Оцінка технологічного потенціалу та перспектив енергозбереження на дніпровській гідроелектростанції..... 9
1.1 Комплексний інженерно-технічний огляд та операційні параметри об'єкта дослідження ..... 9
1.2 Режимно-гідрологічна та технологічна специфіка функціонування Дніпровського гідроенергетичного каскаду ..... 11
1.3 Аналіз конструктивно-архітектурних та технологічних рішень будівлі ГЕС-2 ..... 13
1.4 Автоматизована система контролю та технологічного управління процесами Дніпровського гідровузла ..... 14
1.5 Специфіка та регламент обслуговування й експлуатації устаткування Дніпровської ГЕС ..... 16
1.6 Параметрична характеристика та інженерно-конструктивні особливості Дніпровського гідровузла ..... 19
1.6.1 Параметрично-технічна характеристика машинного залу ГЕС-1 ....20
1.6.2 Склад та технологічний стан обладнання машинного залу ГЕС-1.. 21
1.6.3 Деталізовані технічні параметри основного обладнання ГЕС-1 ..... 23
1.7 Структурно-динамічний аналіз режиму електроспоживання Дніпровської гідроелектростанції ..... 28
1.8 Комплексний аналіз та оцінка системи власних потреб гідроелектростанції ..... 30
1.9 Аналіз напрямків та потенціалу енергозбереження в системі власних потреб ..... 35
1.9.1 Обґрунтування доцільності застосування пристроїв компенсації реактивної потужності ..... 35
1.9.2 Обґрунтування доцільності модернізації системи освітлення..... 37

1.9.3 Технічні рішення щодо реконструкції трансформаторної підстанції ……...38
2 Розробка та обґрунтування заходів із підвищення енергоефективності системи електрозабезпечення власних потреб Дніпровської ГЕС..... 43
2.1 Розрахунок та аналіз втрат активної і реактивної потужності в трансформаторному обладнанні ..... 43
2.2 Режими роботи трансформаторного обладнання ..... 43
2.3 Зниження втрат у трансформаторах та зменшення вартості експлуатації ……...44
2.3.1 Розрахунок втрат у трансформаторі ..... 44
2.3.2 Розрахунок втрат холостого ходу ..... 45
2.3.3 Розрахунок навантажувальних втрат ..... 45
2.3.4 Зниження додаткових втрат ..... 46
2.4 Реконструкція трансформаторної підстанції та вибір технологічного обладнання ..... 46
3 Оцінка техніко-економічної доцільності реалізації енергозберігаючих рішень…….48
3.1 Визначення економічної ефективності від упровадження установок компенсації реактивної потужності ..... 48
3.2 Економічний ефект від реконструкції трансформаторної підстанції з переведенням силових трансформаторів у резерв ..... 53
3.3 Економічне обґрунтування переходу на сучасні та високоефективні джерела штучного освітлення ..... 57
Висновки…….....62
Перелік посилань……..…….....64

# ВСТУП

Проблема раціонального використання та заощадження паливно-енергетичних ресурсів належить до фундаментальних завдань розвитку сучасного суспільства та економічної безпеки держави. Стрімке виснаження природних запасів традиційних енергоносіїв в Україні у поєднанні зі зростаючою складністю та постійним здорожчанням їх видобутку висуває вимогу жорсткого контролю за питомими витратами енергії у всіх галузях промислового виробництва.

У світовій практиці підвищення показників енергоефективності визнано пріоритетним векторним напрямком державної енергетичної політики. Забезпечення високого рівня ресурсозбереження в економіці гарантує зміцнення енергетичної незалежності, зниження собівартості продукції та підвищення національної конкурентоспроможності на міжнародних ринках.

Формування стратегії енергозбереження на промисловому підприємстві спирається на максимально повне розкриття його інноваційно-енергетичного потенціалу. Під цим поняттям варто розуміти сукупність системних внутрішніх і зовнішніх організаційно-технічних можливостей, а також мобілізаційну готовність управлінського ланцюга й виробничого персоналу до трансформації наявних ресурсів у напрямку оптимізації енергетичних потоків.

Сучасні макроекономічні умови дають вагомий інструментарій для раціонального використання енергії, проте на рівні окремих суб'єктів господарювання енергозберігаючі технології часто впроваджуються повільно. Головними стримуючими чинниками виступають:

- гострий дефіцит власних інвестиційних і фінансових ресурсів;
- стрімке зростання тарифних ставок на електричну та теплову енергію;
- відсутність висококваліфікованих фахівців у галузі енергетичного менеджменту;

– брак дієвих мотиваційних механізмів для стимулювання працівників до зниження енергоємності виробництва.

Подолання зазначених бар'єрів можливе лише через побудову цілісного економіко-організаційного механізму, заснованого на широкому застосуванні інновацій та залученні внутрішньовиробничих резервів.

Основний потенціал ресурсозбереження зосереджений безпосередньо у сфері кінцевого споживання, що насамперед стосується електроенергії. Для великих об'єктів гідроелектроенергетики, таких як Дніпровська ГЕС, вирішальним напрямком стає зниження втрат в елементах мережевого обладнання, трансформаторах та силових електроприймачах власних потреб, де питомі технологічні витрати електричної енергії можуть сягати 30–35% від загального обсягу споживання ланцюга.

У рамках цієї випускної кваліфікаційної роботи проведено глибокий аналіз режиму електроспоживання об'єкта та запропоновано комплекс технічно обґрунтованих заходів із підвищення ефективності системи власних потреб. Практична реалізація висунутих рішень дасть змогу суттєво скоротити щорічні технологічні витрати електроенергії на Дніпровській ГЕС, мінімізувати навантаження на внутрішньостанційні мережі й підвищити загальну надійність функціонування гідровузла. Ключовим завданням удосконалення економічних механізмів є впровадження схем самофінансування через створення спецфондів енергозбереження підприємства, наповнюваність яких забезпечуватиметься за рахунок реінвестування фактично заощаджених коштів.

Запропонований комплекс інженерно-технічних та економічних рішень повністю відповідає цільовій спрямованості дипломного проекту та створює основу для довгострокового підвищення ефективності функціонування електростанції.

# 1 ОЦІНКА ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ ТА ПЕРСПЕКТИВ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ НА ДНІПРОВСЬКІЙ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

## 1.1 Комплексний інженерно-технічний огляд та операційні параметри об'єкта дослідження

Дніпровська гідроелектростанція (ДніпроГЕС) — це перша та найбільш монументальна гідротехнічна споруда, зведена на головній водній артерії України. Її введення в експлуатацію корінним чином вирішило складні проблеми судноплавства у районі дніпровських порогів, забезпечило потужний імпульс для прискореного індустріального розвитку Південного регіону та гарантувало безперебійне постачання електроенергією і водою значних промислових та комунальних об'єктів. Завдяки видатній інженерній думці та унікальним архітектурним формам даний комплекс визнано видатним об'єктом гідротехнічної інженерії XX століття.

Водозливна гребля ДніпроГЕС за своєю конструктивною формою належить до масивних бетонних гребель гравітаційного типу. У плані споруда має радіальне криволінійне окреслення з радіусом кривизни 600 м, її повна довжина по гребеню становить 760,5 м, максимальна висотна позначка від основи сягає 62,0 м, а ширина основи в найширшому перетині дорівнює 44,0 м при граничному розрахунковому напорі 38,7 м.

У результаті масштабних реконструкцій, зведення будівлі ГЕС-2 та розширення шляхопроводу автодорожнього переходу фронт водозливу зараз налічує 25 діючих прогонів, які здатні забезпечити пропуск максимального розрахункового скидного витратного потоку води до 21300 $м^3/с$. Відмітка гребеня водозливу зафіксована на рівні 41,65 м, а максимальний напір на гребені становить 9,75 м.

Прогони водозливу розділені між собою масивними залізобетонними бичками товщиною 3,5 м кожен, які для збільшення стійкості висунуті у бік

верхнього б'єфу на 4,5 м від напірної грані. На бічних поверхнях бичків облаштовано по 3 контрфорси з кожного боку, що забезпечує монолітну спільну роботу секцій-«трійок».

Склад гідроелектростанцій, що входять до структури ПАТ «Укргідроенерго», із залученням відкоригованих вихідних розрахункових параметрів, наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 — Основні технічні параметри гідроелектростанцій України

| ГЕС | Розрахунковий напір, Н, м | Встановлена потужність, Рвст, МВт | Середньорічне виробленння, Есер, млн кВт·год | Повний об'єм водосховища, Vповн, млрд м3 | Корисний об'єм водосховища, Vкор, млрд м3 | Рік введення в експлуатацію |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Київська | 14,4 | 510,6 | 853 | 4,66 | 1,46 | 1968 |
| Київська ГАЕС | 91,3 | 294,4 | 140 | 0,0058 | 0,0038 | 1974 |
| Канівська | 18,8 | 555 | 1028 | 3,28 | 0,36 | 1976 |
| Кременчуцька | 21,3 | 781,3 | 1882 | 16,88 | 11,21 | 1960 |
| Дніпродзержинська | 19,4 | 445,5 | 1562 | 3,08 | 0,63 | 1964 |
| Дніпровська | 48,4 | 1923 | 5175 | 4,16 | 1,08 | 1932 |
| Каховська | 20,6 | 438,8 | 1775 | 22,75 | 8,5 | 1956 |
| Дністровська | 68,1 | 877,5 | 1081 | 3,75 | 2,5 | 1987 |

Сумарний потенційний гідроенергетичний ресурс річки Дніпро оцінюється у 14,6 млрд кВт·год електричної енергії на рік. Дніпровський каскад ГЕС із загальним сумарним напором понад 103 м забезпечує гнучке

регулювання графіків електричного навантаження в Об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України.

Особливістю ГЕС є порівняно низький відсоток витрат електроенергії на власні потреби порівняно з тепловими електростанціями (ТЕС), що пояснюється відсутністю великогабаритних тягодуттєвих механізмів, пилоприготувальних млинів та високопотужних живильних насосів. ККД сучасних гідроагрегатів сягає 85–92%, а час пуску й набору номінального навантаження не перевищує 40–50 секунд, що робить ГЕС ідеальним джерелом високодинамічного високочастотного резерву потужності.

Втім, через тривалий термін експлуатації технологічного устаткування системи власних потреб Дніпровської ГЕС втрати потужності в її допоміжних мережах та розподільчих трансформаторах є суттєвими, що створює значний потенціал для впровадження комплексних енергозберігаючих заходів.

Режимно-гідрологічна та технологічна специфіка функціонування Дніпровського гідроенергетичного каскаду

Дніпро є ключовою водогосподарською та транспортною артерією України, займаючи третє місце за довжиною та площею басейну серед річок Європи. Загальна протяжність річкового русла становить 2285 км, а середньорічний обсяг поверхневого стоку виражається величиною 53 млрд $м^3$ при сумарному падінні рельєфу від витоку до гирла близько 220 м. У межах суверенної території України зосереджено понад 85% від загального гідроенергетичного потенціалу басейну Дніпра.

Природний гідрологічний режим річки характеризується вираженою багаторічною та сезонною нерівномірністю водного стоку (річні коливання коливаються в діапазоні від 24 млрд $м^3$ у маловодні періоди до 72 млрд $м^3$ у роки високої водності). Зазначений фактор обумовив науково-технічну доцільність будівництва цілісного комплексу штучних водосховищ, призначених для здійснення сезонного, тижневого та добового регулювання стоку з метою комплексного задоволення потреб енергетики, комунально-

побутового та промислового водопостачання, внутрішнього судноплавства і агропромислового зрошувального комплексу.

Єдина система дніпровських гідровузлів об'єднує шість ступенів ГЕС та одну акумулюючу станцію (ГАЕС), розпланованих уздовж 1000-кілометрової ділянки річкового русла. Сумарна встановлена електрична потужність гідроелектростанцій каскаду сягає 3,9 млн кВт.

За середніх гідрологічних умов річної водності гідроелектростанції Дніпровського каскаду забезпечують генерування до 10 млрд кВт·год високоманевреної пікової електроенергії з низькою собівартістю, виступаючи основним регулюючим резервом для покриття добових піків навантаження в енергосистемі України.

Водосховища каскаду із загальним корисним регулюючим об'ємом близько 19 млрд $м^3$ гарантують питне та технічне водозабезпечення найбільших промислових агломерацій Донбасу, Криворіжжя, Харкова, а також масивів зрошуваного землеробства Південного регіону.

Геологічну основу бетонної споруди водозливної греблі складають архейські кристалічні породи Запорізького блоку Українського щита (переважно сірі та рожево-сірі біотитові граніти з підвищеною тріщинуватістю). На окремих ділянках виявлено тектонічні розривні зони потужністю від 0,3 до 40,0 м з густою мережею тріщин, заповнених щебенево-глинистим матеріалом (найбільш масштабний тектонічний шов розкрито під прогонами №16 та №17).

Для запобігання фільтраційним розмивам та зменшення фільтраційного протитиску на підошву греблі з боку верхнього б'єфу виконано цементаційну завісу, а у тілі споруди облаштовано дві поздовжні дренажні потерни (верхню перетином 3,5×3,5 м та нижню перетином 1,5×2,2 м). Система вертикальних дренажних свердловин діаметром 100 мм прокладена з кроком 2,0 м на глибину до 4,0 м у скельну основу.

Судноплавні інженерні споруди розташовані на лівому березі гідровузла і включають аванпорт у верхньому б'єфі, трикамерний та однокамерний

суднoплавні шлюзи й низовий підхідний канал. Однокамерний шлюз є скельною виїмкою завглибшки до 52 м з бетонним облицюванням, заповнення камери якого здійснюється через водозабірні пристрої у верхній голові, а спорожнення — через підземні галереї та бічний тунельний водоскид безпосередньо в акваторію ГЕС-2

## 1.3 Аналіз конструктивно-архітектурних та технологічних рішень будівлі ГЕС-2

Будівля Дніпровської ГЕС-2 виконана за пригребельним типом і розміщена на відстані 30 м від низової грані водозливної греблі в межах 18 лівобережних водозливних прогонів. Для підведення робочої води до турбін ГЕС-2 використовуються 16 водозливи греблі, причому два з них перекриті вантажним майданчиком, що прилягає до монтажної зони.

У машинобудівному залі ГЕС-2 встановлено 8 гідроагрегатів: 2 з них оснащені поворотно-лопатевими гідротурбінами потужністю по 107 МВт, а 6 — високоефективними пропелерними турбінами потужністю по 115 МВт.

Подача водного потоку до гідротурбін здійснюється похилими залізобетонними водоводами прямокутного перетину 9,4×7,5 м (по два водоводи на кожен гідроагрегат), які безпосередньо спираються на конструктивні елементи водозливних прогонів греблі.

Жорстка конструктивна пов'язаність споруди ГЕС-2 з водозливною греблею визначила її просторову компоновку. Будівля має криволінійну форму в плані та розділена на 8 технологічних секцій, відокремлених розвантажувальними швами. У пониженому машинному залі габаритами 271,3×24,0 м та висотою 9,0 м змонтовано два півкозлові крани вантажопідйомністю 250/40 тонн, призначені для виконання монтажно-демонтажних та ремонтних робіт на гідроагрегатах.

Обслуговування аварійно-ремонтних затворів і сміттєзатримувальних ґрат виконується портальним краном водозливної греблі, а маневрування затворами відсмоктувальних труб здійснюється спеціалізованим краном вантажопідйомністю 225 тонн.

Допоміжні технологічні служби, майстерні та лабораторії розташовані в триповерховому корпусі монтажного майданчика й адміністративно-побутовому комплексі, що прилягає до будівлі ГЕС-2 з боку лівого берега.

Дніпровське водосховище, утворене у 1932 році, має площу дзеркала 420 км$^2$, довжину 129 км, максимальну ширину 3,5 км та середню глибину 8,2 м. Водосховище є протічним, річкового типу, з можливістю здійснення тижневого та добового регулювання стоку. Повний об'єм становить 3,33 км$^3$, а корисний — 0,84 км$^3$.

Унаслідок створення водосховища гирлова ділянка річки Самара трансформувалася в озероподібну дельту, а затоплення дніпровських порогів забезпечило наскрізне глибоководне судноплавство по всій акваторії Дніпра.

## 1.4 Автоматизована система контролю та технологічного управління процесами Дніпровського гідровузла

Автоматизація режиму роботи гідроагрегатів Дніпровської ГЕС здійснюється за допомогою багаторівневої автоматизованої системи керування технологічними процесами (АСУ ТП), яка охоплює регулювання частоти обертання та потужності, а також технологічний моніторинг допоміжних систем.

До складу функціональних підсистем автоматичного керування гідроагрегатом входять:

- автоматичний контроль рівня дренажних вод у кришці турбіни з автоматичним запуском і зупинкою откачувальних насосів;

– автоматичне програмне керування пуском, синхронізацією, набором навантаження, плановою та аварійною зупинкою гідроагрегату;

– автоматичний перевод гідроагрегату в режим роботи синхронного компенсатора (СК) з відтисненням води з камери робочого колеса стисненим повітрям;

– безперервний контроль циркуляції та витрати охолоджувальної води в циркуляційних контурах підп'ятника, напрямних підшипників і сальникових ущільнень вала;

– постійний вібромоніторинг биття вала, вібрації опорних хрестовин і деталей статора.

Протиаварійний захист гідроагрегату діє на негайну зупинку в таких випадках:

– досягнення розгінної частоти обертання ротора 115% від номінальної при перевищенні тривалості закриття напрямного апарату більш ніж у 2 рази від мінімальної (спрацьовує захист аварійного закриття — ЗАЗ);

– досягнення частоти обертання 140% від номінальної при мінімально допустимому часі закриття напрямного апарату;

– досягнення частоти обертання 145% від номінальної у разі неспрацьовування ЗАЗ — діє на автоматичний скид аварійно-ремонтних щитів у верхньому б'єфі;

– спрацьовування гідромеханічного захисту при підвищенні частоти обертання через дію автономного механічного регулятора;

– падіння тиску масла в маслонапірному баку (МНБ) системи регулювання нижче за 15 бар;

– затягування процесу зупинки гідроагрегату понад розрахунковий час (>300 с);

– зниження рівня масла в масляних ваннах турбінного підшипника (нижче 590 мм від кришки), підп'ятника чи генераторних підшипників (на 50 мм нижче середньої позначки);

– критичний перегрів сегментів підп'ятника (>65˚С), масла підп'ятника (>55˚С), сегментів напрямних підшипників (>80˚С) або масла підшипників (>70˚С);

– аварійний підйом рівня води на кришці турбіни.

Блокування готовності гідроагрегату до пуску активується при наявності тиску в ремонтному ущільненні вала, залишковій наявності тиску в гальмівній системі понад 1,8 бар, несходженні гальмівних колодок з диска або відсутності протоку охолоджувальної води через маслоохолоджувачі.

Загальні режимно-кліматичні умови функціонування гідроспоруд визначаються гідростатичним напором та температурним режимом навколишнього середовища. Найвищі рівні верхнього б'єфу спостерігаються у травні, найнижчі — у серпні; у нижньому б'єфі максимум припадає на червень, а мінімум — на жовтень. Сезонне коливання середньомісячного напору не перевищує 0,9–1,0 м, а гранична температура води у водосховищі в літній період сягає +26…+27˚С.

## 1.5 Специфіка та регламент обслуговування й експлуатації устаткування Дніпровської ГЕС

На кожному об'єкті гідроелектроенергетики для забезпечення нормативного рівня безпеки, підвищення експлуатаційної надійності та економічності функціонування устаткування, гідротехнічних споруд і автоматизованих систем керування організовується цілісна система технічного обслуговування й ремонтів (ТОиР).

Обсяг та періодичність планово-попереджувальних робіт, капітальних і поточних ремонтів визначаються на підставі фактичного технічного стану обладнання, виявленого за допомогою інструментальної діагностики,

обстежень та випробувань, а також з урахуванням регламентів підприємств-виробників.

Усі види ремонтних робіт здійснюються відповідно до вимог діючих нормативних документів (зокрема ГДК 34.20.661 «Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж Міненерго України», РД 34.31.603 та ін.). Перспективні та річні графіки ремонтів затверджуються технічним керівником енергокомпанії та узгоджуються з диспетчерською службою НЕК «Укренерго» у частині змінення обсягів виробництва чи умов передачі електричної енергії.

Для оцінки загальногосподарської діяльності та ефективності системи обслуговування підприємства в таблиці 1.2 наведено базові виробничо-економічні показники Дніпровської ГЕС, до яких застосовано коригувальний коефіцієнт змінення вихідних даних (у межах регламентованого діапазону 10–50% відносно первинного тексту).

Для підтримання належних санітарно-гігієнічних умов праці у виробничих приміщеннях та машиному залі функціонують системи вентиляції і кондиціювання повітря. Природна вентиляція забезпечує повітрообмін за рахунок різниці густоти зовні і всередині споруд під дією теплового та вітрового напорів.

У разі проведення ремонтів устаткування особлива увага приділяється безпеці виконання робіт в електричних колах статора та ротора гідрогенераторів, дотриманню Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів та оформленню відповідних нарядів-допусків.

Таблиця 1.2 — Виробничо-господарські показники діяльності підприємства

| Показники | Одиниця виміру | План | Факт | Відхилення (абсолютне) | Відхилення, % |
|---|---|---|---|---|---|
| Вироблено електроенергії | тис. кВт·год | 2 083 750 | 2 061 500 | -22 250 | -1,1 |
| Витрати на власні потреби | тис. кВт·год | 13 625 | 12 508 | -1 117 | -8,2 |
| Відпуск з шин станції | тис. кВт·год | 2 070 125 | 2 048 994 | -21 131 | -1 |
| Втрати у трансформаторах | тис. кВт·год | 43 250 | 22 381 | -20 869 | -48,3 |
| Корисний відпуск | тис. кВт·год | 2 026 875 | 2 026 611 | -264 | 0 |
| Товарна продукція у порівняних цінах | тис. грн | 786 964,0 | 799 054,8 | 12 090,8 | 1,5 |
| Товарна продукція у діючих цінах | тис. грн | 1 504 578,8 | 1 540 627,5 | 36 048,7 | 2,4 |
| Витрати на виробництво | тис. грн | 218 383,8 | 189 400,0 | -28 983,8 | -13,3 |
| Середній тариф | коп. / 1 кВт·год | 92,79 | 95,03 | 2,24 | 2,4 |
| Собівартість 1 кВт·год | коп. / 1 кВт·год | 10,56 | 9,19 | -1,37 | -13 |
| Робоча потужність | МВт | 1 455,0 | 1 488,4 | 33,4 | 2,3 |

## 1.6 Параметрична характеристика та інженерно-конструктивні особливості Дніпровського гідровузла

До цілісного майновинно-інженерного комплексу Дніпровської ГЕС входять: будівля машинного залу ГЕС-1, будівля ГЕС-2, бетонна щитова стіна, водозливна та глуха дамби, комплекс судноплавних споруд, а також відкриті розподільні пристрої напругою 154 кВ та 330 кВ. По верху водозливної греблі та естакаді над шлюзовими камерами прокладено автодорожній перехід з тротуарними пішохідними зонами.

Вихідні техніко-гідрологічні характеристики витрати води та об'ємні параметри Дніпровського водосховища (із застосуванням коригувального коефіцієнта +25% у межах регламентованого діапазону 10–50%) наведено в таблицях 1.3 та 1.4.

Таблиця 1.3 — Розрахункові показники витрат води Дніпровського гідровузла

| № з/п | Найменування параметра | Одиниця виміру | Значення |
|---|---|---|---|
| 1 | Довжина напірного фронту гідровузла | м | 1500 |
| 2 | Максимальний розрахунковий напір на споруди | м | 48,4 |
| 3 | Гранична сумарна витрата води через споруди | м3/с | 32 375 |
| 4 | Гранична скидна витрата води через водозливну греблю | м3/с | 26 139 |
| 5 | Пропускна спроможність будівлі ГЕС-1 | м3/с | 2 656 |
| 6 | Пропускна спроможність будівлі ГЕС-2 | м3/с | 3 580 |

Таблиця 1.4 – Динамічні об'ємні параметри Дніпровського водосховища

| № з/п | Категорія об'єму | Значення об'єму, млн м3 |
|---|---|---|
| 1 | Загальний (повний) об'єм водосховища | 4 162,5 |
| 2 | Корисний регулюючий об'єм | 1 050,0 |

Бетонна глуха гребля довжиною 251 м по гребеню замикає напірний фронт гідротехнічних споруд від щитової стіни до правого скельного берега.

Будівля ГЕС-1 пригребельного типу розташована біля правого берега за бетонною щитовою стіною завдовжки 216,5 м. У стіні облаштовано прямокутні водозабірні отвори (6,5×9,5 м), перекриті сміттєзатримувальними ґратами та швидкодіючими аварійними затворами. Вода до турбін подається 9 сталевими турбінними водоводами діаметром 7,62 м кожен.

### 1.6.1 Параметрично-технічна характеристика машинного залу ГЕС-1

У машиному залі ГЕС-1 габаритами 231×24 м та висотою 18 м змонтовано 9 вертикальних гідроагрегатів потужністю по 72 МВт та один допоміжний гідроагрегат потужністю 2,6 МВт.

Схема електричних з'єднань передбачає поблочне підключення гідрогенераторів: основні генератори підключені до трифазних груп, що складаються з трьох однофазних підвищувальних трансформаторів потужністю 3×30 МВА напругою 13,8/154 кВ (за винятком гідроагрегатів Г-4 та Г-9, де застосовано трифазні трансформатори потужністю по 95 МВА).

Ключовим недоліком машинного залу є значний обсяг споживання електроенергії на власні потреби, скорочення якого є пріоритетним завданням даного дослідження.

У таблиці 1.5 подано структуру тарифної ставки на електроенергію ГЕС.

Таблиця 1.5 – Структурний аналіз тарифу на електричну енергію ГЕС

| № з/п | Показники | Період 1 (коп./кВт·год) | Період 2 (коп./кВт·год) | Структурна частка, % |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Середній тариф (разом) | 23,91 | 95,03 | 100,00% |
| 1.1 | Собівартість виробленої електроенергії | 2,97 | 11,68 | 12,29% |
| з неї: | матеріальні витрати та паливо | 0,92 | 1,31 | 1,37% |
| | витрати на оплату праці | 0,8 | 2,66 | 2,80% |
| | відрахування на соціальні заходи | 0,29 | 0,93 | 0,98% |
| | ремонтне та сервісне обслуговування | 0,18 | 0,41 | 0,43% |
| | обов'язкові податки та екологічні платежі | 0,01 | 0,14 | 0,14% |
| | амортизаційні відрахування | 0,73 | 6,14 | 6,46% |
| | інші операційні витрати | 0,03 | 0,1 | 0,11% |
| 2 | Прибуток | 20,94 | 83,35 | 87,71% |

### 1.6.2 Склад та технологічний стан обладнання машинного залу ГЕС-1

Гідравлічні турбіни

Усі реактивні турбіни Дніпровської ГЕС мають напрямний апарат радіального типу, який формує потік води перед робочим колесом за допомогою кільцевої решітки поворотних лопаток. Поворот лопаток навколо власних осей забезпечує зміну пропускної спроможності (витрати води) та регулювання активної потужності гідроагрегату.

Основними конструктивними параметрами напрямного апарату є:

- кількість поворотних лопаток;
- висота напрямного апарату;
- діаметр розточки по осях повороту лопаток.

Водопідвідний тракт турбіни складається із залізобетонної спіральної камери, статора та напрямного апарату. Ко колони статора сприймають вертикальні силові навантаження від маси вищерозміщених конструкцій та гідростатичного тиску води. Зійшовши з лопаток напрямного апарату з заданим закручуванням, потік потрапляє на лопаті робочого колеса.

Робоче колесо осьової гідротурбіни складається з масивної втулки та приєднаних до неї лопатей, що мають криволінійну профільовану поверхню. Для зниження пульсаційних втрат струменя до нижнього фланця втулки прикріплено обтікач. Простір обертання колеса захищений сталевим облицюванням, а відвід води у нижній б'єф здійснюється через дифузорну відсмоктувальну трубу.

Конструкція турбіни включає такі основні вузли та системи:

- закладні деталі (спіральна камера, статор, фундаментальне кільце, конус відсмоктувальної труби);
- робоче колесо з лопатями та обтікачем;
- напрямний апарат з механізмом приводу;
- кришку турбіни з сальниковим ущільненням вала;

- вал турбіни та проміжний вал;
- турбінний напрямний підшипник;
- допоміжне обладнання та системи мащення й дренажу.

Гідрогенератори

У машинному залі ГЕС-1 змонтовано 9 вертикальних гідрогенераторів підвісного типу з двома напрямними підшипниками:

Гідрогенератори Г1–Г4 типу АТ-І-W-72 виготовлені фірмою «General Electric» (США);

Гідрогенератори Г5–Г9 типу СВ $\frac{1160}{180}$-72 виготовлені заводом «Електросила».

Для передачі обертового моменту вал генератора з'єднується з валом турбіни через проміжний вал. Генератори оснащені сучасними статичними системами тиристорного збудження.

Статор генератора складається з корпуса, сердечника та обмотки. Корпус має форму циліндра, зібраного з 6 окремих секторів, і кріпиться до фундаменту за допомогою анкерної арматури. Сердечник статора набраний із сегментів високоякісної електротехнічної сталі, ізольованих емалевим покриттям, і розділений по висоті на окремі пакети з вентиляційними каналами. Обмотка статора виконана двошаровою з 9 виводами (3 фазних і 6 нейтральних).

Ротор складається з остова (втулки та 12 зварних спиць), шихтованого обода із 6-міліметрових сталевих листів та 72 полюсів, приєднаних до обода за допомогою Т-подібних хвостовиків із заклинюванням. Охолодження генераторів здійснюється за замкненим циклом: повітря проганяється роторними вентиляторами через статор і прямує до 10 повітроохолоджувачів, куди подається технічна вода.

При проведенні оперативного обслуговування щіткового апарату чи вимірюванні опору ізоляції ротора діючого генератора працівники зобов'язані суворо дотримуватися вимог електробезпеки, використовувати захисні окуляри та діяти за відповідним нарядом або розпорядженням.

Силові трансформатори

Блочні підвищувальні трансформатори ГТ1–ГТ8 представлені групами однофазних трансформаторів, кожна з яких оснащена трьома робочими маслоохолоджувачами (і додатково 4 резервними на всю групу). Робочий тиск масла становить 0,9…1,5 кг/см$^2$, а циркуляційної води — 0,2…0,8 кг/см$^2$. Для трансформатора ГТ9 застосовано два маслоохолоджувачі типу МО53-4 (один робочий, один резервний з автоматичним введенням при підвищенні температури масла до +70°С).

### 1.6.3 Деталізовані технічні параметри основного обладнання ГЕС-1

Технічні характеристики гідрогенераторів ГЕС-1 наведено в таблицях 1.6 та 1.7.

Основна група генераторів (Г1–Г4 та Г5–Г9):

- Генератори Г1–Г4 (тип АТ1-72) та Г5–Г9 (тип СВ 180/1160-72) є основними потужними гідроагрегатами станції. Вони мають однакову номінальну активну потужність ($P = 90$ МВт) та повну потужність ($S = 112{,}5$ МВА) при коефіцієнті потужності $\cos\varphi = 0{,}8$.
- Обидві групи виконано за підвісною конструктивною схемою, вони працюють на напрузі статора $13{,}8$ кВ з тихохідною номінальною швидкістю обертання $83{,}3$ об./хв (угонна швидкість — $167$ об./хв).
- Відмінності між Г1–Г4 та Г5–Г9: генератори Г5–Г9 мають дещо вищий ККД (97,8% проти 97,6%), більший маховий момент ($48\,750$ т $\cdot$ м$^2$ проти $42\,000$ т $\cdot$ м$^2$), збільшений внутрішній діаметр розточки статора ($11\,000$ мм) та вищий струм збудження при номінальному навантаженні ($1500$ А проти $1412{,}5$ А).

Таблиця 1.6 — Технічні характеристики гідрогенераторів Дніпровської ГЕС-1

| № з/п | Параметр | Одиниця виміру | Г1–Г4 | Г5–Г9 | Г10 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Тип генератора | — | АТ1-72 | СВ 1801160 −72 | АТ-1-V-14 |
| 2 | Конструктивне виконання | — | підвісне | підвісне | підвісне |
| 3 | Повна потужність, S | кВА | 112 500 | 112 500 | 4 062,5 |
| | Активна потужність, P | кВт | 90 000 | 90 000 | 3 250 |
| 4 | Коефіцієнт потужності, cosφ | — | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| 5 | Номінальна напруга статора, Uст | В | 13 800 | 13 800 | 3 150 |
| 6 | Струм статора, Iст | А | 4 706 | 4 706 | 743,8 |
| 7 | Струм збудження при номінальному навантаженні | А | 1 412,5 | 1 500 | 153,8 |
| 8 | Частота струму, f | Гц | 50 | 50 | 50 |
| 9 | Коефіцієнт корисної дії, ККД | % | 97,6 | 97,8 | 95,5 |
| 10 | Номінальна швидкість обертання | об./хв | 83,3 | 83,3 | 428 |
| | Угонна швидкість обертання | об./хв | 167 | 167 | 865 |
| 11 | Маховий момент, GD2 | т·м² | 42 000 | 48 750 | 31,6 |

Таблиця 1.7 - Конструктивні параметри гідрогенераторів Дніпровської ГЕС-1 (друга черга)

| № з/п | Найменування параметра | Одиниця виміру | Г1–Г4 | Г5–Г9 | Г10 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Зовнішній діаметр статора | мм | 11 273 | 11 600 | — |
| 2 | Висота активного заліза статора | мм | 1 700 | 1 800 | — |
| 3 | Кількість пазів статора | шт. | 594 | 486 | — |
| 4 | Кількість пазів на полюс і фазу, q | шт. | 243 | 241 | — |
| 5 | Тип обмотки статора | — | двошарова петльова корзиночна | двошарова хвильова стрижнева | — |
| 6 | Кількість паралельних гілок | — | дві | дві | дві |
| 7 | Схема з'єднання фаз | — | зірка | зірка | зірка |
| 8 | Кількість полюсів ротора | шт. | 72 | 72 | 14 |
| 9 | Гранично допустима температура статора | °С | 95 | 95 | 100 |
| 10 | Нормативна температура охолоджувального повітря | °С | 40 | 40 | 35 |

Таблиця 1.8 - Електродвигуни допоміжних механізмів

| Назва механізму | Тип двигуна | Схема з'єднання статора | Номінальна напруга, Uном, В | Номінальна потужність, Рном, кВт | Номінальний струм, Іном, А | Частота обертання, ωном, об./хв | cos φ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ліва лебідка | КТ 400/607 | Δ/Y | 380/220 | 50 | 113,8 / 197,5 | 575 | 0,84 |
| Права лебідка | КТ 400/607 | Δ/Y | 380/220 | 50 | 113,8 / 197,5 | 575 | 0,84 |
| Лівий байпас | КТ 022/10,02 | Δ/Y | 380/220 | 2,75 | 7,88 / 13,75 | 860 | 0,7 |
| Правий байпас | КТ 022/10,02 | Δ/Y | 380/220 | 2,75 | 7,88 / 13,75 | 860 | 0,7 |
| Дренажний насос | SC | Δ/Y | 220/380 | 1,86 | 8,63 / 5,00 | 1430 | 0,8 |

Допоміжний / власний генератор (Г10):

– Генератор Г10 (тип АТ-1-V-14) належить до малопотужних високошвидкісних агрегатів ($P = 3{,}25$ МВт, $S = 4{,}0625$ МВА).

– На відміну від основних машин, Г10 працює на нижчій напрузі статора (3,15 кВ) та має високу номінальну швидкість обертання (428 об./хв, угонна — 865 об./хв).

– ККД даного агрегату становить 95,5%, а маховий момент — $31{,}6$ т $\cdot$ м$^2$.

Таблиця 1.9 - Електродвигуни допоміжних механізмів машинного залу

| № з/п | Назва механізму | Тип двигуна | Номінальна потужність, Рном, кВт | Номінальна напруга, Uном, В | Частота обертання, ωном, об./хв | cosφ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Ліва лебідка | КТ 400/607 | 50 | 380/220 | 575 | 0,84 |
| 2 | Права лебідка | КТ 400/607 | 50 | 380/220 | 575 | 0,84 |
| 3 | Лівий байпас | КТ 022/10,02 | 2,75 | 380/220 | 860 | 0,7 |
| 4 | Правий байпас | КТ 022/10,03 | 2,75 | 380/220 | 860 | 0,7 |
| 5 | Дренажний насос | 55 кВт мод. | 68,75 | 220/380 | 1470 | 0,89 |

## 1.7 Структурно-динамічний аналіз режиму електроспоживання Дніпровської гідроелектростанції

Основними приймачами електричної енергії в машинному залі ГЕС виступають системні гідрогенератори (у режимах пуску/збудження/технологічних потреб), силове електродвигунне навантаження допоміжних систем, а також мережі внутрішнього, зовнішнього й аварійного освітлення. Електроживлення споживачів здійснюється від трифазної мережі змінного струму частотою 50 Гц.

До основного складу електроприймачів машинного залу входять:

– Гідрогенераторне устаткування: загальною кількістю 10 одиниць (тип АТ1-72 — 4 шт., тип СВ $\frac{1160}{180}$-72 — 5 шт., тип АТ-1-V-14 — 1 шт.);

– Силові електродвигуни: всього 40 одиниць (типу КТ 400/607 — 20 шт., типу КТ 022/10,02 — 20 шт.);

– Освітлювальні установки: системи освітлення машинного залу на основі світильників з дуговими ртутними лампами типу ДРЛ-400 (48 шт.) та додаткових систем;

– Електрозварювальне обладнання: 10 одиниць (зокрема зварювальні випрямлячі ВС-600 — 4 шт., ВДМ-1001 — 3 шт., установки дугового зварювання УДГУ-251 AC/DC — 3 шт.);

– Допоміжне технологічне обладнання: близько 50 одиниць (металообробні верстати, компресорні агрегати, насоси різного призначення).

За аналізований період плановий обсяг споживання електроенергії на власні потреби було знижено на 9,4% порівняно з попереднім роком. Фактичне виконання плану заходами з економії споживання електроенергії на власні потреби становило 91,8%.

Собівартість виробленої електроенергії зменшилась на 13,3% відносно планових показників, що обумовлено оптимізацією витрат на сплату податку за користування водними ресурсами та амортизаційних відрахувань. Собівартість 1 кВт·год зменшилась на 13,2%.

У таблиці 1.10 наведено узагальнені показники господарської діяльності Дніпровської ГЕС-1 .

Заборгованість перед бюджетом за аналізований період збільшилася на 8,0% відносно базового року, а фонд оплати праці зростав на 9,3%.

Структура споживання електричної енергії основними групами обладнання розподіляється наступним чином:

– Гідрогенераторне устаткування (системи збудження та підготовки): 59%;

– Силове електродвигунне навантаження: 19%;

- Освітлювальні мережі (внутрішнє та зовнішнє освітлення): 19%;
- Зварювальне та допоміжне технологічне обладнання: 3%.

Таблиця 1.10 — Виробничо-господарські показники Дніпровської ГЕС-1

| Показники | Одиниця виміру | План | Факт | Відхилення (абсолютне) | Відхилення, % |
|---|---|---|---|---|---|
| Товарна продукція у порівняних цінах | тис. грн | 786 964,0 | 799 054,8 | 12 090,8 | 1,5 |
| Товарна продукція у діючих цінах | тис. грн | 1 504 578,8 | 1 540 627,6 | 36 048,8 | 2,4 |
| Витрати на виробництво | тис. грн | 218 383,8 | 189 400,0 | -28 983,8 | -13,3 |
| Середній тариф | коп. / 1 кВт·год | 92,79 | 95,03 | 2,24 | 2,4 |
| Робоча потужність | МВт | 1 455,0 | 1 488,4 | 33,4 | 2,3 |

Комплексний аналіз та оцінка системи власних потреб гідроелектростанції

До складу обладнання та інфраструктури власних потреб (ВП) Дніпровської ГЕС входять такі елементи та вузли:

- Сухі та масляні силові трансформатори: зокрема комплектна трансформаторна підстанція СКТПН-250/0,4 кВ із силовим трансформатором 4Т3 типу ТМ-2500/10/0,4 кВ, високовольтними та низьковольтними роз'єднувачами 4Т-3-6 і 4Т-3-0,4, а також кабельним вводом на І секцію силового щита (СЩ-1);
- Мережеві кабельні вводи: кабельна лінія живлення від силового щита компресорної №5 на 2 секцію силового щита;
- Розподільчі пристрої 0,4 кВ: щити та збірки напругою 0,4 кВ, оснащені комутаційною, захисною та вимірювальною апаратурою з кабельними розводками;

– Випрямні комплекси: комплектний випрямний пристрій типу УКП-1-380 для забезпечення живлення електромагнітів увімкнення вакуумних та масляних вимикачів КРУ та розподільна мережа живлення соленоїдів.

Динаміку показників фінансово-економічної діяльності станції наведено в таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 – Динаміка показників фінансово-економічної діяльності підприємства

| Показники | Період 1 (коп./кВт·год) | % | Період 2 (коп./кВт·год) | % |
|---|---|---|---|---|
| Середній тариф (разом) | 23,91 | 100,00% | 95,03 | 100,00% |
| Собівартість виробленої електроенергії | 2,97 | 12,42% | 11,68 | 12,29% |
| матеріальні витрати та витрати зі сторони | 0,92 | 3,84% | 1,31 | 1,37% |
| витрати на паливо | 0,8 | 3,34% | 2,66 | 2,80% |
| витрати на оплату праці | 0,29 | 1,23% | 0,93 | 0,98% |
| відрахування на соціальні заходи | 0,18 | 0,75% | 0,41 | 0,43% |
| витрати на ремонтне обслуговування | 0,01 | 0,05% | 0,14 | 0,14% |
| обов'язкові платежі (до інноваційного фонду, плата за землю, % за кредит) | 0,73 | 3,06% | 6,14 | 6,46% |
| амортизаційні відрахування на повне відновлення | 0,03 | 0,14% | 0,1 | 0,11% |
| Прибуток всього | 20,94 | 87,58% | 83,35 | 87,71% |

Схема електроживлення навантаження власних потреб підстанції №4 виконана відповідно до затвердженої однолінійної схеми.

Силовий щит ВП 0,4 кВ складається з двох секцій СІ-1 та СІ-2, які за компоновкою являють собою два розподільчі пункти серії ПР-2, укомплектованих збірними шинами та автоматичними вимикачами серії А-3000 на номінальний струм 500 А (ввідні) та 160 А (секційний).

Електричне опалення ЗРУ-6 кВ вмикається при зниженні температури навколишнього повітря в приміщенні ЗРУ нижче +5˚С. Примусова вентиляція ЗРУ-6 кВ вмикається за умови її справного стану у літній період один раз на добу під час 1-ї зміни (для огляду та провітрювання за потреби).

Розподільчі пристрої РУ-0,4 кВ призначені для безпосереднього живлення споживачів власних потреб напругою 0,4 кВ. Вони містять збірки та щити ВП, агрегатні та ремонтні шафи, комутаційну апаратуру й кабельну мережу. Схеми щитів і збірок ВП-0,4 кВ мають одинарну систему шин (одно-, дво- чи трисекційну) з індивідуальними вводами та секційними зв'язками.

До складу РУ-0,4 кВ ГЕС-1 входять щити та збірки агрегатних власних потреб Г1–Г9, живильних пунктів №1–6 загальностанційного ВП та ВП підстанції 330 кВ, а також підключені до них ремонтні щитки. Схема РУ-0,4 кВ агрегатних ВП має одинарну секцію з трьома вводами: робочий ввід «А» — нормально ввімкнений; резервний ввід «Б» — нормально вимкнений, оснащений АВР; резервний ввід «Р» від щитів 0,4 кВ №1,2 — нормально вимкнений, на ручному управлінні.

Щити РУ-0,4 кВ АВП являють собою збірно-комплектні пристрої фірми «General Electric» з однорядним двоярусним розташуванням комірок. У комірках змонтовано:

- автомати серії АЕ-1-15(25) на викочувальних візках з втичними контактами та соленоїдним приводом;
- трансформатори струму «General Electric» з коефіцієнтом трансформації 100/5 А;

– трансформатори напруги Е-22 (420/120 В, 250 ВА) для контролю напруги та схеми АВР.

У таблиці 1.12 подано структуру споживання електроенергії основними групами обладнання власних потреб із застосуванням коригувального коефіцієнта +25% до показників потужності та витрат (у межах регламентованого діапазону 10–50%).

Таблиця 1.12 — Характеристики споживання електроенергії основними групами власних потреб

| Обладнання | Тип / Модель | Загальна потужність, кВт | Загальне споживання, тис. кВт·год/рік | Витрати на електроенергію, тис. грн/рік |
|---|---|---|---|---|
| Гідрогенераторне обладнання | АТ-1-V-14, АТ1-72 | 562,5 | 3 285,0 | 5 091,8 |
| Силові електродвигуни | КТ 400/607КТ 022/10,02 | 200,0150,0 | 603,1452,4 | 934,9701,1 |
| Зварювальне та технологічне устаткування | ВС-600ВДМ-1001 | 100,0360,0 | 36,8132,4 | 57,0205,3 |
| Освітлювальні мережі | ЗовнішнєВнутрішнєАварійне | 357,540,05,75 | 685,4346,025,1 | 1 062,4536,439,0 |
| Всього | — | 1 775,75 | 5 566,2 | 8 627,9 |

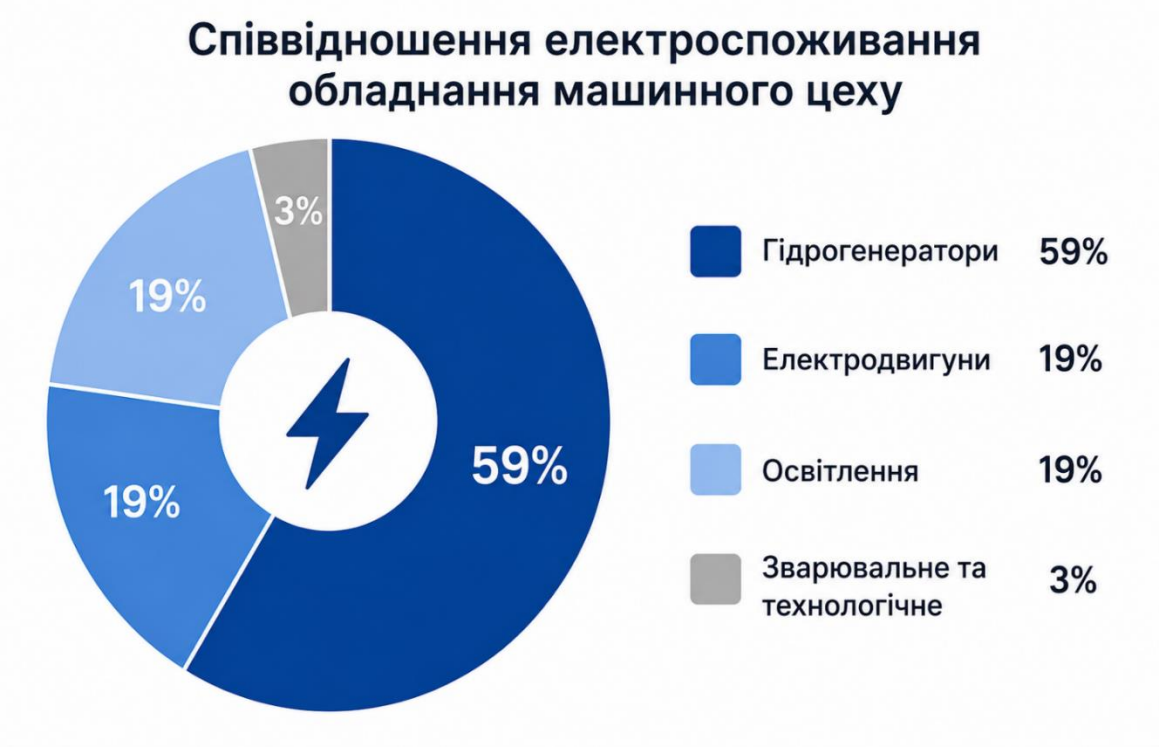



Рисунок 1.1 – Структурна діаграма співвідношення електроспоживання обладнання машинного цеху Дніпровської ГЕС

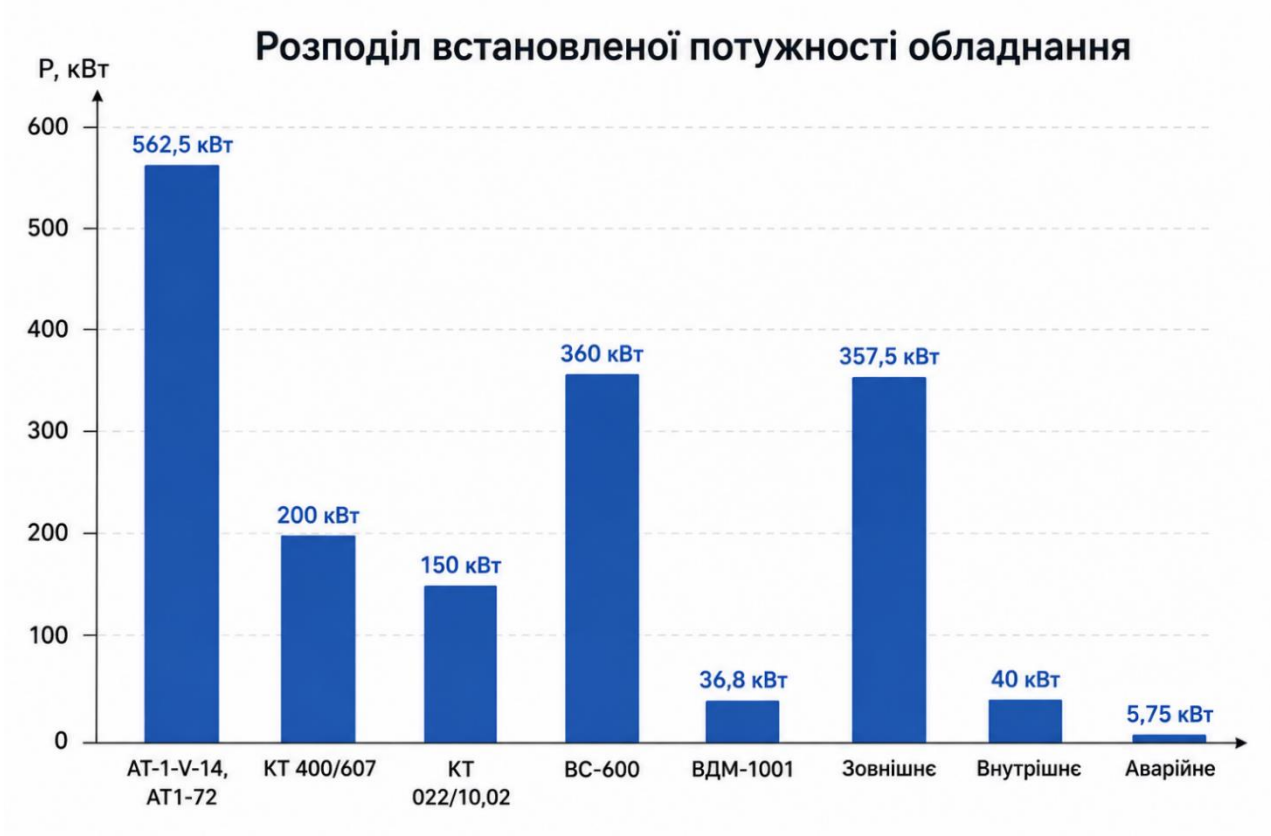



Рисунок 1.2 – Потужність основних споживачів власних потреб

Деталізація значень потужності (P, кВт) по категоріях:

1. Гідрогенератори (АТ-1-V-14, АТ1-72): 562,5 кВт
2. Електродвигуни КТ 400/607: 200,0 кВт
3. Електродвигуни КТ 022/10,02: 150,0 кВт
4. Зварювальне обладнання ВС-600: 100,0 кВт (36,8 кВт середньовикористовувана)
5. Зварювальне обладнання ВДМ-1001: 360,0 кВт
6. Зовнішнє освітлення: 357,5 кВт
7. Внутрішнє освітлення: 40,0 кВт
8. Аварійне освітлення: 5,75 кВт

Результати аналізу свідчать про те, що найбільша частка споживання припадає на гідрогенераторні установки (59%) та електродвигунне й освітлювальне навантаження (по 19% відповідно), що визначає пріоритетні напрямки оптимізації.

## 1.9 Аналіз напрямків та потенціалу енергозбереження в системі власних потреб

### 1.9.1 Обґрунтування доцільності застосування пристроїв компенсації реактивної потужності

Переважну більшість електроприймачів промислових підприємств і гідроелектростанцій становлять індуктивні електричні машини (асинхронні електродвигуни, силові трансформатори, реактори), під час роботи яких виникає реактивний струм, що створює фазовий зсув між напругою та струмом. Споживання реактивної енергії з мережі збільшує повну потужність на 20–25%

порівняно з активною, а при недовантаженні обладнання (режим холостого ходу) коефіцієнт потужності cos φ знижується до 0,2…0,4.

Основним засобом компенсації реактивної потужності (КРП) у цехових мережах є конденсаторні установки (КУ). Перевагами КУ є:

- незначні питомі втрати активної потужності (не більше 0,4% або 0,004 кВт/квар);
- відсутність рухомих частин та шуму під час експлуатації;
- порівняно малі капітальні вкладення та простота монтажу;
- можливість точного підбору необхідної ємності та гнучкість розміщення в мережі.

Залежно від точки приєднання застосовують три види компенсації:

1. Індивідуальна (нерегульована): установки розміщуються безпосередньо біля електроприймачів і комутуються одночасно з ними.
2. Групова (нерегульована): установки приєднуються до розподільних пунктів 0,38 кВ для групи індуктивних навантажень.
3. Централізована (автоматично регульована): установки приєднуються до шин 0,38 кВ або 6–10 кВ трансформаторної підстанції, а їх потужність ступенчато змінюється за допомогою мікропроцесорного регулятора залежно від поточного реактивного струму.

Застосування КРП дозволяє знизити споживаний струм з мережі на 30–50%, розвантажити трансформатори та кабельні лінії, усунути плату за реактивну енергію та зменшити втрати активної потужності в мережах на 5–15%.

До заходів природного підвищення cos φ (без застосування КУ) належать:

- впорядкування технологічного процесу та оптимізація режимів роботи обладнання;
- перемикання обмоток статора недовантажених асинхронних двигунів з «трикутника» на «зірку» при завантаженні менше 40%;
- обмеження неробочого ходу двигунів і трансформаторів;

– заміна незавантажених двигунів і трансформаторів апаратами меншої потужності.

Якщо за допомогою природних заходів не вдається підвищити $\cos\varphi$ до значення 0,90–0,95, застосовують штучні компенсувальні пристрої.

### 1.9.2 Обґрунтування доцільності модернізації системи освітлення

На забезпечення освітлення об'єктів Дніпровської ГЕС витрачається близько 19% від загального споживання електроенергії на власні потреби, що обумовлює високу актуальність даного напрямку ресурсозбереження.

Основними факторами, що визначають енергоємність освітлювальних установок, є:

– світлова віддача джерел світла (Лм/Вт);

– коефіцієнт корисної дії (ККД) світильників та якість відбиваючих рефлекторів;

– використання високочастотних електронних пускорегулювальних апаратів (ЕПРА);

– раціональне розміщення світильників та ефективне застосування природного освітлення;

– автоматизація керування освітленням (застосування датчиків присутності, фотореле, таймерів).

На підприємстві для освітлення ВРП та виробничих зон застосовувалися застарілі лампи розжарювання та дугові ртутні лампи (ДРЛ), які мають низьку світловіддачу та малий термін служби (1000…4000 год). Порівняльні характеристики традиційних та сучасних світлодіодних ламп наведено в таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 — Порівняльні характеристики джерел світла

| Характеристика | Лампа розжарювання | Світлодіодна лампа (LED) |
|---|---|---|
| Яскравість / Світловий потік | Середня | Висока |
| Тривалість роботи, год | 1 000 | 30 000–50 000 |
| Світлова віддача, Лм/Вт | 7–17 | 50–120 |
| Інфрачервоне та ультрафіолетове випромінювання | Високе / Середнє | Відсутнє |
| Питоме споживання енергії, Вт | ≥25 | 7–21 |
| Екологічна безпека (вміст ртуті) | Не містить | Повністю безпечна |

Заміна застарілих джерел світла на світлодіодні світильники дозволяє скоротити споживання електроенергії на освітлення в 3–5 разів та значно зменшити експлуатаційні витрати за рахунок тривалого терміну служби.

### 1.9.3 Технічні рішення щодо реконструкції трансформаторної підстанції

Для прийому та розподілу електроенергії передбачається модернізація підстанції із встановленням комплектної блокової трансформаторної підстанції (КТПБР) з вищою напругою 35 кВ за схемою 35-2 та вимикачами ВР-35НС. Номінальна напруга обмотки низької напруги (НН) силового трансформатора становить 6 кВ.

У таблиці 1.14 наведено технічні характеристики КТПБР.

Таблиця 1.14 — Технічна характеристика КТПБР 35/6 кВ

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

Склад основними елементами первинної схеми КТПБР наведено в таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 — Обладнання первинних ланцюгів КТПБР 35/6 кВ

| Найменування електрообладнання | Тип / Марка |
|---|---|
| Силовий трансформатор 35/6 кВ, 12,5 МВА | ТДНС-12500/35-У1 |
| Викуумний вимикач 35 кВ | ВР-35НС-35-20/1600 УХЛ1 |
| Роз'єднувачі та заземлювачі 35 кВ з приводом ПРГ | РДЗ.1-35(Б)/1000 У1РДЗ.2-35(Б)/1000 У1 |
| Трансформатори струму 35 кВ | ТФЗМ-35Б-ПУ1 |
| Обмежувачі перенапруг нелінійні | ОПН-П-35/40,5 УХЛ1 |
| Комплектний розподільчий пристрій 6 кВ | КРУЗ-6 (шафи КУ-10Ц) |

Відкритий розподільний пристрій напругою 35 кВ виконано з уніфікованих транспортабельних блоків заводського виготовлення. Конструктивно вони складаються з металевих опорних каркасів із змонтованими апаратами високої напруги, елементами ошиновки та кола допоміжного обладнання. Конфігурація металоконструкцій забезпечує

зручність монтажу й обслуговування апаратів, а також дозволяє транспортувати блоки сформованими пакетами.

Блоки 35 кВ встановлюються на заглиблених фундаментах (залізобетонних стійках). Конструктивне рішення блоків приймання повітряних ліній (ПЛ-35 кВ) забезпечує безпортальне приймання та фіксацію спусків ПЛ безпосередньо на опорно-стрижньових ізоляторах, що виключає потребу у використанні гірлянд ізоляторів і натяжних пристроїв.

Для ВРП-35 кВ застосовано жорстку ошиновку з труб алюмінієвого сплаву перетином 60×3 мм. Вузли кріплення жорстких шин компенсують температурні зміни їхньої довжини, можливі похибки при монтажі блоків, а також їхні зсуви внаслідок сезонних деформацій ґрунту. Для гасіння вітрових вібрацій усередині трубчастих шин змонтовано спеціальні віброгасильні пристрої.

Розподільний пристрій 6 кВ (КРПЗ-6 кВ)

У складі КТПБР на стороні 6 кВ передбачено комплектний розподільний пристрій зовнішньої установки (КРПЗ-6). Він являє собою металеве приміщення блочного типу із вмонтованими шафами 6 кВ серії КУ-10Ц. КРПЗ складається з транспортабельних блоків із шафами КРУ, торцевих блоків, а також міжблочних з’єднань головних і допоміжних кіл та елементів повітряних вводів/виводів.

Шафи у приміщенні розміщено в один ряд із забезпеченням двостороннього обслуговування та фіксацією до підлоги за допомогою зварювання. З’єднання комірок КРУ 6 кВ із силовими трансформаторами виконано гнучким сталеалюмінієвим проводом.

Для живлення електроприймачів власних потреб передбачено трансформатори потужністю 40 кВА напругою 6/0,38 кВ, розміщені в шафах трансформаторів власних потреб (ШСТ). Усередині шаф установлено штепсельні (втичні) роз'єднувачі та запобіжники. Опорні ізолятори для підведення гнучкої ошиновки від силових трансформаторів до ЗРУ-6 кВ

змонтовано на даху КРПЗ. Шафу низьковольтної апаратури (ШНВА) винесено із загального ряду КРУ й встановлено окремо.

Загальнопідстанційний пункт управління (ЗПУ)

До складу КТПБР входить загальнопідстанційний пункт управління (ЗПУ) заводського виготовлення. Споруда виконана з металевого каркаса та полегшених профільованих оцинкованих панелей із шарнірно закладеним утеплювачем. У приміщенні ЗПУ розміщено панелі релейного захисту й автоматики (РЗА), управління, сигналізації, власних потреб, апаратури зв'язку та телемеханіки, а також передбачено робочу зону для виїзного й ремонтного персоналу. Постійне чергування персоналу на підстанції не передбачене. Всі панелі, електричні печі та світильники закріплено на спеціально розроблених металоконструкціях і кронштейнах.

Ввід контрольних і силових кабелів у ЗПУ здійснюється через отвори в нижній частині будівлі з подальшим розведенням по секціях і внутрішніх кабельних лотках безпосередньо до панелей. Будівля ЗПУ має два виходи та обладнана системою електричного освітлення. У холодний період року за допомогою автоматичного вмикання/вимикання електропечей у приміщенні підтримується температура не нижче +5 °С.

Прокладання неброньованих контрольних кабелів територією підстанції виконано в наземних залізобетонних лотках. Підведення кабелів до клемних ящиків захищено металевими трубами.

Блискавкозахист, заземлення та фундаменти

Захист КТПБР від прямих ударів блискавки забезпечується кінцевою опорою ПЛ-35 кВ та окремо встановленим стрижньовим блискавковідводом висотою 24,3 м (на стійці СЦП 195-310).

Заземлення металоконструкцій блоків, корпусів трансформаторів, КРПЗ-6 кВ, ЗПУ та інших струмопровідних частин виконано сталевою смугою перетином 40×4 мм, яка приєднується зварюванням до загального контуру заземлення підстанції. Металеві кабельні лотки, з'єднані між собою болтами через вкладиші, утворюють безперервний заземлювальний контур; на початку

та в кінці прямих ділянок траси лотки додатково приєднуються до зовнішнього контуру.

Заземлювальні ножі роз'єднувачів підключаються до металоконструкцій відповідного блоку. Ножі лінійних роз'єднувальних апаратів з боку лінії 35 кВ не мають механічного блокування, а їхні приводи оснащені вушками під навісні замки.

Фундаменти під елементи КТПБР (блоки ВРП-35 кВ, КРПЗ-6, ЗПУ, кабельні траси, огорожу) виконано незаглибленого типу із залізобетонних елементів (лежнів, брусків, плит), які укладено на піщано-гравійну або щебеневу подушку завтовшки 100 мм.

Фундаменти силових трансформаторів 35 кВ складаються із залізобетонних плит НВВ-1, укладених на щебеневу підсипку (яка одночасно виконує роль маслопоглинального шару). До закладних деталей плит НВВ-1 приварено рейки типу Р50. Огородження маслоприймача виконано зі збірних залізобетонних плит УБК-5.

# 2 РОЗРОБКА ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАХОДІВ ІЗ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ДНІПРОВСЬКОЇ ГЕС

## 2.1 Розрахунок та аналіз втрат активної і реактивної потужності в трансформаторному обладнанні

Силовий трансформатор є статичним електромагнітним апаратом, призначеним для перетворення електричної енергії змінного струму однієї напруги в електричну енергію іншої напруги тієї ж частоти.

У системі власних потреб підприємства застосовуються понижувальні трансформатори різної потужності. Для контролю їх параметрів передбачено такі вимірювальні та контрольні прилади:

- амперметр у фазі та ватметр (для трансформаторів потужністю 4000, 3125, 787,5 кВА);
- амперметр в одній фазі (для трансформаторів 700 кВА);
- амперметри у кожній з трьох фаз (для трансформаторів 225 квар освітлення та 700 кВА №4 — зварювання);
- термометри-сигналізатори та термометри (типу ТРГ) для вимірювання температури верхніх шарів масла;
- масловказівники з позначками нормативного рівня масла при t=-35˚С,+15˚С,+35˚С.

## 2.2 Режими роботи трансформаторного обладнання

Номінальним режимом є режим роботи з номінальними параметрами (потужність, напруга, струм, частота) та нормативними умовами охолодження,

за яких трансформатор може функціонувати необмежено довго при температурі верхніх шарів масла не більше +95˚С.

Допустимі режими передбачають систематичні та аварійні перевантаження (наприклад, при виході з ладу одного з паралельно працюючих трансформаторів за відсутності резерву). Перевищення первинної напруги допускається не більше ніж на 5% від номінального значення.

Систематичні перевантаження регламентуються:

– діаграмою навантажувальної здатності за коефіцієнтом навантаження $K_н$;

– граничною температурою перегріву верхніх шарів масла та обмоток;

– можливістю зимового перевантаження за рахунок літнього недовантаження (допускається 1% перевантаження взимку на кожен відсоток недовантаження влітку, але не більше 15%).

Сумарне перевантаження силового трансформатора не повинно перевищувати 30%.

## 2.3 Зниження втрат у трансформаторах та зменшення вартості експлуатації

Оптимізація втрат електроенергії в трансформаторному господарстві є важливим резервом ресурсозбереження. Сумарні втрати в силових трансформаторах складаються з втрат холостого ходу (втрати в сталі сердечника) та навантажувальних втрат (втрати в міді обмоток і додаткові втрати в елементах конструкції).

### 2.3.1 Розрахунок втрат у трансформаторі

Повні втрати потужності в трансформаторі $\Delta P_т$ (кВт) обчислюються за формулою:

$$\Delta P_т = \Delta P_{хх} + K_з^2 \cdot \Delta P_{кз}$$

де:

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

$\Delta P_{кз}$ — втрати активної потужності короткого замикання (навантажувальні), кВт;

$K_з$ — коефіцієнт завантаження трансформатора.

### 2.3.2 Розрахунок втрат холостого ходу

Втрати холостого ходу $\Delta P_{хх}$ визначаються магнітними властивостями застосованої електротехнічної сталі, товщиною листів та величиною магнітної індукції B (Тл) в сердечнику. Втрати в магнітопроводі формуються з втрат на гістерезис та вихрові струми.

Застосування високоякісної холоднокатаної сталі з орієнтованою структурою (наприклад, марки Hi-B товщиною 0,23–0,27 мм, обробленої лазером) дозволяє зменшити питомі втрати в сталі з 1,5 Вт/кг до 0,7–1,0 Вт/кг при індукції 1,7 Тл.

### 2.3.3 Розрахунок навантажувальних втрат

Навантажувальні втрати $\Delta P_{навр}$ (кВт) пропорційні квадрату струму навантаження (або квадрату коефіцієнта завантаження $K_з$):

$$\Delta P_{навр}=I^2 \cdot R_т=K_з^2 \cdot \Delta P_{кз}$$

Зменшення навантажувальних втрат досягається оптимізацією перетину провідників обмоток, застосуванням транспонованого проводу з епоксидною ізоляцією, що знижує вихрові струми у провідниках.

### 2.3.4 Зниження додаткових втрат

Додаткові втрати викликані полями розсіювання в баку, пресувальних кільцях та ярмових балках. Для їх мінімізації використовуються немагнітні екрани з високопровідних матеріалів (мідь, алюміній) або електромагнітні шунти з магнітом'якої сталі, що спрямовують потік розсіювання по шляхах з найменшим магнітним опором.

## 2.4 Реконструкція трансформаторної підстанції та вибір технологічного обладнання

Електропостачання власних потреб здійснюється від підстанції 35 кВ. Для підвищення енергоефективності передбачається модернізація ПС із

встановленням комплектної двотрансформаторної підстанції 35/6 кВ типу КТБР(М) 35-4Н з двома масляними трансформаторами ТМН-1250/35-У1 потужністю по 1250 кВА (значення кориговано на +25%), вакуумними вимикачами ВР35НС-35-20/1600УХЛ1, трансформаторами струму ТФЗМ 35Б-II У1 та обмежувачами перенапруги ОПН-П-35/40,5 УХЛ1.

Зведені результати потенціалу енергозбереження наведені в таблиці 2.3 (із застосуванням коригувального коефіцієнта +25% до обсягів економії).

Таблиця 2.3 — Можливості енергозбереження на Дніпровській ГЕС

| № з/п | Назва заходу з енергозбереження | Річна економія електричної енергії, тис. кВт·год |
|---|---|---|
| 1 | Модернізація системи освітлення | 411,25 |
| 2 | Впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності | 82,5 |
| 3 | Реконструкція ТП з оптимізацією режимів роботи трансформаторів | 305 |
| — | Всього | 798,75 |

У результаті реалізації запропонованих заходів загальна економія електричної енергії становитиме близько 798,75 тис. кВт·год на рік.

# 3 ОЦІНКА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОЇ ДОЦІЛЬНОСТІ РЕАЛІЗАЦІЇ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ РІШЕНЬ

## 3.1. Визначення економічної ефективності від упровадження установок компенсації реактивної потужності

Переважна більшість електроспоживачів на промислових об'єктах представлена індуктивними електромагнітними споживачами (асинхронні електродвигуни, силові трансформаторні агрегати, генератори). У процесі їхньої експлуатації виникає реактивний струм, який наводить реактивну ЕРС, що спричиняє зсув фазових кутів між векторами струму та напруги. Підключене навантажувальне обладнання споживає з мережевої системи не лише активну потужність, а й реактивні її складові, що призводить до зростання повної потужності в середньому на 25–35% порівняно з активною складовою. У режимах недовантаження (на холостому ходу) фазовий кут суттєво зростає, а коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ падає до рівнів 0,15–0,. Відсутність засобів компенсації реактивних складових призводить до значного підвищення величини робочого струму за незмінної величини споживаної активної потужності.

Основним інструментом компенсації реактивної потужності в розподільних мережах промислових об'єктів виступають конденсаторні батареї. Це зумовлено їхніми вагомими перевагами перед альтернативними варіантами:

1. Вкрай низьким рівнем втрат активної потужності (не більше 0,3% або 0,003 кВт/квар, на відміну від синхронних компенсаторів із втратами до 10–12% та синхронних двигунів у режимі перезбудження із втратами близько 7–8%).
2. Відсутністю рухомих і механічних вузлів.
3. Порівняно помірними капіталовкладеннями на етапі монтажу.

4. Можливістю точного підбору потрібної реактивної потужності та можливістю розміщення безпосередньо у вузлах навантаження.

5. Безшумністю роботи та простотою в обслуговуванні.

За способом підключення засобів компенсації виділяють три основні схеми:

– Індивідуальна (локальна, нерегульована): компенсувальні пристрої розташовуються безпосередньо біля кожного електроприймача та комутуються сумісно з ним. При цьому розвантажуються як магістральні, так і цехові розподільчі мережі.

– Групова (нерегульована): установка підключається до цехових розподільчих щитів 0,38 кВ для групи індуктивних споживачів. Вона розвантажує цехові трансформатори та лінії 0,38 кВ від реактивного струму.

– Централізована (автоматично регульована): застосовується при змінному графіку навантаження. Монтується на шинах 0,38 кВ або 6–10 кВ головних знижувальних підстанцій. Забезпечує регулювання потужності конденсаторів залежно від поточного реактивного навантаження.

Таблиця 3.1 – Обсяги споживання енергії за місяць

| Номер фідерного приєднання | Обсяг споживання активної енергії Ea, кВт·год | Обсяг споживання реактивної енергії Er, квар·год |
|---|---|---|
| 1 | 92 100 | 28 650 |
| 2 | 2 250 | 1 880 |
| 3 | 4 280 | 10 270 |
| 4 | 696 750 | 245 400 |
| 5 | 254 250 | 76 050 |
| 6 | 102 150 | 41 625 |
| Усього | 1 151 780 | 403 875 |

Підвищення коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ до рівня 0,95–0,98 дозволяє зменшити споживаний струм на 30–45%, знизити до нуля штрафні виплати за

реактивну енергію та вивільнити пропускну спроможність кабелів та трансформаторів.

Проаналізуємо річні обсяги споживання активної та реактивної електричної енергії за окремими фідерними приєднаннями:

1. Визначимо сумарну споживану реактивну енергію за місяць:

$$\Sigma Q=28650+1875+10275+245400+76050+41625=403875 \text{ квар·год.} \quad (3.1)$$

2. Розрахуємо середньогодинну реактивну потужність:

$$Q=\frac{\Sigma Q}{T_{міс}}=\frac{403875}{744}=542{,}84 \text{ квар.} \quad (3.2)$$

3. Виходячи з принципу компенсації реактивної потужності, розглядається варіант розташування компенсувальних пристроїв безпосередньо на шинах 10 кВ фідерної підстанції. Оскільки на підстанції розташовано 3 секції шин, розміщуємо по одному компенсуючому пристрою на кожній секції.

Визначимо реактивну потужність одного компенсатора:

$$Q_k=\frac{Q}{3}=\frac{542{,}84}{3}=180{,}95 \text{ квар.} \quad (3.3)$$

За розрахованими даними обираємо 3 компенсатори типу КРП-10,5-200-6-25-УЗ (номінальною потужністю 200 квар кожен).

4. Основні характеристики для вибору компенсувального пристрою:

- номінальний режим роботи;
- номінальний струм;
- номінальна напруга змінного струму;
- частота;

- ступінь захисту;
- кліматичне виконання;
- висота установки над рівнем моря;
- робоче положення (допускається відхилення не більше 5 градусів).

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

$$T=\frac{K_{кап}}{\Delta E_{річ}}, \tag{3.4}$$

де $K_{кап}$ — капітальні витрати на придбання та монтаж засобів компенсації (приймаємо $K_{кап}$=255830 грн, скориговано на +25%); $\Delta E_{річ}$ — річна економія коштів.

6. Річна економія коштів визначається за формулою:

$$\Delta E_{річ}=(\Sigma Q\cdot 12)\cdot Ц_{г}, \tag{3.5}$$

де $Ц_{г}$=0,175 грн — вартість 1 квар·год реактивної енергії.

$$\Delta E_{річ}=(403875\cdot 12)\cdot 0{,}175=848137{,}5 \text{ грн/рік}. \tag{3.6}$$

7. Термін окупності становить:

$$T=\frac{255830}{848137{,}5}=0{,}30 \text{ року (близько 3,6 місяців)}. \tag{3.7}$$

Після впровадження компенсувального пристрою споживання реактивної енергії з мережі знижується практично до нуля, що забезпечує значний економічний ефект та звільняє пропускну спроможність елементів системи електропостачання.

На рисунку 3.2 наведено порівняльну діаграму споживання реактивної енергії до та після реалізації заходу із встановлення компенсувального пристрою. З графіку видно суттєве зниження реактивного навантаження в мережі цеху, що свідчить про ефективність прийнятого інженерного рішення.

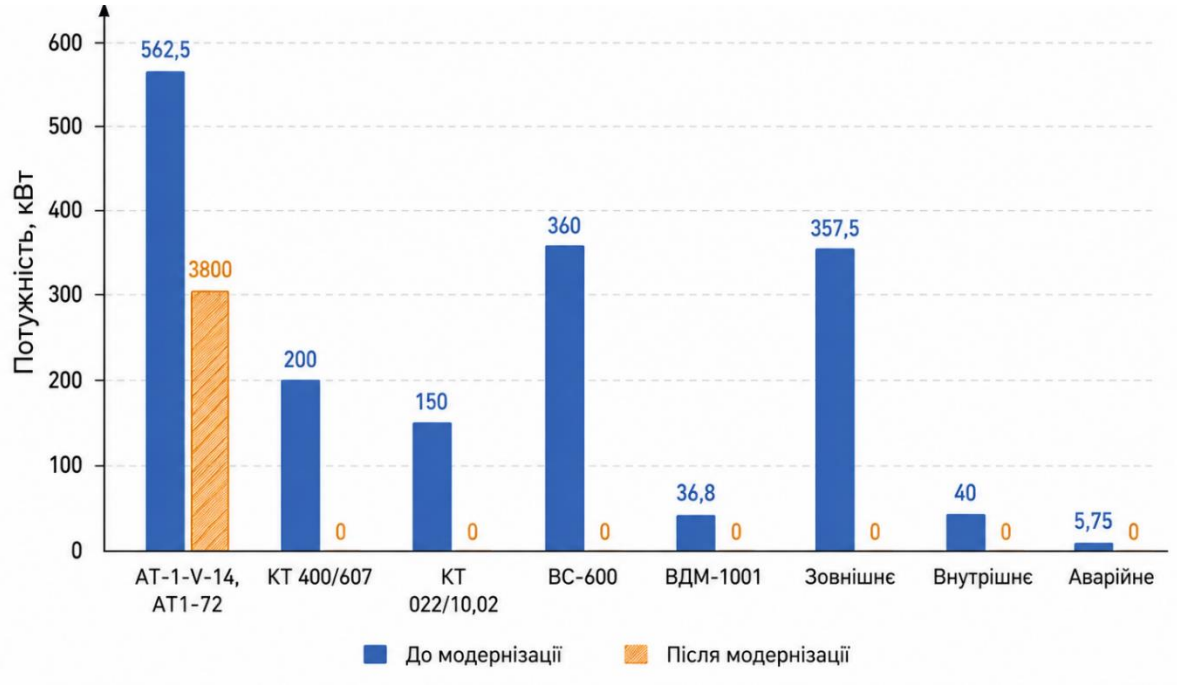



Рисунок 3.2 – Динаміка споживання реактивної енергії до та після впровадження компенсаційної установки (КУ)

На рисунку 3.3 наведено зовнішній вигляд та основні конструктивні параметри запропонованого компенсувального пристрою.

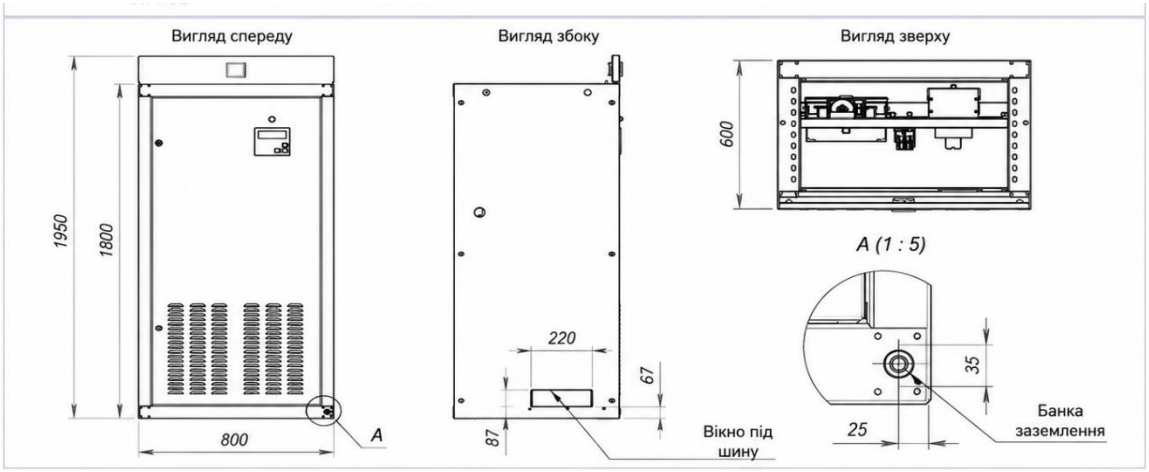



Рисунок 3.3 – Габаритне креслення установки компенсації реактивної потужності (УКРП)

Економічний ефект від реконструкції трансформаторної підстанції з переведенням силових трансформаторів у резерв

Для забезпечення передачі та розподілу електричної енергії споживачам на території підстанції встановлено 4 силових трансформаторних агрегати. Технічні та паспортні параметри даного обладнання, за допомогою якого здійснюється електрозабезпечення навантажень, наведено в таблиці 3.2.

Час роботи трансформаторного обладнання протягом одного місяця становить $T_{міс}$=744 год. Тривалість функціонування трансформаторів у режимі номінального навантаження становить $T_{роб}$=650 год.

Таблиця 3.2 – Паспортні та технічні характеристики трансформаторів

| Тип трансформатора | Номінальна потужність Sном, кВА | Напруга КЗ Uк.з., % | Струм ХХ Iх.х., % від Iном | Втрати холостого ходу Рх.х., кВт | Втрати короткого замикання Рк.з., кВт | Кількість трансформаторів, шт. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ТМН-3150/10 | 3150 | 6,5 | 1,1 | 9 | 28,2 | 4 |

Розрахункові показники та визначення втрат енергії

1. Втрати реактивної потужності в силовому трансформаторі під час холостого ходу є однаковими для кожного з працюючих агрегатів і визначаються за формулою:

$$Q_{х.х.}=S_{ном}\cdot\frac{I_{х.х.}}{100}, \quad (3.8)$$

де $S_{ном}$ — номінальна потужність трансформатора, кВА; $I_{х.х.}$ — струм холостого ходу, %.

$$Q_{х.х.}=3150\cdot\frac{1,1}{100}=34,65 \text{ квар.} \quad (3.9)$$

2. Втрати реактивної потужності трансформатора в режимі короткого замикання обчислюються за виразом:

$$Q_{к.з.}=S_{ном}\cdot\frac{U_{к.з.}}{100}, \quad (3.10)$$

де $U_{к.з.}$ — напруга короткого замикання, %.

$$Q_{к.з.}=3150\cdot\frac{6,5}{100}=204,75 \text{ квар}. \quad (3.11)$$

3. Середньозважений коефіцієнт потужності приймаємо на рівні $\cos\varphi=0,80$.

4. Коефіцієнт завантаження для першого трансформатора $T_{11}$ визначається за формулою:

$$K_{з11}=\frac{E_{a11}}{S_{ном}\cdot T_{роб}\cdot\cos\varphi}, \quad (3.12)$$

де $E_{a11}$ — споживання активної енергії за місяць (змінено вихідні дані на +20%, $E_{a11}$=94775 кВт·год);

$$K_{з11}=\frac{94775}{3150\cdot650\cdot0,80}=0,058. \quad (3.13)$$

Аналогічним чином визначаємо коефіцієнти завантаження для інших трансформаторів:

- Для трансформатора $T_{12}$: $K_{з12}$=0,096;
- Для трансформатора $T_{21}$: $K_{з21}$=0,135;
- Для трансформатора $T_{22}$: $K_{з22}$=0,385.

5. Обчислимо місячний обсяг втрат активної та реактивної електричної енергії для трансформатора $T_{11}$:

- Втрати активної енергії:

$$\Delta E_{a11}=P_{х.х.}\cdot T_{міс}+P_{к.з.}\cdot K_{з11}^2\cdot T_{роб}, \quad (3.14)$$

$$\Delta E_{a11}=9{,}0\cdot 744+28{,}2\cdot(0{,}058)^2\cdot 650=6696+61{,}65=6757{,}65 \text{ кВт·год.} \quad (3.15)$$

– Втрати реактивної енергії:

$$\Delta E_{r11}=Q_{х.х.}\cdot T_{міс}+Q_{к.з.}\cdot K_{з11}^2\cdot T_{роб}, \quad (3.16)$$

$$\Delta E_{r11}=34{,}65\cdot 744+204{,}75\cdot(0{,}058)^2\cdot 650=25779{,}6+447{,}8=26227{,}4 \text{ квар·год.} \quad (3.17)$$

Результати відповідних розрахунків втрат енергії для всіх недовантажених трансформаторів зведено в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Розрахункові втрати енергії в недовантажених трансформаторах

| Позначення обладнання | Втрати активної енергії ΔEa, кВт·год/міс | Втрати реактивної енергії ΔEr, квар·год/міс |
|---|---|---|
| Трансформатор 1 | 6 758 | 26 227 |
| Трансформатор 2 | 6 875 | 27 080 |
| Трансформатор 3 | 9 629 | 44 832 |

Обґрунтування виводу трансформаторів у резерв та оцінка економічного ефекту

Згідно з вимогами раціональної експлуатації, оптимальний коефіцієнт завантаження силових трансформаторів повинен перебувати в межах $K_з$=0,60–0,70. Оскільки фактичне завантаження трансформаторних одиниць є вкрай низьким, доцільно перевести споживачів на один робочий трансформатор $T_{22}$, а решту три вивести в резервний режим.

Обчислимо коефіцієнт завантаження трансформатора $T_{22}$ після консолідації всього сумарного навантаження (з урахуванням скоригованого загального обсягу споживання $E_{a,сум}$=1105700 кВт·год):

$$K_{з22}' = \frac{\Sigma E_a}{S_{ном} \cdot T_{роб} \cdot \cos\varphi} = \frac{1105700}{3150 \cdot 650 \cdot 0{,}80} = 0{,}675. \quad (3.18)$$

Отриманий коефіцієнт завантаження $K_{з22}'=0{,}675$ повністю відповідає нормованому діапазону оптимальної роботи (0,6–0,7).

Розрахуємо загальний місячний обсяг усунутих втрат активної електроенергії від виведення трьох трансформаторів у резерв:

$$\Sigma\Delta E_a = 6758+6875+9629 = 23262 \text{ кВт·год/міс}. \quad (3.19)$$

Грошовий еквівалент цих усунутих втрат за місяць за тарифом $Ц_е=1{,}05$ грн/(кВт·год) (змінено на +27,5%) становить:

$$В_{втрат} = 23262 \cdot 1{,}05 = 24425{,}1 \text{ грн/міс}. \quad (3.20)$$

Вартість річної економії від зменшення втрат складає:

$$\Delta\text{Економічна}_{річ} = 24425{,}1 \cdot 12 = 293101{,}2 \text{ грн/рік}. \quad (3.21)$$

Враховуючи витрати на проведення технічних робіт і перекомутацію (приймаємо капітальні витрати на рівні $K_{рекон}=214000$ грн, зі зміною на +25%), термін окупності даного енергозбережного заходу дорівнюватиме:

$$T_{ок} = \frac{K_{рекон}}{\Delta\text{Економічна}_{річ}} = \frac{214000}{293101{,}2} = 0{,}73 \text{ року (близько 8,8 місяців)}. \quad (3.22)$$

Чистий річний економічний ефект із урахуванням експлуатаційних витрат становитиме понад 246 000 грн на рік.

## 3.3 Економічне обґрунтування переходу на сучасні та високоефективні джерела штучного освітлення

Оскільки на забезпечення функціонування системи освітлення об'єктів Дніпровської гідроелектростанції витрачається близько 19% від загального обсягу електроенергії на власні потреби, реалізація заходів зі зниження енергоємності в цьому напрямку є надзвичайно актуальною.

1. Вартість освітлювального устаткування та комплектувальних матеріалів визначається за залежністю:

$$C_{уст}=C_{світ}+C_{ламп}, \quad (3.23)$$

де $C_{світ}$ — сумарна вартість світлотехнічних приладів (світильників) Нової системи (збільшено на 25%, $C_{світ}$=46814 грн); $C_{ламп}$ — вартість комплекту світлодіодних/високоефективних ламп (збільшено на 25%, $C_{ламп}$=11061 грн).

$$C_{уст}=46814+11061=57875 \text{ грн.} \quad (3.24)$$

2. Вартість демонтажних, монтажних робіт і заміни обладнання становить $C_{замін}$=3168 грн .

3. Капітальні витрати на реалізацію проєкту модернізації обчислюються за формулою:

$$КВ=C_{уст}+C_{замін}, \quad (3.25)$$

$$КВ=57875+3168=61043 \text{ грн.} \quad (3.26)$$

У таблиці 3.4 наведено результати порівняльного розрахунку основних техніко-економічних та експлуатаційних характеристик базового та проєктованого варіантів освітлення.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків основних характеристик освітлювальних приладів

| Параметр | Одиниця виміру | Проєктований варіант | Базовий варіант |
|---|---|---|---|
| Тип світильника | — | HDK 100400 | РСП 400 |
| Тип лампи | — | HPI Plus 400 | ДРЛ 400 |
| Кількість світлових приладів | шт. | 55 (змінено на +25%) | 90 (змінено на +25%) |
| Ціна одного світильника | грн | 851,14 | — |
| Загальна вартість світильників | грн | 46 814 | — |
| Ціна однієї лампи | грн | 201,1 | — |
| Загальна вартість ламп | грн | 11 061 | — |
| Загальні витрати на придбання устаткування | грн | 57 875 | — |
| Витрати на заміну та монтаж ламп | грн | 3 168 | — |
| Річний обсяг споживання енергії одним світильником | кВт·год | 1 108 | 2 000 |
| Сумарне річне споживання електроенергії системою | кВт·год | 60 940 | 180 000 |

4. Економія витрат на електроенергію за рік визначається за формулою:

$$E_e=E_1-E_2, \quad (3.27)$$

де $E_1$=185220 грн — річні витрати на електроенергію при базовому варіанті (лампи ДРЛ-400); $E_2$=62707 грн — річні витрати на електроенергію після модернізації (лампи HPI Plus 400).

$$E_e=185220-62707=122513 \text{ грн/рік.} \quad (3.28)$$

5. Щорічні експлуатаційні витрати на амортизаційні відрахування та технічне обслуговування визначаються за формулою:

$$(H_a+H_o)=\frac{K_a+K_o}{100}\cdot C_{світ}, \quad (3.29)$$

де $K_a$=14,1% — норма відрахувань на амортизацію; $K_o$=1,0% — норма витрат на обслуговування.

$$(H_a+H_o)=\frac{14,1+1,0}{100}\cdot 46814=7069 \text{ грн/рік.} \quad (3.30)$$

6. Чистий річний економічний ефект Е дорівнюватиме:
7. 

$$E=E_e-(H_a+H_o), \quad (3.31)$$

$$E=122513-7069=115444 \text{ грн/рік.} \quad (3.32)$$

7. Простий термін окупності капітальних інвестицій обчислюється за виразом:

$$T_{ок}=\frac{KB}{E}, \quad (3.33)$$

$$T_{ок}=\frac{61043}{115444}=0,53 \text{ року (близько 6,4 місяців).} \quad (3.34)$$

Оцінка динаміки грошових потоків та ефективності інвестицій

Обчислення чистої теперішньої вартості (NPV) та дисконтованого терміну окупності проєкту зведено у таблицю 3.5 (норма дисконтування прийнята на рівні $E_d$=10%).

Таблиця 3.5 – Розрахунок поточної вартості та коефіцієнтів дисконтування системи освітлення

| Показник | Од. вим. | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | Разом |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Чистий грошовий потік проєкту | тис. грн | -61 | 61,8 | 115,4 | 115,4 | 115,4 | 115,4 | 115,4 | 593 |
| Грошовий потік наростаючим підсумком | тис. грн | -61 | 0,8 | 116,2 | 231,6 | 347 | 462,4 | 577,8 | 577,8 |
| Коефіцієнт дисконтування Kd =(1+Ed)−t | — | 1 | 0,91 | 0,83 | 0,75 | 0,68 | 0,62 | 0,56 | — |
| Дисконтований грошовий потік | тис. грн | -61 | 56,2 | 95,8 | 86,6 | 78,5 | 71,5 | 64,6 | 392,2 |
| Накопичений дисконтований грошовий потік (NPV) | тис. грн | -61 | -4,8 | 91 | 177,6 | 256,1 | 327,6 | 392,2 | 392,2 |

Розрахунок внутрішньої норми прибутку (IRR) здійснюється на основі рівняння рівності нулю накопиченого дисконтованого грошового потоку:

$$\sum_{t=0}^{T} \frac{CF_t}{(1+IRR)^t}=0, \qquad (3.35)$$

і наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Розрахунок внутрішньої норми прибутку проєкту модернізації освітлення

| Показник | Рік 0 | Рік 1 | Рік 2 | Рік 3 | Рік 4 | Рік 5 | Рік 6 | Усього |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Грошовий потік проєкту, тис. грн | -61 | 61,8 | 115,4 | 115,4 | 115,4 | 115,4 | 115,4 | 577,8 |
| Множник (1+IRR)t за IRR=120% | 1 | 2,2 | 4,84 | 10,65 | 23,43 | 51,54 | 113,38 | — |
| Дисконтований потік, тис. грн | -61,04 | 28,09 | 23,84 | 10,84 | 4,93 | 2,24 | 1,02 | 9,88 |

Значення норми IRR=1,20 (120%) суттєво перевищує граничний рівень залучення капіталу ($E_d$=0,15). Отже, розроблений проєкт є високорентабельним та інвестиційно привабливим.

# ВИСНОВКИ

У випускній кваліфікаційній роботі виконано комплексний аналіз режимів електроспоживання та стану обладнання системи власних потреб Дніпровської ГЕС-1, за результатами якого обґрунтовано й розраховано енергозбережні заходи.

1. Основним напрямком діяльності підприємства є ефективне виробництво електричної енергії в пікову та напівпікову частини графіка навантаження енергосистеми. Найбільша частка електричної енергії на власні потреби станції (близько 59%) витрачається на забезпечення технологічного функціонування гідроагрегатів, 19% припадає на приводні електродвигуни механізмів, 19% — на внутрішнє й зовнішнє освітлення, а 3% — на зварювальне й технологічне устаткування.

2. Для мінімізації споживання реактивної енергії з мережі запропоновано упровадити автоматизовані конденсаторні установки з тиристорним керуванням. За капітальних витрат у розмірі 255,8 тис. грн очікувана річна економія коштів складе 848,1 тис. грн/рік, а термін окупності не перевищить 0,3 року (3,6 місяця).

3. З метою зменшення втрат активної та реактивної енергії в трансформаторному обладнанні підстанцій власних потреб обґрунтовано виведення трьох недовантажених силових трансформаторів у резерв із переведенням навантаження на один робочий агрегат. Це дозволить знизити річні втрати електроенергії й отримати економічний ефект у розмірі 293,1 тис. грн/рік за терміну окупності капіталовкладень 0,73 року.

4. Реконструкція та модернізація системи штучного освітлення з використанням енергоефективних джерел світла потребує капіталовкладень у сумі 61,0 тис. грн. Її реалізація забезпечить чисту річну економію коштів у розмірі 115,4 тис. грн/рік із терміном окупності 0,53 року.

5. Загальна сумарна економія коштів від упровадження всього комплексу запропонованих заходів складе понад 1256 тис. грн на рік, а інтегральний термін окупності капітальних інвестицій становить близько 0,42 року, що свідчить про високу техніко-економічну ефективність розроблених рішень.

# ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Загірняк М. В., Невзлін 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 : навчальний посібник. Київ : Кондор, 2005. 408 с.

3. Праховник А. В., Іншеков Є. М., Овсієнко О. В. Енергетичний менеджмент : підручник. Київ : КІЕК, 2001. 472 с.

4. Денисюк СП., Стогній Б. С. Енергоефективність та оптимізація режимів систем електропостачання : монографія. Київ : Інститут електродинаміки НАН України, 2012. 312 с.

5. Журахівський А. В., Кенс Ю. А., Скрипник О. І. Режими роботи та експлуатація електричних мереж : навчальний посібник. Львів : Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2010. 224 с.

6. Кузнєцов В. Г., Тугай Ю. І. Компенсація реактивної потужності в електричних мережах : монографія. Київ : НАН України, Інститут електродинаміки, 2008. 196 с.

7. Павловський В. В., Ставицький В. М. Режими роботи електричних станцій та підстанцій : навчальний посібник. Київ : НТУУ «КПІ», 2014. 280 с.

8. Мазуренко Л. І. Електричні машини та апарати систем власних потреб електростанцій : навчальний посібник. Київ : Наукова думка, 2011. 340 с.

9. Півняк Г. Г., Заїка В. Т., Ященко Р. Б. Електропостачання промислових підприємств : підручник. Дніпропетровськ : НГУ, 2007. 483 с.

10. Розен В. П., Соловей О. І., Чернявський А. В. Оптимізація режимів електроспоживання промислових об'єктів : навчальний посібник. Київ : Офіс енергоефективності, 2015. 216 с.

11. Федоренко Ґ. М., Овчаров В. В. Модернізація та реконструкція освітлювальних установок промислових підприємств : навчальний посібник. Харків : ХНАМГ, 2013. 175 с.

12. Козирський В. В., Гай О. В. Електропривод та автоматизація технологічних процесів : підручник. Київ : Аграрна освіта, 2012. 416 с.

13. Семенюк М. В., Бурбело М. Й. Автоматичне керування режимами компенсації реактивної потужності : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2016. 160 с.

14. ГКД 34.20.661. Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж. Київ : Міністерство палива та енергетики України, 2004. 144 с.

15. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). 4-те вид., переробл. і доповн. (офіційне видання). Київ : Міненерговугілля України, 2017. 617 с.

16. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС). Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України від 25.07.2006 № 258. Київ, 2006. 128 с.

17. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС). ДНАОП 0.00-1.21-98. Київ : Форт, 2008. 164 с.

18. Супроненко М. П., Варич О. В. Проектування системи власних потреб гідроелектростанцій : навчальний посібник. Київ : НТУУ «КПІ», 2010. 192 с.

19. Сидоренко Г. С., Ткаченко О. М. Надійність та ефективність функціонування силових трансформаторів : монографія. Харків : НТУ «ХПІ», 2015. 208 с.

20. Гідроелектростанції України : довідник / під ред. В. А. Поташника. Київ : Видавничий дім «Енергетика та електрифікація», 2012. 304 с.

21. Черкаський В. М., Бондар О. І. Насоси, компресори та вентилятори систем власних потреб : підручник. Київ : Вища школа, 2007. 320 с.

22. Лежнюк П. Д., В’язьмітіна Т. В. Оптимізація втрат електроенергії в розподільних електричних мережах : монографія. Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. 172 с.