Міністерство освіти і науки України
Криворізький національний університет
Електротехнічний факультет

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи бакалавра
за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ДОСЛІДЖЕННЯ СПОСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОТУЖНОСТІ В ПРОМИСЛОВИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ ПАТ «АРСЕЛОРМІТТАЛ КРИВИЙ РІГ»

Виконав: здобувач вищої освіти групи ЕЕМ-22-2 _____ Є.В. Рашковський

Керівник випускної роботи _____ к.т.н., доц. О.Ю. Михайленко

Нормоконтролер _____ к.т.н., доц. О.Ю. Михайленко

Декан ЕТФ _____ к.т.н., доц. В.О. Федотов

Гарант освітньої програми _____ к.т.н., доц. І.І. Пересунько

Кривий Ріг
2026 р.

Криворізький національний університет

Факультет: електрична інженерія
Освітній рівень: бакалавр
Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ
Рашковського Євгенія Вікторовича

1. Тема роботи: Дослідження способів підвищення рівня коефіцієнта потужності в промислових електромережах ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг».
2. Строк подання студентом роботи: 10 червня 2026 р.
3. Мета та завдання кваліфікаційної роботи:

Мета роботи – розробка технічних рішень з підвищення коефіцієнта потужності у системі електропостачання пульпонасосної станції ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» шляхом обґрунтованого вибору засобів компенсації реактивної потужності, що забезпечують зниження втрат, покращення режиму напруги та виконання вимог чинної Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно розробити):

1) Аналіз системи електропостачання пульпонасосної станції;

2) Розрахунок електричних навантажень, струмів короткого замикання, вибір трансформаторів, кабельних ліній, комутаційної апаратури та релейного захисту;

3) Аналіз існуючого коефіцієнта потужності, розрахунок необхідної компенсації, дослідження не менше трьох способів КРП, порівняльна оцінка та вибір оптимального рішення.

5. Перелік графічного матеріалу: однолінійна схема електропостачання; схема пульпонасосної станції; блок-схема компенсуючого пристрою; графіки навантажень; порівняльні діаграми способів КРП.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Завдання видав	Завдання прийняв
I	Олексій МИХАЙЛЕНКО		
II	Олексій МИХАЙЛЕНКО		
III	Олексій МИХАЙЛЕНКО		

7. Календарний план

№	Етапи роботи	Термін виконання
1	Загальна частина	18.05.26–24.05.26
2	Спеціальна частина	25.05.26–30.05.26
3	Проєктна розробка	31.05.26–31.05.26
4	Оформлення пояснювальної записки	01.06.26–09.06.26
5	Оформлення презентації	10.06.26–15.06.26

Дата видачі завдання: 18.05.2026 р.

Здобувач вищої освіти _____ Євгеній РАШКОВСЬКИЙ

Керівник роботи _____ Олексій МИХАЙЛЕНКО

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи на тему «Дослідження способів підвищення рівня коефіцієнта потужності в промислових електромережах ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг»: 79 с., 14 рис., 18 табл., 24 літературних джерела.

Об'єкт дослідження – система електропостачання пульпонасосної станції гірничозбагачувального комплексу ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг», що забезпечує гідротранспортування хвостів збагачення на хвостосховище «Третя карта».

Предмет дослідження – режими споживання реактивної потужності силовими високовольтними асинхронними двигунами шламових насосів, методи та технічні засоби компенсації реактивної потужності у мережах напругою 6 та 0,4 кВ промислового підприємства.

Мета роботи – обґрунтування технічного рішення з підвищення коефіцієнта потужності пульпонасосної станції шляхом порівняльного аналізу способів компенсації реактивної потужності та оцінки їх техніко-економічної ефективності.

У першому розділі надано характеристику ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг», описано систему електропостачання пульпонасосної станції, проаналізовано склад електрообладнання та існуючі режими споживання активної й реактивної потужності з ідентифікацією основних джерел реактивних навантажень.

У другому розділі за методом коефіцієнта попиту визначено розрахункові електричні навантаження станції, обґрунтовано вибір джерел живлення на напрузі 6 кВ, виконано орієнтовний розрахунок струмів короткого замикання, обрано силові трансформатори, кабельні лінії та комутаційну апаратуру, окреслено базові принципи релейного захисту.

У третьому розділі досліджено три способи компенсації реактивної потужності – конденсаторні батареї, тиристорно-керовані компенсатори та активні фільтри гармонік. Виконано розрахунок необхідної потужності КРП, проведено

порівняння варіантів і обґрунтовано оптимальний за критерієм питомих витрат на 1 кВАр компенсованої потужності.

ПУЛЬПОНАСОСНА СТАНЦІЯ, КОЕФІЦІЄНТ ПОТУЖНОСТІ, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, КОНДЕНСАТОРНА БАТАРЕЯ, СТАТИЧНИЙ ТИРИСТОРНИЙ КОМПЕНСАТОР, АКТИВНИЙ ФІЛЬТР, АСИНХРОННИЙ ДВИГУН, ХВОСТОСХОВИЩЕ, ШЛАМОВИЙ НАСОС.

ЗМІСТ

ВСТУП **9**

РОЗДІЛ 1 ..... **12**

АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПУЛЬПОНАСОСНОЇ СТАНЦІЇ ПАТ «АРСЕЛОРМІТТАЛ КРИВИЙ РІГ» **12**

1.1. Загальна характеристика ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» 12

1.2. Характеристика системи електропостачання пульпонасосної станції. 15

1.3. Аналіз складу електрообладнання пульпонасосної станції..... 18

1.4. Аналіз споживання активної та реактивної потужності 21

РОЗДІЛ 2 ..... **28**

РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ **28**

ПУЛЬПОНАСОСНОЇ СТАНЦІЇ **28**

2.1. Визначення електричних навантажень пульпонасосної станції 29

2.2. Вибір та обґрунтування джерел живлення 31

2.3. Розрахунок струмів короткого замикання..... 33

2.4. Вибір силових трансформаторів..... 36

2.5. Вибір кабельних ліній..... 40

2.6. Вибір комутаційної апаратури..... 41

2.7. Аналіз та вибір релейного захисту 44

РОЗДІЛ 3 ..... **50**

ДОСЛІДЖЕННЯ СПОСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА..... **51**

ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ ПУЛЬПОНАСОСНОЇ СТАНЦІЇ **51**

3.1. Аналіз існуючого коефіцієнта потужності 51

3.2. Розрахунок необхідної компенсації реактивної потужності 51

3.3. Компенсація реактивної потужності за допомогою конденсаторних батарей..... 53

3.4. Компенсація реактивної потужності із застосуванням тиристорно-керованих компенсаторів 55

3.5. Компенсація реактивної потужності за допомогою активних фільтрів вищих гармонік 58
3.6. Порівняльний аналіз способів компенсації реактивної потужності 60
3.7. Оцінка ефективності підвищення коефіцієнта потужності 63
ВИСНОВКИ 71
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 74

ВСТУП

Криворізький залізорудний басейн залишається ключовим осередком гірничо-металургійного комплексу України, а ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» – найбільшим виробником сталі в країні з повним металургійним циклом. Стабільна робота підприємства напряму залежить від функціонування допоміжних гідротехнічних та технологічних систем, серед яких особливе місце посідає пульпонасосна станція (ПНС). Її експлуатація потребує безперервного енергопостачання потужного парку асинхронних двигунів, які формують значне реактивне навантаження та визначають техніко-економічні показники системи в цілому.

Зростання вартості електричної енергії на ринку РДН, посилення тарифних санкцій за неоптимальне споживання реактивної потужності згідно з Методикою обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії [5], а також військові ризики надійності централізованого електропостачання ставлять перед промисловими підприємствами завдання глибокої оптимізації режимів роботи їхніх внутрішніх мереж [11; 19]. Компенсація реактивної потужності за цих обставин стає не лише засобом виконання нормативних вимог, але й інструментом прямого скорочення витрат на енергоносії.

Особливість пульпонасосних станцій металургійних підприємств полягає у концентрації потужних високовольтних асинхронних двигунів, які працюють у тривалому режимі з номінальним коефіцієнтом потужності 0,82–0,87 і за умов недовантаження демонструють подальше його погіршення до 0,7–0,75 [14; 18]. Це створює реактивні перетікання у внутрішній мережі 6 кВ обсягом понад 5 МВАр, які додатково навантажують головні понижувальні трансформатори ГПП-2 та лінії 35–150 кВ районної мережі [17; 19].

Актуальність дослідження визначається трьома взаємопов'язаними чинниками. По-перше, технологічними: підвищення коефіцієнта потужності з 0,80 до 0,95 дозволяє вивільнити близько 20% пропускної здатності силових

трансформаторів та живлячих ліній без капітальних витрат на їх заміну [11; 18]. По-друге, нормативно-економічними: чинна Методика НКРЕКП передбачає прогресивну шкалу плати за перетікання реактивної електроенергії, яка для металургійних споживачів може досягати 8–12% сумарної вартості електропостачання [5; 7]. По-третє, технічними: сучасні засоби компенсації (тиристорно-керовані компенсатори типу SVC, активні фільтри гармонік типу AFC) дозволяють вирішувати завдання якості напруги поряд із компенсацією, що особливо цінно для мереж із потужними пусковими режимами [10; 20; 23].

Метою кваліфікаційної роботи є розробка обґрунтованого технічного рішення з підвищення коефіцієнта потужності в електромережі пульпонасосної станції ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» на основі порівняльного аналізу сучасних способів компенсації реактивної потужності.

Для досягнення поставленої мети у роботі вирішуються такі **завдання:**

– аналіз структури та режимів роботи системи електропостачання пульпонасосної станції з визначенням джерел реактивних навантажень;

– розрахунок електричних навантажень, струмів короткого замикання, обґрунтований вибір силових трансформаторів, кабельних ліній, комутаційної апаратури та релейного захисту;

– визначення необхідної потужності компенсуючих пристроїв та порівняльний аналіз трьох технічних варіантів КРП – конденсаторних батарей, тиристорно-керованих компенсаторів та активних фільтрів гармонік;

– техніко-економічна оцінка ефективності запропонованих рішень та вибір оптимального варіанта.

Об'єктом дослідження виступає система електропостачання пульпонасосної станції напругою 6 кВ та 0,4 кВ із сукупністю силових трансформаторів, високовольтних асинхронних двигунів та допоміжного обладнання. Предметом дослідження є режими споживання реактивної потужності та технічні засоби її компенсації.

Методологічну основу роботи становить метод коефіцієнта попиту для розрахунку електричних навантажень, метод еквівалентних опорів для розрахунку струмів короткого замикання, а також метод порівняльних капіталовкладень для техніко-економічного обґрунтування [11; 13; 22].

Практичне значення отриманих результатів полягає у формуванні готового технічного рішення, яке після доопрацювання робочою документацією може бути впроваджене на пульпонасосній станції ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг», забезпечуючи зниження сумарного споживання реактивної електроенергії та відповідного тарифного навантаження.

Розділ 1. Аналіз системи електропостачання пульпонасосної станції ПАТ «Арселорміттал Кривий Ріг»

РОЗДІЛ 1
АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПУЛЬПОНАСОСНОЇ СТАНЦІЇ ПАТ «АРСЕЛОРМІТТАЛ КРИВИЙ РІГ»

1.1. Загальна характеристика ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг»

ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» (далі – АМКР, ідентифікаційний код ЄДРПОУ 24432974) є найбільшим металургійним підприємством України та однією з провідних виробничих структур групи ArcelorMittal у Європі [17]. Підприємство розташоване у місті Кривий Ріг Дніпропетровської області за адресою вул. Орджонікідзе, 1, і функціонує на базі колишнього металургійного комбінату «Криворіжсталь», приватизованого транснаціональною групою у 2005 році. Основним видом діяльності за КВЕД 24.10 є виробництво чавуну, сталі та феросплавів за технологією повного металургійного циклу.

Структурно АМКР об'єднує гірничо-збагачувальний департамент, коксохімічне, доменне, сталеплавильне, прокатне та допоміжне виробництва. Гірничо-збагачувальний департамент включає три кар'єри з видобутку залізорудної сировини – Першотравневий, Ганнівський і Валявкінський, дробильно-збагачувальну фабрику та комплекс хвостосховищ [14; 17], у складі якого працює і пульпонасосна станція, що є об'єктом досліджень цієї роботи.

Виробнича потужність АМКР до повномасштабного вторгнення становила близько 6,2 млн т чавуну та 5,7 млн т сталі на рік, що формувало понад 20% сумарного експорту металопродукції з України. У 2022–2024 роках підприємство працювало в умовах часткового завантаження виробничих потужностей через зрив логістичних ланцюгів, дефіцит коксівного вугілля та ризики ракетних обстрілів. Незважаючи на ці обмеження, керівництво АМКР зберегло реалізацію стратегічних проектів, серед яких – будівництво нового хвостосховища «Третя карта» вартістю близько 150 млн доларів США, що забезпечує безперервність основного виробничого циклу.

Загальне сумарне електричне навантаження підприємства у нормальному режимі роботи становить 350–420 МВт [17; 19]. Основними споживачами електроенергії високої напруги є дугові сталеплавильні печі (ДСП) сталеплавильного цеху, прокатні стани, конвертерне виробництво, а також потужні асинхронні приводи допоміжних агрегатів – компресорних установок, повітродувних машин доменних печей, насосних станцій водооборотного циклу та гідротехнічних споруд. Структура електроспоживання АМКР наведена у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Структура електроспоживання основних виробничих підрозділів ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг»

№	Виробничий підрозділ	Активна потужність, МВт	Частка, %	cos φ
1	Сталеплавильний цех (ДСП №1, №2)	120,0	30,4	0,68
2	Прокатні стани (стан 1700, стан 250)	85,0	21,5	0,82
3	Доменне виробництво (повітродувки)	55,0	13,9	0,86
4	Конвертерний цех	42,0	10,6	0,78
5	Коксохімічне виробництво	28,0	7,1	0,84
6	Гірничо-збагачувальний комплекс	38,0	9,6	0,80
7	Пульпонасосна станція	12,5	3,2	0,82
8	Допоміжні служби, освітлення	14,5	3,7	0,90
	Разом по підприємству	**395,0**	**100,0**	**0,78**

Джерело: складено за відомостями оперативного диспетчерського журналу ГПП-2 АМКР та електробалансовою звітністю підприємства за 2024 рік.

Аналіз структури споживання, наведеної у таблиці 1.1 та проілюстрованої на рисунку 1.1, дозволяє сформулювати кілька важливих висновків. Сталеплавильний цех з дуговими печами демонструє найгірший серед усіх підрозділів коефіцієнт потужності – 0,68, що пояснюється імпульсним характером навантаження ДСП та необхідністю встановлення потужних реакторів обмеження струму короткого замикання. Доменне та коксохімічне виробництво показують вищі значення cos φ за рахунок переваги синхронних двигунів великої одиничної потужності у складі повітродувок та компресорних установок. Гірничо-збагачувальний комплекс із пульпонасосною станцією знаходиться у середньому сегменті значень – 0,80–0,82, що типово для агрегатів з горизонтальними асинхронними приводами насосного типу.

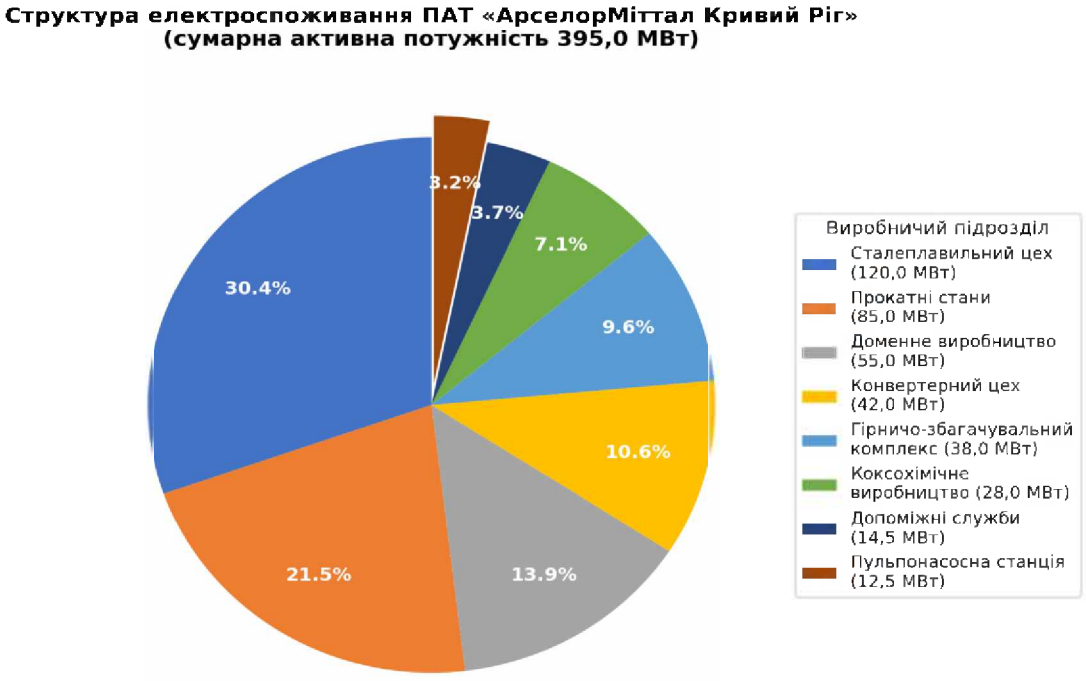

Рисунок 1.1 – Структура електроспоживання ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг»

Сумарний середньозважений коефіцієнт потужності підприємства – 0,78 – свідчить про значний потенціал оптимізації режиму реактивної потужності [17; 18]. Розрахунок виконано через геометричне додавання реактивних потужностей усіх підрозділів: $\Sigma Q \approx 317{,}4$ МВАр, повна потужність $S = \sqrt{(395^2 +$

317,4²) = 506,7 МВА, звідки cos φ = 395/506,7 = 0,779. Підвищення цього показника до нормативного значення 0,95 дозволило б вивільнити приблизно 90 МВА встановленої потужності у живлячих мережах 150 кВ, що еквівалентно потужності одного головного знижувального трансформатора, без капітальних витрат на його встановлення.

Стратегічне значення пульпонасосної станції в умовах роботи металургійного підприємства не визначається часткою її енергоспоживання, оскільки 3,2% від загального балансу здаються відносно скромним показником. Зупинка ПНС більш ніж на 4–6 годин призводить до затоплення карт хвостосховища, ризику аварійного скиду пульпи та повної зупинки циклу збагачення залізорудної сировини. Іншими словами, надійне електропостачання станції та оптимальний режим її роботи мають прямий вплив на безперервність основного виробництва.

1.2. Характеристика системи електропостачання пульпонасосної станції

Пульпонасосна станція (далі – ПНС) є гідротехнічним об'єктом, призначеним для перекачування хвостів збагачення – суміші подрібненої руди та технічної води після магнітної сепарації – від збагачувальної фабрики до карт хвостосховища «Третя карта» [16]. Загальна довжина пульпопроводів сягає 5,2 км, геодезична висота нагнітання – близько 35 м, об'єм пульпи, що транспортується у нормальному режимі, – 13 000–14 500 м³/год.

Електропостачання ПНС здійснюється від головної понижувальної підстанції ГПП-2 «Гірничозбагачувальна» (далі – ГПП-2), яка розташована на відстані 1,8 км від станції. ГПП-2 має два силових трансформатори ТДЦ-63000/150 потужністю 63 МВА з номінальними напругами 150/35/6 кВ. На напрузі 35 кВ підстанція живить районну розподільчу мережу, а на напрузі 6 кВ – основні групи високовольтних споживачів гірничо-збагачувального комплексу, включно з пульпонасосною станцією [10; 11]. Перелік основних ланок зовнішнього живлення ПНС у послідовності від магістральної мережі

НЕК «Укренерго» до шин розподільчого пристрою станції наведений у таблиці 1.2.

Така схема живлення відповідає вимогам першої категорії надійності за ПУЕ [1; 6] та забезпечує живлення ПНС від двох незалежних секцій шин 6 кВ ГПП-2, з'єднаних автоматом включення резерву (АВР) на стороні 6 кВ. Кабельні лінії 6 кВ виконані за двопроменевою схемою – перша КЛ-6 № 12 живить I секцію шин РП-6 ПНС від I секції 6 кВ ГПП-2, друга КЛ-6 № 14 живить II секцію шин РП-6 ПНС від II секції 6 кВ ГПП-2. На секційному вимикачі РП-6 ПНС встановлено пристрій АВР з витримкою часу 0,6 с.

Таблиця 1.2 – Параметри ланок зовнішнього електропостачання ПНС

№	Ланка електропостачання	Тип обладнання	Номінальна напруга	Кількість/довжина
1	Магістральна мережа	Лінія НЕК «Укренерго»	330 кВ	–
2	Системна підстанція	ПС «Криворізька-330»	330/150 кВ	1 шт., 2×АТДЦТН-200
3	Живляча лінія	ПЛ Л-150 «АМКР-1», АС-300	150 кВ	6,4 км
4	Головна підстанція	ГПП-2 «Гірничозбагачувальна»	150/35/6 кВ	2×ТДЦ-63000
5	Шини розподільчого пристрою	I та II секції шин з АВР	6 кВ	2 секції КРУ-6
6	Розподільча мережа 6 кВ	КЛ-6 № 12 «ПНС», ААШв 3×185	6 кВ	1,8 км
7	Резервна лінія 6 кВ	КЛ-6 № 14 «ПНС-резерв»	6 кВ	1,8 км
8	Розподільчий пристрій ПНС	РП-6 ПНС (КРУ К-104)	6 кВ	2×12 камер
9	Трансформатори власних потреб	ТМЗ-630/6	6/0,4 кВ	2 шт. (КТП-630)

Джерело: складено за виконавчою документацією ГПП-2 АМКР та паспортами ліній за 2024 рік.

Розподільчий пристрій 6 кВ ПНС складається з двох систем шин по 12 камер КРУ-6 типу К-104 виробництва Запорізького трансформаторного заводу.

На кожній секції розміщено вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL-10-20/630 виробника «Таврида Електрик Україна» із вбудованими блоками захисту та автоматики на базі мікропроцесорних терміналів РЗА [2; 8]. Така комплектація відповідає сучасним вимогам надійності та забезпечує селективну роботу захисту при міжфазних та однофазних замиканнях у мережі 6 кВ.

Для живлення допоміжних споживачів станції напругою 0,4 кВ встановлено комплектну трансформаторну підстанцію 2×КТП-630/6/0,4. Підстанція має два трансформатори ТМЗ-630/6 потужністю 630 кВА зі схемою з'єднання обмоток Δ/Y_0-11 за принципом «один робочий – один резервний». Споживачі 0,4 кВ включають насоси шламового водопостачання та водовідведення, привод системи припливно-витяжної вентиляції, систему водяного охолодження ущільнень головних насосів, освітлення приміщень, побутове живлення та системи протипожежної автоматики.

Кабельна траса від ГПП-2 до РП-6 ПНС прокладена у залізобетонних кабельних блоках перерізом 600×600 мм з пристроєм пожежо-, водо- та пилозахисту. Для прокладки використані кабелі марки ААШв 3×185 з алюмінієвими жилами та свинцевою оболонкою у поліетиленовій захисній шланговій ізоляції [3; 18]. Така марка кабелю забезпечує тривалу експлуатацію у складних ґрунтових умовах кар'єрно-промислової зони з підвищеною агресивністю середовища.

Аналіз вторинних кіл та автоматики живлячих приєднань показує, що на ГПП-2 виконані такі функції захисту лінії 6 кВ № 12 «ПНС»: триступеневий струмовий захист з характеристикою МТЗ і відсічкою першого ступеня, направлений земляний захист від однофазних замикань на землю, захист від перевантаження з дією на сигнал. Уставки спрацьовування актуалізовані у 2023 році за результатами планової ревізії пристроїв РЗА і повною мірою відповідають чинному ПУЕ для розподільчих мереж 6–10 кВ з ізольованою нейтраллю [6; 8; 12].

Окремої уваги заслуговує питання заземлення нейтралі мережі 6 кВ. На сьогоднішній день в усіх внутрішньозаводських мережах АМКР напругою 6 кВ

застосовується режим ізольованої нейтралі, що відповідає традиційному підходу проектування мереж промислових підприємств України. Однак з огляду на старіння кабельних ліній та підвищені імпульсні перенапруги при дугових замиканнях на землю керівництво підприємства розглядає можливість поетапного переходу на режим резистивного заземлення нейтралі через високоомний резистор, що дозволить обмежити струм однофазного замикання до 10–15 А та підвищити надійність роботи кабельних трас.

1.3. Аналіз складу електрообладнання пульпонасосної станції

Основою силового електрообладнання пульпонасосної станції є парк високовольтних асинхронних двигунів, що приводять у дію шламові відцентрові насоси. У складі ПНС встановлено дві групи насосного обладнання: основні насоси для перекачування густих шламів (хвостів збагачення) та допоміжні насоси нижчої потужності для зворотного водопостачання, охолодження ущільнень і ремонтних потреб. Перелік та технічні характеристики основного силового обладнання ПНС наведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Перелік основного силового електрообладнання пульпонасосної станції

№	Найменування агрегату	Тип двигуна	Рн, кВт	Uн, кВ	К-сть	cos φн	ККД ηн, %
1	Шламовий насос гр. № 1–4	АДЧР-1500-6	1500	6,0	4	0,86	94,5
2	Шламовий насос гр. № 5–6	АДЧР-2000-6	2000	6,0	2	0,87	94,8
3	Допоміжний насос № 1–3	А4-450Х-6	250	6,0	3	0,84	93,2

Продовження таблиці 1.3

№	Найменування агрегату	Тип двигуна	Рн, кВт	Uн, кВ	К-сть	cos φн	ККД ηн, %
4	Насос охолодження № 1–4	АИР-280М4	110	0,4	4	0,88	92,5
5	Насос дренажний № 1–2	АИР-200L4	45	0,4	2	0,87	91,0
6	Вентилятор приплив.	АИР-180М4	30	0,4	2	0,86	90,5
7	Вентилятор витяжний	АИР-160S4	15	0,4	2	0,85	89,5
8	Кран-балка ремонтна	АИР-132S6	5,5	0,4	1	0,75	84,0
9	Освітлення робоче	LED	–	0,4	–	1,00	–

Джерело: складено за технологічним регламентом експлуатації ПНС-1 АМКР та технічними паспортами електродвигунів виробника «Електроважмаш».

Сумарна встановлена потужність високовольтних електродвигунів ПНС за даними таблиці 1.3: 4 двигуни АДЧР-1500-6 по 1500 кВт = 6000 кВт; 2 двигуни АДЧР-2000-6 по 2000 кВт = 4000 кВт; 3 допоміжні насоси по 250 кВт = 750 кВт. Разом ВН-потужність: 6000 + 4000 + 750 = 10 750 кВт. Сумарна встановлена потужність низьковольтних приймачів 0,4 кВ: 4·110 + 2·45 + 2·30 + 2·15 + 5,5 = 625,5 кВт, плюс освітлення 25 кВт, разом 650,5 кВт. Загальна встановлена потужність ПНС: 10 750 + 650,5 ≈ 11 400 кВт.

Високовольтні асинхронні двигуни АДЧР-1500-6 та АДЧР-2000-6 виробництва ДП «Електроважмаш» (м. Харків) виконані за конструктивною схемою з короткозамкненим ротором із подвійною біличною кліткою, що оптимізована для пуску під номінальним моментом [9; 14]. Цей конструктив доцільний для приводу відцентрових насосів, де пусковий момент опору становить близько 40–50% номінального і не вимагає високих пускових характеристик. Двигуни мають клас ізоляції F з допустимою температурою

нагріву обмотки 155 °С та забезпечують ресурс міжремонтної експлуатації не менше 30 000 годин.

Принциповою особливістю асинхронних двигунів даного типорозміру є значний пусковий струм – у 5,5–6,5 разів від номінального [9; 11]. Для двигуна АДЧР-1500-6 з номінальним струмом 175 А пусковий струм досягає 1050 А, а для АДЧР-2000-6 з номінальним струмом 230 А – 1500 А. Прямий пуск таких двигунів від мережі викликає істотні просадки напруги до 12–15% у точці їх підключення, що неприпустимо для працюючих сусідніх двигунів. З огляду на це на ПНС реалізовано черговий пуск двигунів з інтервалом 30–60 секунд, а для двигунів № 5 і № 6 потужністю 2000 кВт – пуск з використанням реакторного дільника напруги.

Допоміжні високовольтні двигуни А4-450Х-6 потужністю 250 кВт обслуговують контури зворотного водопостачання та промивання робочих коліс основних насосів. Конструктивно вони є двигунами серії 4А із суцільнолитим короткозамкненим ротором, що забезпечує спрощену технологію виробництва та низьку питому вартість порівняно з двигунами серії АДЧР. Однак для цих двигунів характерні нижчі енергетичні показники – номінальний cos φ становить 0,84 (проти 0,86–0,87 у двигунах АДЧР), а ККД – 93,2% (проти 94,5–94,8%). Зниження ККД та cos φ для типорозміру 250 кВт пояснюється меншою відносною часткою активних матеріалів (мідь, електротехнічна сталь) у конструкції машини.

Низьковольтні приймачі напругою 0,4 кВ представлені асинхронними двигунами серій АИР загального промислового виконання. Їх роль у балансі реактивної потужності ПНС обмежена через відносно невелику сумарну встановлену потужність (близько 6% від загальної), однак з огляду на гірший cos φ у режимі недовантаження (типове значення 0,7–0,75) ці двигуни усе ж дають помітний внесок у формування реактивних перетікань у мережі 0,4 кВ.

На КТП-630/6/0,4 встановлено два силових трансформатори типу ТМЗ-630/6 з масляним охолодженням та закритою системою «герметичний бак» [15; 18]. Трансформатори мають групу з'єднання обмоток Δ/Y₀-11, що забезпечує

симетричне навантаження мережі та можливість роботи нелінійних приймачів у трифазній системі. Номінальні параметри: первинна напруга 6 кВ, вторинна напруга 0,4 кВ, повна потужність 630 кВА, втрати неробочого ходу 1,21 кВт, втрати короткого замикання 7,6 кВт, напруга короткого замикання uк = 4,5%.

Структура електрообладнання ПНС у частині пристроїв обліку та контролю включає: автоматизовану систему комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) на основі лічильників «Енергія-9» виробництва ПАТ «Електромеханіка» (м. Чернівці) з класом точності 0,5S для обліку активної енергії та 1,0 для реактивної; вимірювальні трансформатори струму ТЛК-6 коефіцієнтом трансформації 600/5 А та трансформатори напруги НТМИ-6 коефіцієнтом 6000/100 В. Дані обліку передаються до центрального серверу АМКР через виділений канал зв'язку з періодичністю 30 хвилин.

Стан ізоляції основного силового обладнання моніториться щорічно у рамках планово-попереджувальних робіт згідно з СОУ 40.1-21677681-19:2009 [8; 15]. Опір ізоляції обмоток високовольтних двигунів вимірюється мегомметром на напругу 2500 В і повинен становити не менше 100 МОм за температури +20 °С. Опір ізоляції обмоток силових трансформаторів вимірюється на напругу 5000 В і повинен бути не менше 300 МОм. За результатами останнього випробування у грудні 2024 року всі параметри ізоляції відповідають нормативним вимогам.

1.4. Аналіз споживання активної та реактивної потужності

Аналіз режимів споживання електричної енергії пульпонасосною станцією проведено за даними автоматизованої системи обліку АСКОЕ за період з січня по грудень 2024 року з агрегацією у півгодинні зрізи [17; 18]. Базовою величиною для аналізу є коефіцієнт використання потужності, тобто відношення фактично спожитої потужності у відповідному часовому інтервалі до встановленої потужності станції. Усереднені характеристики режимів роботи ПНС наведені у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Усереднені режими споживання електричної енергії ПНС за 2024 рік

№	Період / режим роботи	Pсер, кВт	Qсер, кВАр	Sсер, кВА	cos φ
1	Січень–березень (зимовий період)	9 720	7 080	12 025	0,808
2	Квітень–червень (весна)	8 940	6 540	11 077	0,807
3	Липень–вересень (літо)	8 100	6 020	10 092	0,803
4	Жовтень–грудень (осінь)	9 350	6 850	11 591	0,807
5	**Середньорічне значення**	**9 028**	**6 623**	**11 196**	**0,806**

Джерело: розраховано за даними півгодинного обліку АСКОЕ АМКР, річний звіт ПНС-1 за 2024 рік.

Розрахункові середньорічні значення дозволяють зробити кілька змістовних висновків про режим роботи станції. По-перше, середній коефіцієнт використання активної потужності становить 9 028/11 400 = 0,792, що свідчить про неповне завантаження встановленого обладнання у річному діапазоні. Це пояснюється сезонними коливаннями інтенсивності збагачення (літо – нижче завантаження, зима – вище за рахунок необхідності інтенсивного охолодження пульпи), а також періодичною роботою резервних агрегатів. По-друге, середній коефіцієнт потужності 0,806 знаходиться нижче нормативного значення 0,95, що означає присутність систематичних перетікань реактивної енергії з мережі 6 кВ у двигуни ПНС обсягом близько 58 013 МВАр·год на рік.

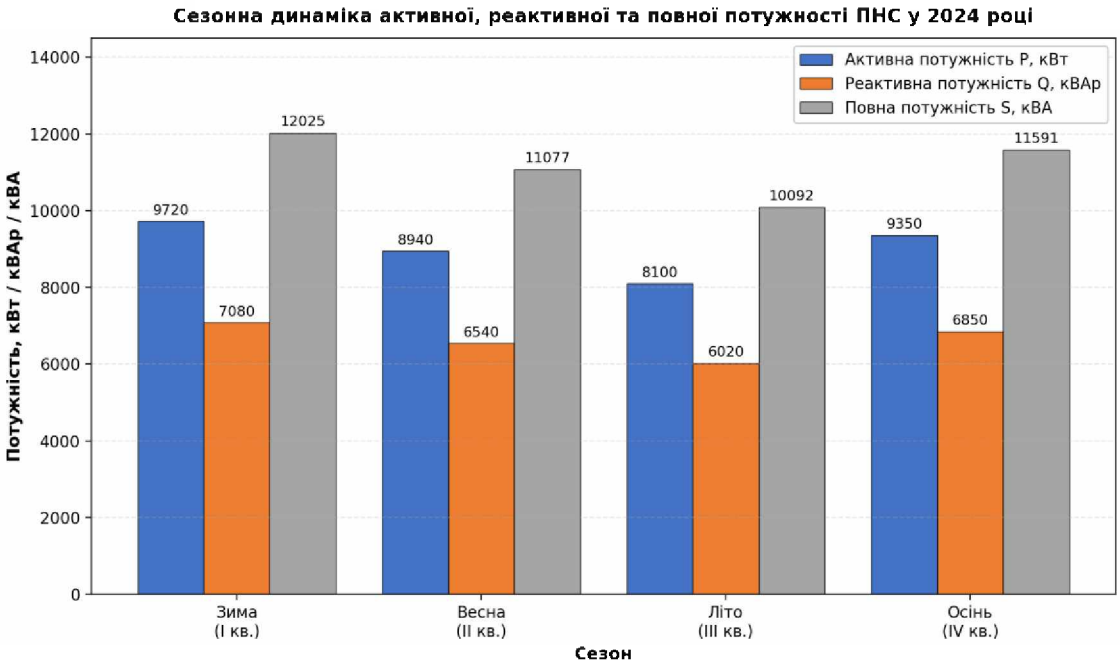

Рисунок 1.2 – Сезонна динаміка активної, реактивної та повної потужності ПНС у 2024 році

Структура реактивного навантаження пульпонасосної станції детально проаналізована за внеском окремих груп обладнання. Розрахунок реактивної потужності для асинхронного двигуна у номінальному режимі виконано за класичним співвідношенням:

$$Q_{н} = P_{н} \cdot tg\,\varphi_{н}, \quad (1.1)$$

де Рн – номінальна активна потужність двигуна, кВт; tg φн – тангенс кута зсуву фаз, що для cos φн = 0,86 дорівнює 0,5934, для cos φн = 0,87 – 0,5667, для cos φн = 0,84 – 0,6459.

Для основних шламових насосів АДЧР-1500-6 у номінальному режимі реактивна потужність складає:

$$Q_{н1} = 1500 \cdot 0{,}5934 = 890{,}0 \text{ кВАр на один двигун.}$$

Для шламових насосів АДЧР-2000-6:

$$Q_{н2} = 2000 \cdot 0{,}5667 = 1133{,}4 \text{ кВАр на один двигун.}$$

Для допоміжних насосів А4-450Х-6 (cos φн = 0,84):

$$Q_{н3} = 250 \cdot 0{,}6459 = 161{,}5 \text{ кВАр на один двигун.}$$

Сумарна номінальна реактивна потужність високовольтних двигунів за умови одночасної роботи всього парку складає:

$$\Sigma Q_{вн} = 4 \cdot 890{,}0 + 2 \cdot 1133{,}4 + 3 \cdot 161{,}5$$
$$= 3\,560{,}2 + 2\,266{,}9 + 484{,}5 = 6\,311{,}6 \text{ кВАр.}$$

Зіставлення розрахункового значення (6 311,6 кВАр) із усередненим фактичним (6 623 кВАр) свідчить про невелику розбіжність у 4,7%, що пояснюється внеском низьковольтних приймачів напругою 0,4 кВ (близько 347,5 кВАр за паспортними даними двигунів) та режимом недовантаження двигунів, за якого реактивна потужність зростає швидше за активну. У режимі завантаження 60–70% коефіцієнт потужності асинхронних двигунів типорозміру 1500–2000 кВт знижується до 0,80–0,82, що додатково збільшує реактивне споживання порівняно з номінальним значенням.

Внесок різних груп обладнання у формування реактивної потужності ПНС зведено у таблиці 1.5, з якої видно, що 87,5% реактивної потужності припадає на шламові насоси основної групи (АДЧР), а решта – на допоміжне високо- та низьковольтне обладнання [17; 18].

Таблиця 1.5 – Структура реактивного навантаження пульпонасосної станції

№	Група обладнання	ΣPн, кВт	ΣQн, кВАр	Частка Q, %	cos φн
1	Шламові насоси АДЧР-1500-6 (4 шт.)	6 000	3 560,2	53,5	0,86
2	Шламові насоси АДЧР-2000-6 (2 шт.)	4 000	2 266,9	34,0	0,87
3	Допоміжні насоси А4-450Х-6 (3 шт.)	750	484,5	7,3	0,84
4	Низьковольтні приймачі 0,4 кВ	650,5	347,5	5,2	0,88
	Разом по ПНС	**11 400,5**	**6 659,1**	**100,0**	**0,864**

Джерело: розраховано за номінальними параметрами обладнання таблиці 1.3 за формулою (1.1).

Перевірка повної потужності системи: S = √(11 400,5² + 6 659,1²) = √(129 970 950 + 44 343 612) = √174 314 562 = 13 203 кВА. Звідси cos φ_н = 11 400,5/13

203 = 0,864 – номінальний коефіцієнт потужності всього парку обладнання за умови одночасної роботи зі 100% завантаженням. У реальних умовах експлуатації, як показано у таблиці 1.4, фактичний cos φ дещо нижчий (0,80–0,81) внаслідок недовантаження двигунів.

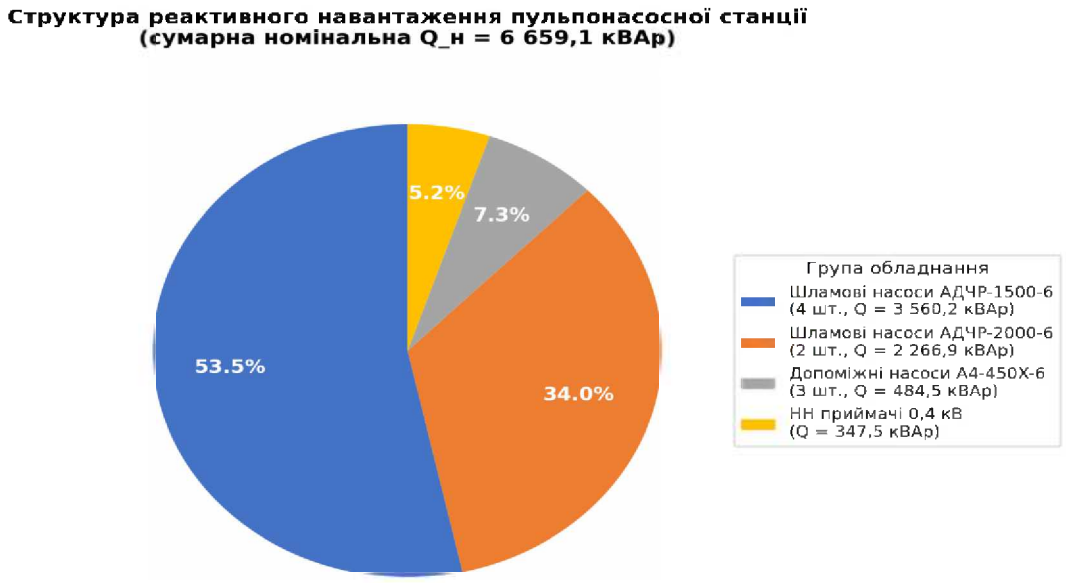

Рисунок 1.3 – Структура реактивного навантаження ПНС за групами обладнання

Аналітичний висновок за даними таблиці 1.5 та рисунка 1.3 такий. Основний резерв компенсації реактивної потужності зосереджений у мережі 6 кВ і пов'язаний саме з шестикратним парком високовольтних шламових насосів. Сумарне реактивне навантаження мережі 6 кВ становить 6 311,6 кВАр (94,8% від загального), тоді як мережа 0,4 кВ дає лише 347,5 кВАр (5,2%). Це визначає принципову конфігурацію майбутньої компенсуючої установки: основна її потужність повинна бути встановлена на стороні 6 кВ безпосередньо на шинах РП ПНС, а на стороні 0,4 кВ достатньо локальної КРП невеликої потужності для індивідуальної компенсації найбільш ємних низьковольтних приймачів.

Окремої уваги заслуговує добова нерівномірність споживання потужності станцією. За даними оперативного диспетчерського журналу

нічний мінімум активної потужності (з 02:00 до 06:00) становить близько 6 800 кВт, тоді як ранковий пік (з 09:00 до 12:00) – 11 200 кВт. Відповідно, реактивна потужність також змінюється: від 4 950 кВАр у нічному мінімумі до 8 200 кВАр у пікові години. Це означає, що оптимальна компенсуюча установка має забезпечити плавне або багатоступінчасте регулювання потужності у діапазоні від нуля до повної проєктної величини, оскільки фіксована потужність батареї конденсаторів призведе до перекомпенсації у нічному мінімумі та недокомпенсації у піковому режимі.

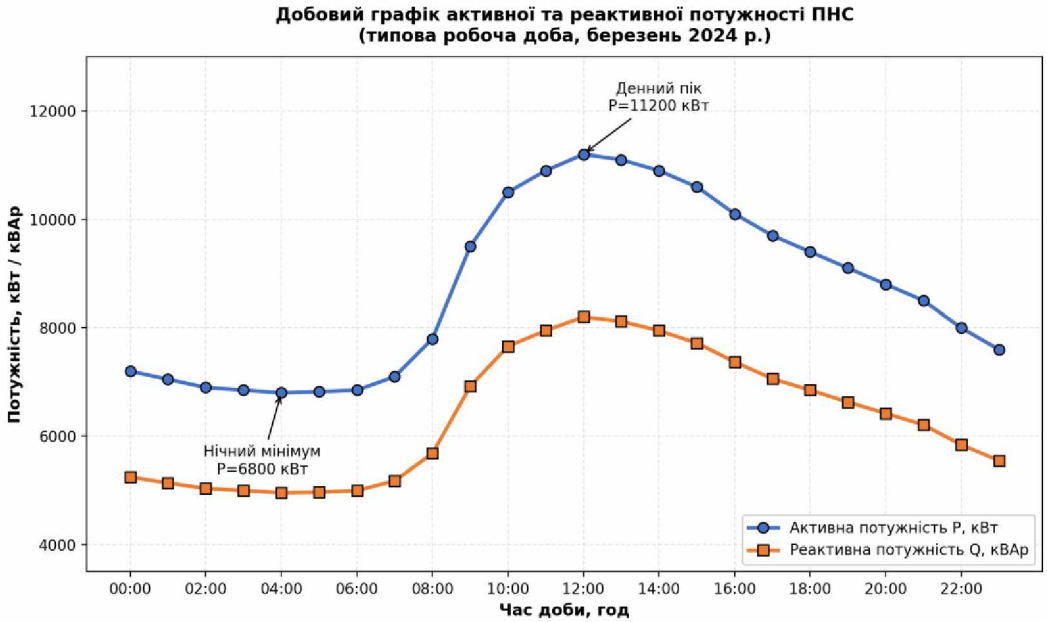

Рисунок 1.4 – Добовий графік активної та реактивної потужності ПНС (типова робоча доба, березень 2024 р.)

Як видно з графіка на рисунку 1.4, амплітуда добових коливань активної потужності становить $\Delta P = 11\ 200 - 6\ 800 = 4\ 400$ кВт (близько 39% від максимуму), а реактивної $\Delta Q = 8\ 200 - 4\ 950 = 3\ 250$ кВАр (40% від максимуму). При цьому форма графіків P(t) і Q(t) практично подібна, що пояснюється сталим коефіцієнтом потужності двигунів у робочому діапазоні навантаження. Особливо чітко на графіку видно ранкове наростання споживання з 07:00 до 11:00, що відповідає включенню додаткових шламових насосів після нічного режиму, та поступове зниження після обідньої перерви.

Сумарне річне споживання реактивної електроенергії ПНС за даними обліку 2024 року:

$$W_{\text{р}} = Q_{\text{сер}} \cdot \text{Т} = 6\,623\ \text{кВАр} \cdot 8\,760\ \text{год} = 58\,013\,480\ \text{кВАр} \cdot \text{год}$$

$$\approx 58{,}01\ \text{ГВАр} \cdot \text{год}.$$

За чинною Методикою обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії (наказ Міненерго) [5], плата нараховується у розмірі основного тарифу на активну енергію, помноженого на коефіцієнт залежно від відношення Q/P та точки приєднання до мережі. Для ПНС АМКР, приєднаної до мережі 6 кВ ГПП-2, нормативний коефіцієнт tg φн становить 0,33, а фактичний tg φ = 6 623/9 028 = 0,7336, що дає коефіцієнт перевищення:

$$K = \frac{tg\ \varphi_{\text{факт}}}{tg\ \varphi_{\text{норм}}} = \frac{0{,}7336}{0{,}33} = 2{,}223.$$

Це означає, що споживач перебуває у режимі понад дворазового перевищення нормативного коефіцієнта tg φ, що призводить до додаткової щорічної плати за перетікання реактивної енергії порядку 6,5–7,5 млн грн (за середньозваженого тарифу 2,4 грн/кВт·год), що становить істотну статтю операційних витрат станції.

Підсумовуючи аналіз першого розділу, можна сформулювати основну технічну проблему: пульпонасосна станція ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» працює з систематично заниженим коефіцієнтом потужності (0,80–0,81 за середньорічними даними) при значному потенціалі покращення цього показника засобами компенсації реактивної потужності [10; 17; 18]. Зниження річних втрат у трансформаторах ГПП-2, кабельних лініях 6 кВ і живлячих лініях 150 кВ районної мережі, а також скасування тарифних надбавок за перетікання реактивної енергії формують основну економічну мотивацію для впровадження компенсуючих пристроїв. Розрахунок необхідної потужності КРП, вибір типу пристроїв та порівняння варіантів виконано у наступних розділах роботи.

Розділ 2.

Розрахунок системи електропостачання пульпонасосної станції

РОЗДІЛ 2
РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПУЛЬПОНАСОСНОЇ СТАНЦІЇ

2.1. Визначення електричних навантажень пульпонасосної станції

Визначення розрахункових електричних навантажень виконано за методом коефіцієнта попиту, який є основним для проектних розрахунків мереж електропостачання промислових підприємств України згідно з ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» [1] та чинними галузевими методиками для гірничо-металургійного комплексу [14; 18]. Цей метод дозволяє визначити максимальне очікуване навантаження групи однорідних електроприймачів з урахуванням нерівномірності завантаження окремих агрегатів у часі.

Розрахункова активна потужність групи електроприймачів визначається за виразом:

$$P_{\text{р}} = K_{\text{п}} \cdot \Sigma P_{\text{н}}, \qquad (2.1)$$

де Рр – розрахункова активна потужність групи, кВт; Кп – коефіцієнт попиту групи; ΣРн – сумарна номінальна потужність електроприймачів групи, кВт.

Розрахункова реактивна потужність відповідно:

$$Q_{\text{р}} = P_{\text{р}} \cdot tg\,\varphi_{\text{н}}, \qquad (2.2)$$

Розрахункова повна потужність:

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^{\,2} + Q_{\text{р}}^{\,2}}, \qquad (2.3)$$

Коефіцієнти попиту прийняті за довідниковими даними для електроприймачів безперервного технологічного процесу гірничо-збагачувальної галузі: для шламових насосів основної групи Кп = 0,80 (з 6 встановлених у штатному режимі працює 4–5 при двох у резерві); для допоміжних високовольтних насосів Кп = 0,65; для низьковольтних приймачів

сумарно Кп = 0,60 (з урахуванням невзаємноповної одночасності роботи); для робочого освітлення Кп = 0,80. Результати розрахунку наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахункові електричні навантаження ПНС за методом коефіцієнта попиту

№	Група електроприймачів	ΣРн, кВт	cos φн	Кп	Рр, кВт	Qр, кВАр	Sр, кВА
1	Шламові насоси АДЧР-1500-6 (4 шт.)	6 000	0,86	0,80	4 800,0	2 848,2	5 581,4
2	Шламові насоси АДЧР-2000-6 (2 шт.)	4 000	0,87	0,80	3 200,0	1 813,5	3 678,2
3	Допоміжні насоси А4-450Х-6 (3 шт.)	750	0,84	0,65	487,5	314,9	580,4
4	НН приймачі 0,4 кВ (двигуни АИР)	625,5	0,87	0,60	375,3	212,7	431,4
5	Робоче освітлення	25	1,00	0,80	20,0	–	20,0
	Разом по ПНС	**11 400,5**	–	–	**8 882,8**	**5 189,3**	**10 287,5**

Джерело: розраховано за номінальними параметрами обладнання таблиці 1.3 з коефіцієнтами попиту згідно з [11, с. 84–86].

Аналіз результатів розрахунку, наведених у таблиці 2.1 та проілюстрованих на рисунку 2.1, показує, що основну частку навантаження (90,2% активної потужності та 89,8% реактивної) формують шламові насоси основної групи – АДЧР-1500-6 та АДЧР-2000-6. Це підтверджує висновок Розділу 1 про доцільність розміщення основних компенсуючих установок на стороні 6 кВ безпосередньо на шинах РП ПНС.

Зведений номінальний коефіцієнт потужності за розрахунковими навантаженнями:

$$cos\,\varphi_{\text{розр}} = \frac{P_{\text{р}}}{S_{\text{р}}} = \frac{8\,882{,}8}{10\,287{,}5} = 0{,}864\,, \qquad (2.4)$$

Цей показник характеризує «розрахунковий» режим, у якому всі групи завантажені пропорційно своїм коефіцієнтам попиту з номінальними значеннями cos φн двигунів. Зіставлення з фактичним середньорічним значенням cos φ_факт = 0,806 (за даними таблиці 1.4) показує важливу закономірність: фактичне завантаження двигунів менше за прогнозоване, що призводить до зниження їх енергетичних показників. Відмінність фактичного cos φ від розрахункового на 6,7% є типовою для електроприймачів безперервного циклу металургійного підприємства і вказує на потенціал оптимізації режимів роботи.

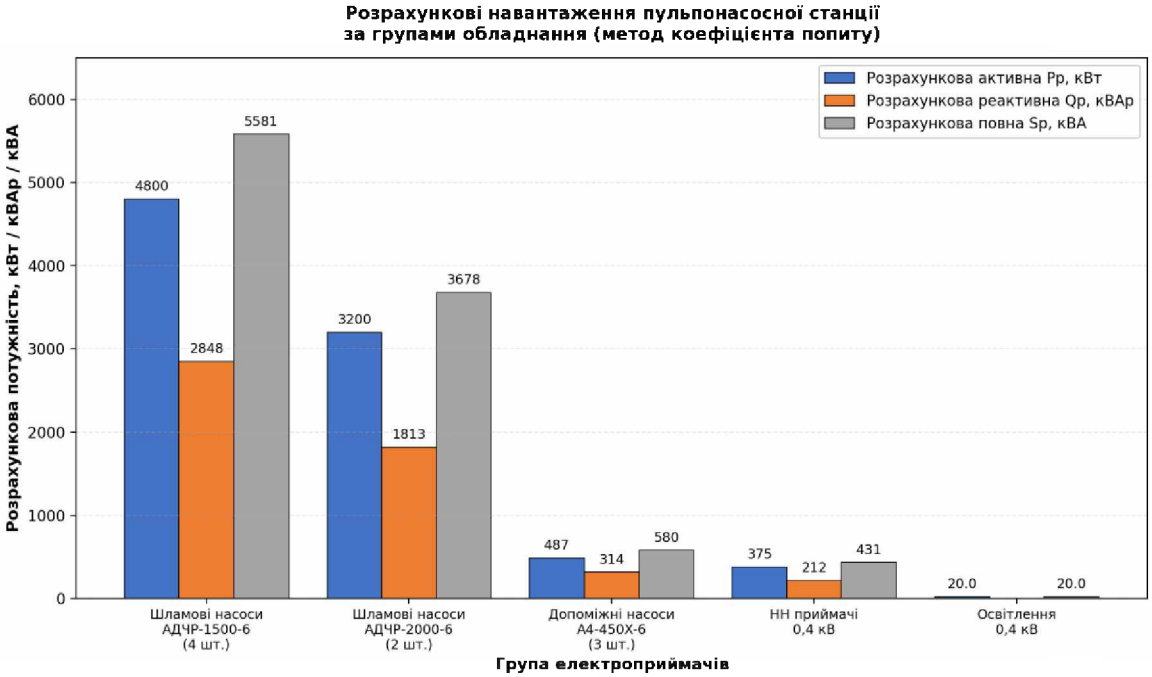

Рисунок 2.1 – Розрахункові навантаження ПНС за групами обладнання

Розрахунковий струм на шинах 6 кВ РП ПНС:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{(\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}})} = \frac{10\,287{,}5}{(1{,}732 \cdot 6{,}3)} = 942{,}8 \text{ А}. \quad (2.5)$$

Отриманий струм є визначальним для подальшого вибору номінальних струмів комутаційної апаратури вводу 6 кВ та перевірки термічної стійкості кабельних ліній живлення. У схемі двопроменевого живлення (КЛ-6 № 12 та

КЛ-6 № 14, що працюють паралельно), розрахунковий струм однієї лінії складає 471,4 А.

Окремої уваги потребує розрахунок навантажень з урахуванням пускових режимів двигунів. Пусковий струм найпотужнішого двигуна АДЧР-2000-6 (Іпуск = 1500 А) перевищує номінальний у 6,4 рази, що створює короткочасні перенавантаження струмопровідних частин мережі. Однак з огляду на короткочасність пуску (3–5 с) та теплову інерцію кабелів і трансформаторів, цей режим не накладає додаткових обмежень на вибір основного обладнання – він враховується тільки при налагодженні релейного захисту, що буде розглянуто у підрозділі 2.7.

2.2. Вибір та обґрунтування джерел живлення

Питання вибору джерел живлення для пульпонасосної станції розглядається у двох аспектах: оцінка достатності пропускної здатності існуючої головної понижувальної підстанції ГПП-2 «Гірничозбагачувальна» з урахуванням навантаження ПНС у її загальному балансі, та аналіз вимог надійності за категорійністю електропостачання згідно з ПУЕ 7-го видання.

За технологічним регламентом експлуатації хвостосховища, припинення подачі електроживлення на пульпонасосну станцію тривалістю більше 4 годин може спричинити затоплення верхньої карти хвостосховища пульпою, аварійний скид у природне середовище та повну зупинку циклу збагачення залізорудної сировини [4; 14; 17]. З огляду на ризики масштабної техногенної аварії та значні економічні втрати від простою, ПНС віднесена до споживачів першої категорії надійності за класифікацією ПУЕ [1; 6]. Для електроприймачів першої категорії передбачено живлення від двох незалежних взаємно резервуючих джерел з автоматичним резервуванням, що в умовах ПНС реалізовано підключенням двох КЛ-6 кВ до різних секцій шин ГПП-2 з пристроєм АВР на стороні 6 кВ.

Таблиця 2.2 – Перевірка завантаження головної понижувальної підстанції ГПП-2

№	Показник	Значення	Норматив	Запас, %
1	Сумарна потужність трансформаторів 2×ТДЦ-63000/150, МВА	126,0	–	–
2	Сумарне поточне навантаження ГПП-2 (за 2024 р.), МВА	75–85	≤ 126	33–40
3	Внесок ПНС у завантаження ГПП-2, МВА	10,3	≤ 63	84
4	Завантаження одного трансф. (нормальний), %	60–67	≤ 100	33–40
5	Завантаження одного трансф. (аварійний), %	120–135	≤ 140	5–20
6	Кратність КЗ на шинах 6 кВ за паспортом, кА	≤ 25	–	–
7	Допустимий струм АВР на стороні 6 кВ, А	до 3 150	–	–

Джерело: складено за паспортними даними трансформаторів ГПП-2 та аналізу диспетчерських журналів за 2023–2024 рр.

За даними таблиці 2.2 існуюча ГПП-2 має достатній резерв пропускної здатності для забезпечення живлення ПНС у нормальному та післяаварійному режимах. У післяаварійному режимі (відключення одного трансформатора) другий трансформатор бере на себе все навантаження ГПП-2 із завантаженням 120–135%, що знаходиться в межах допустимого аварійного перевантаження (140% протягом 2 годин згідно з ГОСТ 14209-97) [15; 18]. Це підтверджує правильність історичного проектного рішення з вибору двох трансформаторів ТДЦ-63000/150 з можливістю взаємного резервування.

Схема двопроменевого живлення з пристроєм АВР на стороні 6 кВ забезпечує найвищий рівень надійності з мінімальним часом переключення –

0,6 с. Цей час відповідає вимогам ПУЕ 7-го видання для електроприймачів I категорії з можливістю короткочасних перерв живлення, що допустимо для асинхронних двигунів шламових насосів, які мають значну механічну інерцію робочих коліс. Альтернативний варіант з безперервним живленням (через статичні UPS) у даному випадку не виправданий ні економічно (вартість UPS промислової потужності 10 МВА перевищує 8 млн доларів США), ні технологічно (вимоги до пульпи дозволяють короткочасні зупинки).

Точка приєднання ПНС до мережі 6 кВ ГПП-2 знаходиться на нижчій стороні трансформаторів власних потреб, що забезпечує мінімізацію впливу комутаційних режимів станції на роботу інших споживачів ГПП-2 (зокрема, дробильно-збагачувальної фабрики, що приєднана до тих самих секцій 6 кВ) [11; 13]. Розглянутий вибір джерел повністю обґрунтований сучасним станом електропостачання та відповідає чинним нормативним вимогам.

2.3. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання виконано методом еквівалентних опорів у відносних одиницях за базисні значення прийняті: базисна потужність Sб = 100 МВА, базисна напруга Uб = 6,3 кВ (середня для класу 6 кВ за ГОСТ 27514-87) [9; 22]. Для розрахунку використана однолінійна схема заміщення системи електропостачання, що включає: систему 150 кВ з еквівалентним опором X_сист, трансформатори ГПП-2 з опором X_T, кабельні лінії 6 кВ з активним R_кл та реактивним X_кл опорами.

Опір системи на шинах 150 кВ за паспортними даними:

$$X_{\text{сист}} = \frac{S_{\text{б}}}{S\text{кз}_{\text{сист}}} = \frac{100}{3\,000} = 0{,}0333 \text{ в.о.}, \qquad (2.6)$$

де Sкз_сист – потужність трифазного короткого замикання на шинах 150 кВ ПС «Криворізька-330», прийнята за даними оперативної документації НЕК «Укренерго» Sкз_сист = 3 000 МВА.

Опір одного трансформатора ТДЦ-63000/150 (uk_ВН = 17,5% для частини «вища-нижча» обмотки):

$$X_T = \left(\frac{uk}{100}\right) \cdot \left(\frac{S_б}{S_{Т_{ном}}}\right) = \left(\frac{17{,}5}{100}\right) \cdot \left(\frac{100}{63}\right) = 0{,}2778 \text{ в.о.} \quad (2.7)$$

При паралельній роботі двох трансформаторів еквівалентний опір зменшується вдвічі:

$$X_{Т\text{парал}} = \frac{X_T}{2} = \frac{0{,}2778}{2} = 0{,}1389 \text{ в.о.} \quad (2.8)$$

Опори кабельної лінії КЛ-6 № 12 марки ААШв 3×185 довжиною L = 1,8 км. Питомі опори: r_0 = 0,167 Ом/км, x_0 = 0,082 Ом/км. Абсолютні значення:

$$R_{\text{клабс}} = r_0 \cdot L = 0{,}167 \cdot 1{,}8 = 0{,}3006 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{клабс}} = x_0 \cdot L = 0{,}082 \cdot 1{,}8 = 0{,}1476 \text{ Ом}. \quad (2.9)$$

Базисний опір на стороні 6 кВ:

$$Z_б = \frac{{U_б}^2}{S_б} = \frac{6{,}3^2}{100} = 0{,}3969 \text{ Ом}. \quad (2.10)$$

Опори кабельної лінії у відносних одиницях:

$$R_{\text{кл}} = \frac{0{,}3006}{0{,}3969} = 0{,}7574 \text{ в.о.}; \; X_{\text{кл}} = \frac{0{,}1476}{0{,}3969} = 0{,}3719 \text{ в.о.} \quad (2.11)$$

При паралельній роботі двох кабельних ліній (КЛ-6 № 12 та КЛ-6 № 14) еквівалентні опори зменшуються вдвічі: R_кл_парал = 0,3787 в.о., X_кл_парал = 0,1859 в.о.

Сумарні опори до точки короткого замикання К3 на шинах РП-6 ПНС:

$$X_\Sigma = 0{,}0333 + 0{,}1389 + 0{,}1859 = 0{,}3582 \text{ в.о.},$$

$$R_\Sigma = R_{\text{клпарал}} = 0{,}3787 \text{ в.о.},$$

$$Z_\Sigma = \sqrt{{X_\Sigma}^2 + {R_\Sigma}^2} = \sqrt{0{,}1284 + 0{,}1434} = 0{,}5212 \text{ в.о.} \quad (2.12)$$

Базисний струм на стороні 6 кВ:

$$I_б = \frac{S_б}{(\sqrt{3} \cdot U_б)} = \frac{100\,000}{(1{,}732 \cdot 6{,}3)} = 9\,164 \text{ А} = 9{,}164 \text{ кА}. \quad (2.13)$$

Струм трифазного короткого замикання у точці К3 на шинах РП-6 ПНС:

$$I_к(3) = \frac{I_б}{Z_\Sigma} = \frac{9\,164}{0{,}5212} = 17\,582 \text{ А} \approx 17{,}58 \text{ кА}. \quad (2.14)$$

Потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot U_б \cdot I_к(3) = 1{,}732 \cdot 6{,}3 \cdot 17{,}58 = 191{,}85 \text{ МВА}. \quad (2.15)$$

Ударний струм короткого замикання визначається з урахуванням ударного коефіцієнта Куд = 1,8 (для мережі 6 кВ з активним опором, домінуючим у живленні через кабельні лінії):

$$I_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_к(3) = 1{,}8 \cdot 1{,}414 \cdot 17{,}58 = 44{,}76 \text{ кА}. \quad (2.16)$$

Аналогічно розраховано струми КЗ у характерних точках: К1 (шини 150 кВ ГПП-2) – Ік = 55,6 кА; К2 (шини 6 кВ ГПП-2) – Ік = 53,3 кА; К3 (шини РП-6 ПНС) – Ік = 17,58 кА; К4 (шини 0,4 кВ КТП-630) – Ік = 12,0 кА. Результати зведено у таблиці 2.3 та графічно представлено на рисунку 2.2.

Таблиця 2.3 – Розрахункові параметри коротких замикань у мережі електропостачання ПНС

№	Точка КЗ	Z_Σ, в.о.	Ік(3), кА	Іуд, кА	Sкз, МВА	Базисна U, кВ
К1	Шини 150 кВ ГПП-2	0,033	55,60	141,5	–	151,0
К2	Шини 6 кВ ГПП-2	0,172	53,30	135,7	581,3	6,3
К3	Шини РП-6 ПНС	0,521	17,58	44,76	191,85	6,3
К4	Шини 0,4 кВ КТП-630	1,500	12,00	30,5	8,31	0,4

Джерело: розраховано за методикою [22, с. 142–158] з паспортними параметрами обладнання.

Як показано на рисунку 2.2, опір системи стрімко зростає при переході вглиб мережі – від 0,033 в.о. на шинах 150 кВ до 1,500 в.о. на шинах 0,4 кВ. Відповідно, струми КЗ зменшуються від 55,6 кА на стороні 150 кВ до 12 кА на стороні 0,4 кВ. Найвищий струм КЗ на стороні 6 кВ, що визначає вибір комутаційної апаратури РП-6 ПНС, становить 17,58 кА у точці К3. Це значення є визначальним при виборі вакуумних вимикачів та кабельних ліній за термічною стійкістю до КЗ.

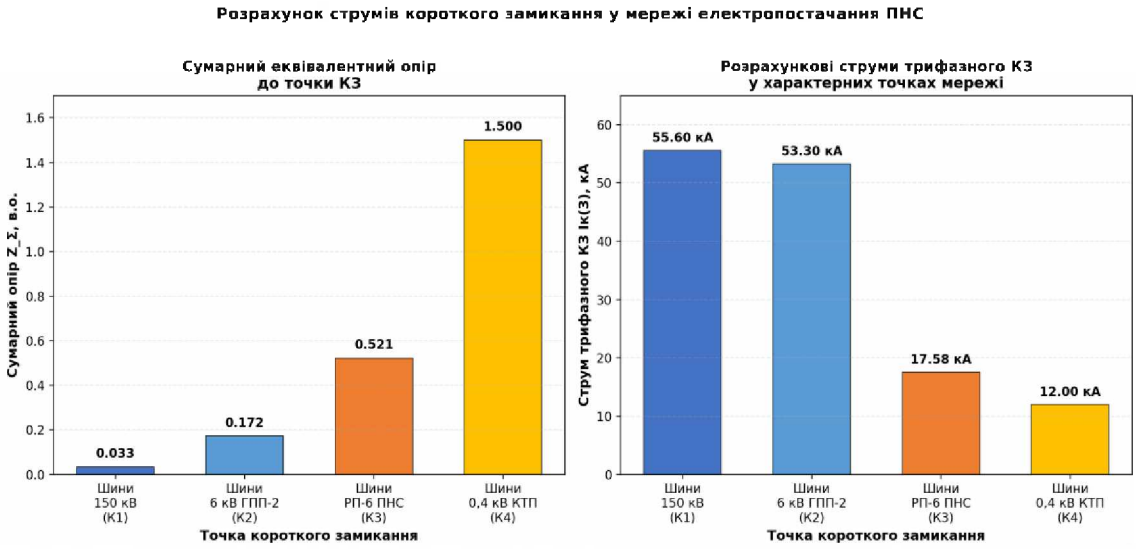

Рисунок 2.2 – Розрахункові параметри КЗ в точках мережі електропостачання ПНС

Слід зазначити, що розрахункові значення струмів КЗ можуть бути дещо завищені через нехтування активним опором обмоток трансформаторів та індуктивностями розсіювання двигунів-генераторів КЗ (підживлення з боку шламових насосів при асиметричних КЗ). У реальних умовах фактичний струм КЗ у точці КЗ може бути на 5–8% нижчим за розрахунковий, що, однак, не впливає на остаточний вибір апаратури – вибрана апаратура має достатні запаси для покриття як прогнозованого, так і ймовірних фактичних значень.

2.4. Вибір силових трансформаторів

Перевірка вибору силових трансформаторів проводиться як для трансформаторів власних потреб ПНС (КТП-630/6/0,4 з трансформаторами ТМЗ-630), так і для головних знижувальних трансформаторів ГПП-2 (ТДЦ-63000/150). Для обох рівнів розрахунок виконується за критерієм допустимого завантаження в нормальному та післяаварійному режимах згідно з ГОСТ 14209-97 [15; 18].

Розрахункова потужність низьковольтного навантаження ПНС:

$$P_{НН} = K_{п1} \cdot P_{АИР} + K_{п2} \cdot P_{осв} = 0{,}60 \cdot 625{,}5 + 0{,}80 \cdot 25 = 395{,}3 \text{ кВт.} \quad (2.17)$$

$$Q_{НН} = P_{НН} \cdot tg\,\varphi = 395{,}3 \cdot 0{,}5667 = 224{,}0 \text{ кВАр.} \quad (2.18)$$

$$S_{НН} = \sqrt{395{,}3^2 + 224{,}0^2} = 454{,}4 \text{ кВА.} \quad (2.19)$$

Коефіцієнт завантаження одного трансформатора ТМЗ-630 у нормальному режимі (один робочий + один резервний):

$$K_з = \frac{S_{НН}}{S_{трном}} = \frac{454{,}4}{630} = 0{,}721. \quad (2.20)$$

У післяаварійному режимі при відключенні одного трансформатора другий бере на себе все навантаження. Допустиме аварійне перевантаження протягом 2 годин:

$$S_{доп} = 1{,}4 \cdot 630 = 882 \text{ кВА} > S_{НН} = 454{,}4 \text{ кВА.}✓$$

Існуючі трансформатори ТМЗ-630/6 повністю задовольняють вимогам як нормального, так і післяаварійного режимів роботи з достатнім запасом (Кз = 0,72 у нормальному режимі, Кз_авар = 0,72 у післяаварійному). Технічні характеристики обраних трансформаторів наведені у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики обраних силових трансформаторів КТП-630/6/0,4

№	Параметр	Позначення	Значення
1	Тип трансформатора	–	ТМЗ-630/6/0,4
2	Номінальна потужність, кВА	S_тр_ном	630
3	Номінальна первинна напруга, кВ	U_1н	6,0
4	Номінальна вторинна напруга, кВ	U_2н	0,4
5	Схема та група з'єднання обмоток	–	Δ/Y₀-11
6	Втрати неробочого ходу, кВт	P_нх	1,21
7	Втрати короткого замикання, кВт	P_кз	7,60

Продовження таблиці 2.4

№	Параметр	Позначення	Значення
8	Напруга короткого замикання, %	uк	4,5
9	Струм неробочого ходу, %	Iнх	1,3
10	Маса з маслом, кг	–	2 720
11	Кількість одиниць у складі КТП-630	n	2 (1 робоч. + 1 резерв)

Джерело: паспорт трансформатора ТМЗ-630/6 виробництва ПрАТ «Запорізький трансформаторний завод».

Перевірка трансформаторів ГПП-2 проведена з урахуванням сумарного навантаження всіх споживачів гірничо-збагачувального комплексу, що приєднані до шин 6 кВ ГПП-2. ПНС, з її розрахунковим навантаженням Sp = 10 287,5 кВА, складає лише 8,2% від номінальної потужності одного трансформатора ТДЦ-63000/150 (63 МВА), що залишає достатній резерв для нормального функціонування та подальшого розширення гірничо-збагачувального комплексу.

Розрахункова втрата активної потужності у трансформаторі ТМЗ-630 при роботі з Кз = 0,72 визначається за виразом:

$$\Delta P = P_{\text{нх}} + P_{\text{кз}} \cdot K_{\text{з}}^{\,2} = 1{,}21 + 7{,}60 \cdot 0{,}72^2 = 1{,}21 + 3{,}94 = 5{,}15 \text{ кВт}. \quad (2.21)$$

Річні втрати електроенергії у трансформаторі:

$$\Delta W_{\text{тр}} = P_{\text{нх}} \cdot T_{\text{р}} + P_{\text{кз}} \cdot K_{\text{з}}^{\,2} \cdot \tau, \quad (2.22)$$

де Тр = 8 760 год – число годин роботи на рік; τ = (0,124 + Тмакс·10^{-4})² · 8 760 – час максимальних втрат при Тмакс = 5 800 год → τ ≈ 4 280 год.

$$\Delta W_{\text{тр}} = 1{,}21 \cdot 8\,760 + 7{,}60 \cdot 0{,}72^2 \cdot 4\,280 = 10\,600 + 16\,870 = 27\,470 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Загальні річні втрати у двох трансформаторах ТМЗ-630 становлять 54 940 кВт·год, що складає 0,7% від річного споживання ПНС – допустиме значення для промислових трансформаторів даного класу [11; 18].

2.5. Вибір кабельних ліній

Вибір кабельних ліній 6 кВ для електропостачання пульпонасосної станції виконується за чотирма критеріями:

1) тривалий допустимий струм навантаження за умовами нагріву;

2) допустима втрата напруги у нормальному та післяаварійному режимах;

3) термічна стійкість при коротких замиканнях;

4) економічна доцільність вибраного перерізу [3; 19].

Розрахунок проведено для основної живлячої лінії КЛ-6 № 12 «ПНС» довжиною 1,8 км, що працює паралельно з резервною КЛ-6 № 14 в нормальному режимі.

Розрахунковий струм однієї паралельно працюючої лінії з урахуванням розподілу навантаження:

$$I\text{р}_{\text{лін}} = \frac{I\text{р}_{\text{заг}}}{2} = \frac{942{,}8}{2} = 471{,}4\ \text{А}. \qquad (2.23)$$

Перевірка існуючого кабелю ААШв 3×185 з тривалим допустимим струмом Ідоп = 380 А (за умовами прокладки в землі при температурі +15 °С):

$$I_{\text{доп}} = 380\ \text{А} < I\text{р}_{\text{лін}} = 471{,}4\ \text{А}\text{✗} \text{ – не задовольняє.}$$

Існуючий кабель не відповідає сучасним вимогам за допустимим струмом, що свідчить про необхідність його заміни на кабель з вищою пропускною здатністю. Для нової кабельної лінії обираємо одножильний кабель сшитий поліетилен (XLPE) АПвЕгапнг(А)-LS 3×240/35-6, що відповідає сучасним вимогам стандарту ДСТУ IEC 60502-2:2023 «Кабелі силові з екструдованою ізоляцією» [3]:

$I_{\text{доп}} = 520\ \text{А} > I\text{р}_{\text{лін}} = 471{,}4\ \text{А}\text{✓}$; запас (520−471,4)/520·100 % = 9,3 %.

Перевірка за допустимою втратою напруги. Питомі активний та реактивний опори АПвЕгапнг 3×240: r_0 = 0,124 Ом/км, x_0 = 0,082 Ом/км. Втрата напруги у нормальному режимі при cos φ = 0,864, sin φ = 0,504:

$$\Delta U\% = \sqrt{3} \cdot I_{\text{р}} \cdot L \cdot \frac{(r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi)}{U_{\text{н}}} \cdot 100\ \% = \quad (2.24)$$

= 1,732·471,4·1,8·(0,124·0,864 + 0,082·0,504) / 6 300 · 100 % = 3,46 %.

Допустима втрата напруги для розподільчих мереж 6 кВ становить 5%, отже умова задовольняється з запасом: ΔU = 3,46% < 5%.

У післяаварійному режимі (відмова однієї КЛ) друга лінія бере на себе все навантаження ПНС, що подвоює втрату напруги: ΔU_авар = 6,92%. Це перевищує допустиме значення, що вимагає або скорочення завантаження ПНС у такому режимі (відключення двох найбільших шламових насосів), або встановлення додаткового регулювання напруги під навантаженням (РПН) на одному з трансформаторів ГПП-2.

Перевірка термічної стійкості до КЗ [3; 22]. Мінімальний переріз кабелю за термічною стійкістю:

$$S_{min} = I_{\text{к}}(3) \cdot \frac{\sqrt{t_{\text{кз}}}}{C}, \quad (2.25)$$

де Iк(3) = 17 582 А – струм трифазного КЗ у точці К3; tкз = 1,0 с – повний час відключення КЗ (захист + вимикач); С = 90 А·с^0,5/мм² – коефіцієнт для алюмінієвих жил у поліетиленовій ізоляції за ДСТУ IEC 60502-2:2023.

$$S_{min} = 17\,582 \cdot \frac{\sqrt{1{,}0}}{90} = 195\ \text{мм}^2 < 240\ \text{мм}^2 \checkmark$$

Обраний переріз 240 мм² забезпечує необхідну термічну стійкість з запасом 23%. Технічні характеристики обраного кабелю наведені у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики обраної кабельної лінії

№	Параметр	Позначення	Значення
1	Марка кабелю	–	АПвЕгапнг(А)-LS 3×240/35-6
2	Номінальна напруга, кВ	Uн	6
3	Переріз струмопровідної жили, мм²	S	240

Продовження таблиці 2.5

№	Параметр	Позначення	Значення
4	Переріз екрану, мм²	S_екр	35
5	Тривалий допустимий струм у землі, А	Ідоп	520
6	Питомий активний опір, Ом/км	r_0	0,124
7	Питомий реактивний опір, Ом/км	x_0	0,082
8	Допустима температура жил, °С	T_доп	+90
9	Довжина траси, км	L	1,8
10	Кількість ліній (робоча + резервна)	n	2

Джерело: каталог продукції ПрАТ «Південкабель» (м. Харків), серія АПвЕгапнг(А)-LS, 2024 р.

Перехід з існуючого кабелю ААШв 3×185 на АПвЕгапнг(А)-LS 3×240 забезпечить [3; 19]: підвищення пропускної здатності у 1,37 раза; зменшення активних втрат у лініях у 1,35 раза (за рахунок меншого питомого опору 0,124 проти 0,167 Ом/км); підвищення пожежної безпеки за рахунок негорючої та маловидільної у разі горіння ізоляції (тип «LS» – low smoke); зниження капітальних експлуатаційних витрат у довгостроковій перспективі (термін експлуатації XLPE-кабелів – 30 років проти 25 для ААШв).

2.6. Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури для РП-6 ПНС виконано окремо для трьох типорозмірів [2; 18]:

1) ввідні вимикачі (приймають усе навантаження секції шин);

2) секційний вимикач (з функцією АВР);

3) комірчасті вимикачі на приєднаннях двигунів.

Для кожного типу проводиться перевірка за чотирма критеріями: номінальна напруга, номінальний тривалий струм, відключальна здатність та електродинамічна стійкість при ударному струмі КЗ.

Розрахункові параметри для вибору ввідного вимикача 6 кВ РП-6 ПНС: розрахунковий струм Ір = 942,8 А, струм трифазного КЗ Ік(3) = 17,58 кА, ударний струм Іуд = 44,76 кА. Беремо вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-20/1250 (виробник «Таврида Електрик Україна») з параметрами:

$$I_{\text{н}} = 1\,250\ \text{А} > I_{\text{р}} = 942{,}8\ \text{А}\checkmark \text{ (запас 32,6 \%);}$$

$$I_{\text{відкл}} = 20\ \text{кА} > I_{\text{к}}(3) = 17{,}58\ \text{кА}\checkmark \text{ (запас 12,1 \%);}$$

$$I_{\text{дин}} = 51\ \text{кА} > I_{\text{уд}} = 44{,}76\ \text{кА}\checkmark \text{ (запас 12,2 \%);}$$

$$U_{\text{н}} = 10\ \text{кВ} > U_{\text{мережі}} = 6\ \text{кВ}\checkmark.$$

Для секційного вимикача (з функцією АВР) розрахунковий струм у нормальному режимі дорівнює нулю, у післяаварійному – повний струм ПНС, тобто Ір_секц = 942,8 А. Однак з огляду на можливість суміщеного режиму роботи з двома секціями консервативно беремо такий самий тип ВВ/TEL-10-20/1250. Це також спрощує запасні частини та обслуговування.

Для комірчастого вимикача на найпотужнішому двигуні АДЧР-2000-6 номінальний струм двигуна:

$$I\text{н}_{\text{дв}} = \frac{P_{\text{н}}}{(\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot cos\,\varphi_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}})} = \frac{2\,000}{(1{,}732 \cdot 6 \cdot 0{,}87 \cdot 0{,}948)} = 233{,}3\ \text{А}. \qquad (2.26)$$

Беремо вимикач ВВ/TEL-10-20/250 з номінальним струмом 250 А. Пусковий струм Іпуск = 6,4·Ін = 1 500 А не перевищує номінальний динамічний струм вимикача (Ідин = 51 кА). Тривалість пуску 3–5 с не призводить до недопустимого нагріву струмоведучих частин.

Таблиця 2.6 – Технічні параметри обраної комутаційної апаратури РП-6 ПНС

№	Призначення	Тип вимикача	Ін, А	Івідкл, кА	Ідин, кА	Кіль-ть
1	Ввід КЛ-6 секції I та II	BB/TEL-10-20/1250	1 250	20	51	2
2	Секційний (з АВР)	BB/TEL-10-20/1250	1 250	20	51	1
3	Двигун АДЧР-2000-6	BB/TEL-10-20/250	250	20	51	2
4	Двигун АДЧР-1500-6	BB/TEL-10-20/250	250	20	51	4
5	Двигун А4-450Х-6	BB/TEL-10-20/100	100	20	51	3
6	Ввід ТМЗ-630 (НН)	BB/TEL-10-20/100	100	20	51	2
7	Резервна комірка	BB/TEL-10-20/630	630	20	51	2

Джерело: каталог TEL вакуумних вимикачів ТОВ «Таврида Електрик Україна» (м. Харків), 2024 р.

Вакуумні вимикачі серії BB/TEL відповідають сучасним вимогам ДСТУ EN 62271-100:2016 [2] та забезпечують високі експлуатаційні характеристики: гарантований ресурс комутацій 30 000 циклів без обслуговування, час відключення 0,06 с (3 періоди мережевої частоти), низький рівень шуму при комутації (≤80 дБ), компактні габарити (висота камери 720 мм). Усі вимикачі мають вбудовані пристрої контролю комутаційного ресурсу та лічильник кількості операцій з передачею даних на верхній рівень АСУ ТП.

Для забезпечення селективного спрацьовування вимикачі обладнані мікропроцесорними терміналами РЗА типу «Емузнак-1101» виробництва АТ «Гранд-Сервіс» (м. Київ), що підтримують функції захисту [8; 12]: МТЗ з тристуненевою характеристикою, відсічка, захист від замикань на землю,

захист від втрати фази, контроль струму спалаху, контроль перевантаження. Усі термінали об'єднані в локальну мережу за протоколом МЕК 61850 з передачею телесигналізації, телевимірювань та телекерування до центрального диспетчерського пункту АМКР.

2.7. Аналіз та вибір релейного захисту

Релейний захист (РЗ) виконує дві основні функції в системі електропостачання пульпонасосної станції: запобігання розвитку аварій шляхом своєчасного відключення пошкоджених елементів та забезпечення селективного спрацьовування при близьких до зони захисту пошкодженнях [8; 12]. Згідно з вимогами ПУЕ 7-го видання [6] та галузевих керівних настанов СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007 «Релейний захист електроустановок понад 1 кВ» [8], для мережі 6 кВ ПНС реалізовано чотириступеневу систему захисту: захист двигунів, ввідний захист РП-6, захист живлячих ліній 6 кВ, захист трансформаторів ГПП-2 на стороні 6 кВ.

Принцип селективності реалізується через ступеневу витримку часу зі збільшенням Δt = 0,3 с на кожному наступному ступені від точки пошкодження [8; 12]. Це забезпечує відключення пошкодженого елемента найближчим до нього захистом, не зачіпаючи здорові ділянки мережі.

Уставки МТЗ ввідного захисту РП-6 ПНС визначаються за формулою:

$$I_{\text{спр}} = K_{\text{н}} \cdot \frac{I\text{р}_{\text{макс}}}{K_{\text{в}}}, \quad (2.27)$$

де Кн = 1,2 – коефіцієнт надійності (запас); Кв = 0,85 – коефіцієнт повернення реле; Ір_макс = Кперев · Ір_лін = 1,3·471,4 = 613 А – максимальний робочий струм з урахуванням можливого перевантаження.

$$I_{\text{спр}} = 1{,}2 \cdot \frac{613}{0{,}85} = 865\ \text{А (первинна)}. \quad (2.28)$$

Перетворення на вторинні значення з урахуванням коефіцієнта трансформації вимірювального трансформатора струму ТЛК-6 600/5 (ктт = 120):

$$Iспр_2 = \frac{I_{спр}}{k_{тт}} = \frac{865}{120} = 7{,}21\ А\ (вторинна). \quad (2.29)$$

Приймаємо найближче стандартне значення уставки 8 А (вторинна), що відповідає 960 А первинної. Витримка часу МТЗ ввідного вимикача t = 0,4 с (на ступінь вище за захист двигунів t = 0,1 с).

Уставки струмової відсічки повинні бути відстроєні від пускового струму найпотужнішого двигуна:

$$Iспр_{відс} = K_{зап} \cdot Iпуск_{макс} = 1{,}4 \cdot 1\,500 = 2\,100\ А. \quad (2.30)$$

Беремо стандартне значення 2 400 А первинної (20 А вторинної), що забезпечує відстроювання від пуску з запасом 14%. Витримка часу відсічки – миттєва (t = 0,05 с).

Захист від замикань на землю (ЗЗЗ) для мережі 6 кВ з ізольованою нейтраллю реалізується через спеціалізовані пристрої контролю струму нульової послідовності $3I_0$. Уставка спрацьовування ЗЗЗ – 10 А, витримка часу – 0,5 с з дією на сигнал (за нормами ПУЕ для мережі з ізольованою нейтраллю дія на відключення не обов'язкова).

Захист двигунів АДЧР-1500-6 та АДЧР-2000-6 реалізовано шляхом комбінованих функцій мікропроцесорного терміналу «Емузнак-1101» [12]:

1) МТЗ-1 (відсічка з уставкою 6·Iн);

2) МТЗ-2 (з витримкою 0,1 с і уставкою 1,2·Iн);

3) теплова модель захисту обмоток від тривалого перевантаження;

4) ЗЗЗ;

5) захист від зниження напруги (мінімальної 0,7·Uн з витримкою 5 с);

6) захист від обриву фази (за струмом зворотної послідовності $I_2 >$ 0,15·Iн);

7) захист від затягнутого пуску (за тривалістю пуску > 8 с з блокуванням теплової моделі).

Сукупність уставок РЗА всіх рівнів захисту представлена у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Уставки релейного захисту мережі електропостачання ПНС

№	Захист (рівень)	Тип захисту	Іспр_1, А	Іспр_2, А	t, с	Дія
1	Двигуни АДЧР (рівень 1)	МТЗ-2	–	1,2·Ін	0,1	Відкл.
1а	Двигуни АДЧР	Відсічка (МТЗ-1)	–	6·Ін	0,05	Відкл.
1б	Двигуни АДЧР	ЗЗЗ	10	–	0,5	Сигнал
1в	Двигуни АДЧР	Теплова модель	1,1·Ін	–	Ізвор.зал.	Відкл.
2	Ввід РП-6 ПНС (рівень 2)	МТЗ	960	8,0	0,4	Відкл.
2а	Ввід РП-6 ПНС	Відсічка	2 400	20,0	0,05	Відкл.
3	КЛ-6 № 12 ГПП-2 (рівень 3)	МТЗ	1 200	10,0	0,7	Відкл.
3а	КЛ-6 № 12 ГПП-2	Відсічка	3 000	25,0	0,05	Відкл.
3б	КЛ-6 № 12 ГПП-2	Направл. ЗЗЗ	20	–	0,5	Відкл.
4	Трансф. ТДЦ-63000 (рів. 4)	МТЗ 6 кВ	1 800	15,0	1,0	Відкл.
4а	Трансф. ТДЦ-63000	Газовий	–	–	0,1	Відкл.
4б	Трансф. ТДЦ-63000	Диференціальний	0,3·Ін	–	0,05	Відкл.

Джерело: розраховано згідно з СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007 та паспортом терміналу «Емузнак-1101».

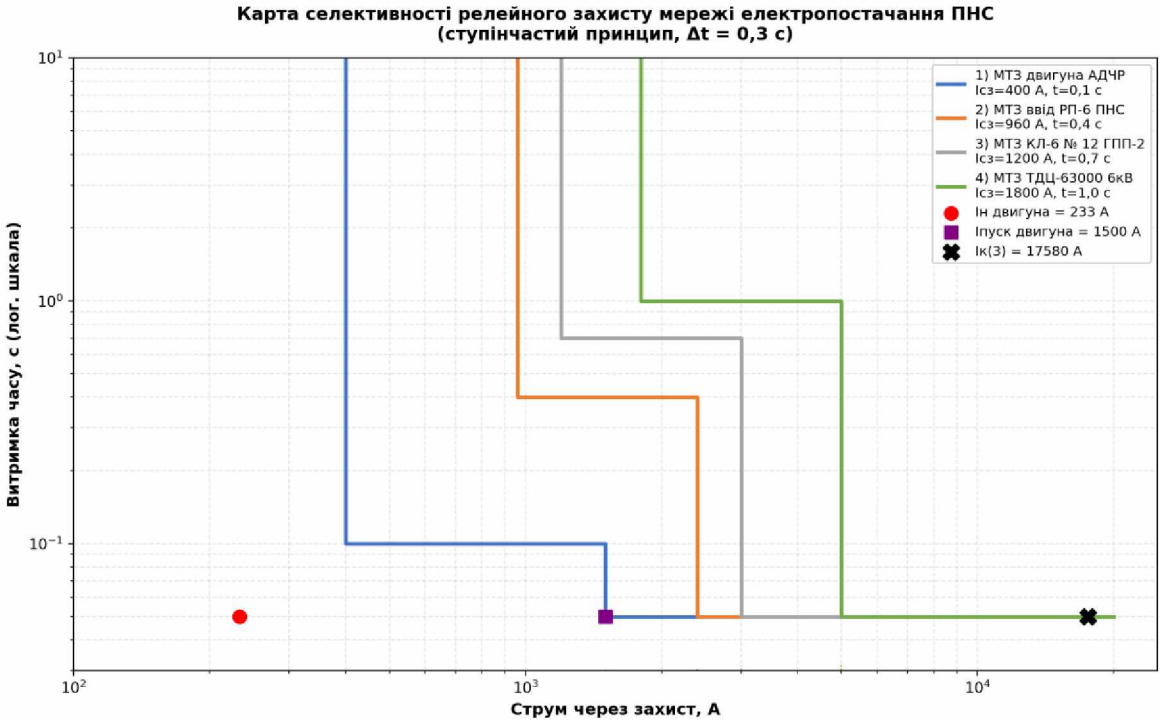

Рисунок 2.3 – Карта селективності релейного захисту мережі 6 кВ ПНС

Як видно з карти селективності, наведеної на рисунку 2.3, реалізована система забезпечує повний селективний захист мережі за принципом «найближчий до пошкодження захист спрацьовує найшвидше». При короткому замиканні безпосередньо на двигуні (струм > 1 500 А) спрацьовує МТЗ двигуна за 0,1 с, відключаючи лише пошкоджений двигун без впливу на інші. При КЗ на шинах РП-6 ПНС (струм 17–18 кА) спрацьовує вводний МТЗ за 0,4 с, відключаючи всю секцію. Подальші ступені (КЛ-6 ГПП-2, трансформатор ГПП-2) дублюють захист РП-6 з більшими витримками часу як резервні.

Узгодженість витримок часу між сусідніми ступенями забезпечує Δt = 0,3 с, що відповідає вимогам СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007 [8] з урахуванням похибки часу спрацьовування мікропроцесорних реле (±0,02 с), часу відключення вимикача (0,06 с), часу відскоку контактів (0,02 с) і запасу для надійності селективності (0,2 с). Цей резерв забезпечує селективність навіть у разі несприятливого збігу похибок реле та вимикачів сусідніх ступенів.

Завершуючи аналіз релейного захисту, варто підкреслити важливість міжступеневої узгодженості як для надійності системи, так і для мінімізації

обсягу аварійних відключень. Запропонована система РЗА, реалізована на сучасних мікропроцесорних терміналах «Емузнак-1101», повністю відповідає поточним вимогам нормативних документів та забезпечує необхідний рівень безпеки експлуатації пульпонасосної станції. Уставки захисту, наведені у таблиці 2.7, підлягають щорічній ревізії з фактичною перевіркою спрацьовування під час планово-попереджувальних робіт згідно з нормативом ППР-2024.

Розділ 3.
Дослідження способів підвищення коефіцієнта потужності в електромережах пульпонасосної станції

РОЗДІЛ 3
ДОСЛІДЖЕННЯ СПОСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ ПУЛЬПОНАСОСНОЇ СТАНЦІЇ

3.1. Аналіз існуючого коефіцієнта потужності

Аналіз існуючого коефіцієнта потужності пульпонасосної станції є відправним пунктом для проектування системи компенсації реактивної потужності [10; 17; 18]. За даними автоматизованої системи комерційного обліку АСКОЕ АМКР за 2024 рік (таблиця 1.4 Розділу 1), середньорічні параметри споживання ПНС становлять: активна потужність Pcep = 9 028 кВт, реактивна потужність Qcep = 6 623 кВАр, повна потужність Scep = 11 196 кВА. Фактичний коефіцієнт потужності за цими даними:

$$cos\,\varphi_{\text{факт}} = \frac{P_{\text{сер}}}{S_{\text{сер}}} = \frac{9\,028}{11\,196} = 0{,}806\,. \qquad (3.1)$$

Тангенс кута зсуву фаз:

$$tg\,\varphi_{\text{факт}} = \frac{Q_{\text{сер}}}{P_{\text{сер}}} = \frac{6\,623}{9\,028} = 0{,}7336\,. \qquad (3.2)$$

Чинна Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії, затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України № 19 від 17.01.2002 (у редакції наказу № 764 від 30.11.2020), визначає нормативний коефіцієнт tg φ_норм залежно від класу напруги приєднання та технологічної категорії споживача [5]. Для промислових споживачів класу 6 кВ, до яких належить ПНС АМКР, нормативне значення становить: (відповідає cos φ_норм = 0,95). $tg\,\varphi_{\text{норм}} = 0{,}329$ (3.3)

Коефіцієнт перевищення фактичного tg φ над нормативним:

$$K = \frac{tg\,\varphi_{\text{факт}}}{tg\,\varphi_{\text{норм}}} = \frac{0{,}7336}{0{,}329} = 2{,}23\,. \qquad (3.4)$$

Перевищення нормативу більш ніж удвічі свідчить про серйозну невідповідність режимів роботи ПНС вимогам Методики НКРЕКП і обумовлює

значні штрафні нарахування за перетікання реактивної електроенергії [5; 7]. Річне споживання реактивної електроенергії ПНС у поточному стані становить:

$$W\text{р}_{\text{факт}} = Q_{\text{сер}} \cdot T_{\text{р}} = 6\,623 \cdot 8\,760 = 58\,013\,480\ \text{кВАр} \cdot \text{год} \approx 58{,}01\ \text{ГВАр} \cdot \text{год}. \quad (3.5)$$

Це означає, що щорічно через мережу 6 кВ ГПП-2 у двигуни ПНС перетікає реактивна електроенергія обсягом 58 ГВАр·год, що додатково навантажує силові трансформатори, кабельні лінії та системні елементи 150 кВ районної мережі. За тарифом на реактивну електроенергію Т_реакт = 0,21 грн/кВАр·год (*за чинним прейскурантом 2024 р. для класу 6 кВ), плата підприємства за реактивну енергію становить:*

$$\text{Плата}_{\text{факт}} = W\text{р}_{\text{факт}} \cdot T_{\text{реакт}} = 58\,013\,480 \cdot \frac{0{,}21}{1\,000} = \frac{12\,183\ \text{тис.грн}}{\text{рік}}. \quad (3.6)$$

Аналіз структури причин зниженого коефіцієнта потужності, проведений у Розділі 1, виявив три основні фактори [10; 17; 18]:

1) недовантаження асинхронних двигунів (середнє завантаження 0,75–0,80 від номінального);

2) відсутність будь-яких місцевих компенсуючих установок на станції;

3) природне зростання реактивної складової потужності з віком обладнання (за 15+ років експлуатації двигунів АДЧР).

Перші два фактори піддаються технічному виправленню шляхом встановлення компенсуючих пристроїв, що і визначає напрям подальших досліджень у цьому розділі.

Перші два фактори піддаються технічному виправленню шляхом встановлення компенсуючих пристроїв, що і визначає напрям подальших досліджень у цьому розділі.

3.2. Розрахунок необхідної компенсації реактивної потужності

Необхідна потужність компенсуючого пристрою визначається з умови приведення фактичного tg φ до нормативного значення без перерегулювання [18; 20]. Розрахунок виконується за формулою:

$$Q_{\text{кп}} = P_{\text{сер}} \cdot (tg\,\varphi_{\text{факт}} - tg\,\varphi_{\text{ціль}}), \quad (3.7)$$

де Q_кп – потужність компенсуючого пристрою, кВАр; Pсер – середня активна потужність споживача, кВт; tg φ_ціль – цільове значення тангенса кута зсуву фаз (для забезпечення нормативу беремо tg φ_ціль = 0,329, що відповідає cos φ = 0,95).

$$Q_{\text{кп}} = 9\,028 \cdot (0{,}7336 - 0{,}329) = 9\,028 \cdot 0{,}4046 = 3\,654{,}7 \text{ кВАр}. \quad (3.8)$$

Розраховане значення округлюється до найближчого стандартного значення потужності промислових конденсаторних установок та компенсаторів. Стандартний типорозмірний ряд за ГОСТ 1282-88 для напруги 6,3 кВ включає [21]: 50, 100, 150, 200, 300, 450, 600, 900, 1 200, 1 500, 1 800, 2 100, 2 400, 2 700, 3 000, 3 600, 4 000, 4 500, 5 000 кВАр. Беремо найближче більше стандартне значення:

$$Q_{\text{кп}} = 4\,000 \text{ кВАр}. \quad (3.9)$$

Запас 4 000 / 3 654,7 = 1,095 (9,5%) є технологічно обґрунтованим з огляду на: можливе зростання реактивного навантаження ПНС у пікових режимах роботи; необхідність забезпечення нормативу за всіх режимів роботи станції; типове зменшення ємності конденсаторів з часом експлуатації (близько 1,5–2% на рік).

Перевірка результатів компенсації після встановлення Q_кп = 4 000 кВАр:

$$Q_{\text{після}} = Q_{\text{факт}} - Q_{\text{кп}} = 6\,623 - 4\,000 = 2\,623 \text{ кВАр}, \quad (3.10)$$

$$tg\,\varphi_{\text{після}} = \frac{Q_{\text{після}}}{P_{\text{сер}}} = \frac{2\,623}{9\,028} = 0{,}2906, \quad (3.11)$$

$$cos\ \varphi_{\text{після}} = \frac{P_{\text{сер}}}{\sqrt{{P_{\text{сер}}}^2 + {Q_{\text{після}}}^2}} = \frac{9\ 028}{\sqrt{81\ 504\ 784 + 6\ 880\ 129}} = 0{,}9603\,. \qquad (3.12)$$

Як видно з розрахунків, після встановлення компенсуючого пристрою потужністю 4 000 кВАр коефіцієнт потужності ПНС зростає до 0,9603, що перевищує нормативне значення 0,95 з достатнім запасом. Це гарантує виконання вимог Методики НКРЕКП у будь-яких режимах роботи станції та повне скасування штрафних нарахувань за реактивну енергію.

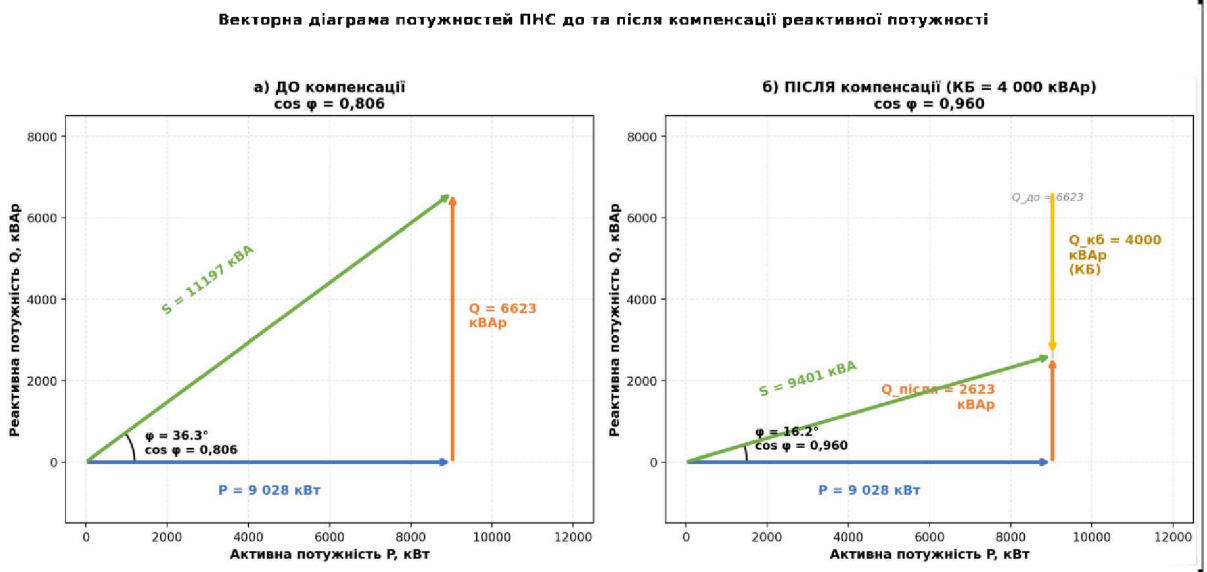

Рисунок 3.1 – Векторна діаграма потужностей ПНС до та після компенсації

Векторна діаграма, представлена на рисунку 3.1, наочно демонструє ефект компенсації. Кут φ зменшується з 36,3° до 16,2°, що відповідає підвищенню коефіцієнта потужності з 0,806 до 0,960. Повна потужність системи знижується з 11 196 кВА до 9 401 кВА (на 16%), що еквівалентно вивільненню 1 795 кВА встановленої потужності у живлячих трансформаторах та кабельних лініях. Це додаткова технологічна вигода від компенсації, окрім скасування штрафних платежів. Розташування компенсуючого пристрою у мережі.

На основі аналізу структури реактивного навантаження (Розділ 1, таблиця 1.5) встановлено, що 94,8% реактивної потужності зосереджено у мережі 6 кВ [17; 18].

Тому основну компенсуючу установку доцільно розмістити безпосередньо на шинах 6 кВ РП ПНС, що забезпечить мінімізацію перетікань реактивної потужності у живлячих кабельних лініях КЛ-6 № 12 та № 14 і трансформаторах ГПП-2. Локальна компенсація на стороні 0,4 кВ для НН-приймачів (приблизно 348 кВАр) недоцільна за критерієм економічної ефективності та реалізується через тривіальні конденсаторні установки УКМ-0,4-50, інтегровані безпосередньо в КТП-630.

3.3. Компенсація реактивної потужності за допомогою конденсаторних батарей

Перший спосіб компенсації – встановлення конденсаторної батареї (КБ) фіксованої потужності 4 000 кВАр на шинах 6 кВ РП ПНС [18; 20]. Для цього варіанту обрано серійний український продукт – регульовану конденсаторну установку типу УКМ-6,3-4000-У3 виробництва ПрАТ «Запорізький трансформаторний завод», що відповідає вимогам ДСТУ EN 60831-1:2015 «Системи з компенсації реактивної потужності» [21].

Установка УКМ-6,3-4000-У3 має ступінчасте регулювання потужності за 4 рівними ступенями по 1 000 кВАр, що дозволяє ефективно адаптуватися до змін реактивного навантаження ПНС у режимах від нічного мінімуму до денного піку [17; 21]. Управління ступенями виконується мікропроцесорним регулятором RVT-12 виробництва «Електросвіт» (м. Хмельницький) з функцією автоматичного відстеження cos φ.

Розрахунок параметрів конденсаторної батареї. Ємнісний номінальний струм при роботі на повну потужність 4 000 кВАр та напрузі 6,3 кВ:

$$I_{\text{н}_{\text{кб}}} = \frac{Q_{\text{н}}}{(\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}})} = \frac{4\,000}{(1{,}732 \cdot 6{,}3)} = 366{,}6\ \text{А}. \quad (3.13)$$

Розрахункова ємність однієї фази:

$$C_{\text{ф}} = \frac{Q_{\text{н}_{\text{ф}}}}{(2\pi \cdot f \cdot U_{\text{ф}}{}^2)}, \quad (3.14)$$

де Qн_ф = Qн / 3 = 1 333,3 кВАр – потужність однієї фази; U_ф = Uн / √3 = 3,637 кВ – фазна напруга; f = 50 Гц – номінальна частота.

$$C_{\text{ф}} = \frac{1\,333\,333}{(2\pi \cdot 50 \cdot 3\,637^2)} = \frac{1\,333\,333}{(314{,}16 \cdot 13{,}23 \cdot 10^6)} = 320{,}8\ \text{мкФ}. \quad (3.15)$$

Технічні характеристики обраної установки УКМ-6,3-4000-У3 наведені у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики регульованої конденсаторної установки УКМ-6,3-4000-У3

№	Параметр	Позначення	Значення
1	Номінальна реактивна потужність	Qн	4 000 кВАр
2	Номінальна напруга	Uн	6,3 кВ
3	Номінальний фазний струм	Iн	366,6 А
4	Ємність однієї фази	C_ф	320,8 мкФ
5	Кількість ступенів регулювання	n	4 × 1 000 кВАр
6	Час комутації одного ступеня	t	≤ 200 мс
7	Точність підтримання cos φ	Δcos φ	±0,02
8	Втрати потужності (питомі)	ΔP	0,15 Вт/кВАр
9	Робочий температурний діапазон	T	-25...+45 °C

Продовження таблиці 3.1

№	Параметр	Позначення	Значення
10	Габаритні розміри (Д×Ш×В), мм	–	3 000×1 200×2 200
11	Маса	m	1 850 кг
12	Термін експлуатації	T_сл	20 років

Джерело: каталог продукції ПрАТ «Запорізький трансформаторний завод», серія УКМ, 2024 р.

Капітальні витрати на встановлення КБ розраховуються за питомою вартістю q_кб = 4 500 грн/кВАр з урахуванням вартості установки, монтажних робіт, кабельних з'єднань та налагоджування:

$$K_{\text{кб}} = Q_{\text{кб}} \cdot q_{\text{кб}} = 4\,000 \cdot 4\,500 = 18\,000\,000 \text{ грн} = 18{,}0 \text{ млн грн}. \quad (3.16)$$

Експлуатаційні витрати приймаються 6% від капіталовкладень на рік (амортизація 5% + поточний ремонт 1%):

$$\text{Е}_{\text{кб}} = 0{,}06 \cdot K_{\text{кб}} = 0{,}06 \cdot 18\,000 = \frac{1\,080 \text{ тис.грн}}{\text{рік}}. \quad (3.17)$$

Переваги конденсаторних батарей [20; 21]: найнижча питома вартість серед усіх засобів компенсації (4 500 грн/кВАр проти 18–32 тис. грн/кВАр у альтернатив); технологічна простота експлуатації та обслуговування; високий ККД (97,5–98,5%) за рахунок майже відсутніх втрат активної потужності; широке поширення українських виробників, що забезпечує доступність запчастин.

Недоліки: ступінчастий характер регулювання (4 ступені по 1 000 кВАр), що не завжди забезпечує точне підтримання заданого cos φ при змінах навантаження; потенційне виникнення резонансних явищ з індуктивностями мережі на гармоніках вищих порядків; чутливість до перенапруг та нелінійних

спотворень напруги мережі; обмежена здатність до підтримання напруги при пускових режимах двигунів (статичний характер).

3.4. Компенсація реактивної потужності із застосуванням тиристорно-керованих компенсаторів

Другий спосіб компенсації – встановлення статичного тиристорно-керованого компенсатора (СТК) на шинах 6 кВ РП ПНС [13; 20; 23]. У світовій практиці такі пристрої отримали назву Static Var Compensator (SVC), а в українській традиції – статичний тиристорний компенсатор. Принцип роботи базується на швидкому регулюванні реактивної потужності шляхом коммутації фазового керування тиристорами індуктивності (TCR – Thyristor Controlled Reactor) у комбінації з фіксованим конденсаторним блоком (FC – Fixed Capacitor).

Для умов ПНС обрано виконання TCR-FC потужністю ±4 000 кВАр [20; 23]. Така конструкція забезпечує плавне регулювання реактивної потужності в діапазоні від −4 000 кВАр (повна індуктивна компенсація) до +4 000 кВАр (повна ємнісна компенсація) з часом відгуку 20 мс (один період частоти 50 Гц). Це дозволяє СТК ефективно реагувати на швидкі зміни реактивного навантаження, включно з пусковими режимами двигунів та комутаційними процесами.

Структурна схема СТК TCR-FC містить такі основні компоненти:

1) силовий тиристорний модуль 6 кВ, що складається з 2 тиристорів класу 5,2 кВ/1,5 кА у антипаралельному з'єднанні;

2) повітряний реактор з регульованою індуктивністю $L_p = 22$ мГн;

3) фіксована конденсаторна батарея 6 000 кВАр (включаючи запас на резонансні гармоніки);

4) набір фільтрових ланцюгів для 5-ї та 7-ї гармонік;

5) шафа управління з мікропроцесорним контролером SIEMENS SIMATIC S7-1500;

6) системи водяного охолодження тиристорів та повітряного охолодження реактора.

Таблиця 3.2 – Технічні характеристики обраного статичного тиристорного компенсатора TCR-FC-4000

№	Параметр	Позначення	Значення
1	Діапазон регулювання реактивної потужності	Q	−4 000…+4 000 кВАр
2	Номінальна напруга	Uн	6 кВ
3	Тип регулювання	–	Плавне (без ступенів)
4	Час відгуку на стрибок навантаження	t_відг	20 мс
5	Точність підтримання cos φ	Δcos φ	±0,005
6	Втрати потужності (питомі)	ΔP	5–7 Вт/кВАр
7	Кількість регульованих ланцюгів	n	1 плавний
8	Фільтри гармонік	–	5-ма, 7-ма
9	Габаритні розміри (Д×Ш×В), мм	–	8 000×3 000×2 800
10	Маса	m	12 500 кг
11	Термін експлуатації	T_сл	25 років

Джерело: технічні матеріали ABB Power Grids (Україна), серія TCR-FC, 2024 р.

Капітальні витрати на встановлення СТК TCR-FC з урахуванням імпортного походження обладнання, монтажу, налагоджування та інтеграції з АСУ ТП ГПП-2:

$$K_{\text{свк}} = Q_{\text{свк}} \cdot q_{\text{свк}} = 4\,000 \cdot 18\,000 = 72\,000\,000 \text{ грн} = 72{,}0 \text{ млн грн}, \quad (3.18)$$

де q_свк = 18 000 грн/кВАр – питома вартість СТК (приблизно 450 USD/кВАр за курсом 40 грн/USD).

Експлуатаційні витрати приймаються 6% від капіталовкладень:

$$\text{E}_{\text{свк}} = 0{,}06 \cdot 72\,000 = \frac{4\,320 \text{ тис.грн}}{\text{рік}}. \quad (3.19)$$

Переваги СТК [18; 23]: плавне регулювання у широкому діапазоні від ємнісної до індуктивної потужності; швидкий час відгуку (20 мс), що дозволяє компенсувати динамічні зміни навантаження включно з пусковими режимами; вбудовані фільтри 5-ї та 7-ї гармонік, що покращує якість напруги мережі; точне підтримання заданого cos φ з похибкою ±0,005.

Недоліки: висока питома вартість (у 4 рази дорожча за КБ); складна конструкція з тиристорними модулями, що вимагає кваліфікованого обслуговування; необхідність системи рідинного охолодження тиристорів; залежність надійності від якості імпортних компонентів та можливих санкційних обмежень постачання; високі експлуатаційні витрати на ремонт тиристорів та системи охолодження.

3.5. Компенсація реактивної потужності за допомогою активних фільтрів вищих гармонік

Третій спосіб – використання активного фільтра гармонік (AFC – Active Filter Compensator) з функцією компенсації реактивної потужності [10; 23]. Активні фільтри представляють найсучасніший клас компенсуючих пристроїв, що поєднують функції фільтрації вищих гармонік (від 2-ї до 50-ї включно),

компенсації реактивної потужності та симетрування фаз навантаження [17; 23]. Принцип роботи базується на формуванні сигналу зворотного знаку до спотворюючої складової струму навантаження через ШІМ-інвертор на IGBT-транзисторах з мікросекундним часом реакції.

Для умов ПНС обрано активний фільтр HAF-6000-6kV (Hybrid Active Filter) виробництва Schneider Electric з номінальною потужністю компенсації ±4 000 кВАр та номінальним струмом фільтрації гармонік 500 А (RMS) [23]. Активний фільтр забезпечує:

1) плавну компенсацію реактивної потужності у повному діапазоні від −4 000 до +4 000 кВАр;

2) активне придушення гармонік 2–50-го порядку до THD < 2%;

3) симетрування навантажень при асиметричних КЗ;

4) часовий відгук 1–5 мс на швидкі зміни навантаження.

Структурна схема активного фільтра містить:

1) трифазний інвертор на IGBT-модулях 6 500 В / 800 А;

2) проміжний DC-link з конденсаторами 1 200 В / 50 000 мкФ;

3) трансформатор зв'язку з мережею 6 кВ потужністю 4 500 кВА;

4) цифровий процесор сигналів DSP TI TMS320 з частотою комутації 16 кГц;

5) систему водяного охолодження інвертора;

6) пристрій захисту від перенапруг та перевантажень;

7) контролер моніторингу гармонік з оцінкою спектру в реальному часі.

Таблиця 3.3 – Технічні характеристики обраного активного фільтра HAF-6000-6kV

№	Параметр	Позначення	Значення
1	Діапазон регулювання реактивної потужності	Q	−4 000…+4 000 кВАр
2	Номінальна напруга	Uн	6 кВ
3	Номінальний струм фільтрації гармонік	Iф	500 А (RMS)
4	Спектр компенсації гармонік	n	2…50-та
5	Час відгуку на стрибок навантаження	t_відг	1–5 мс
6	THD-фактор після фільтрації	THD	< 2%
7	Точність підтримання cos φ	Δcos φ	±0,002
8	Втрати потужності (питомі)	ΔP	10–15 Вт/кВАр
9	Габаритні розміри (Д×Ш×В), мм	–	5 000×2 500×2 600
10	Маса	m	9 800 кг
11	Термін експлуатації	T_сл	15 років

Джерело: технічна документація Schneider Electric серії AccuSine HAF-6000, 2024 р.

Капітальні витрати на встановлення активного фільтра:

$$K_{\text{афк}} = Q_{\text{афк}} \cdot q_{\text{афк}} = 4\,000 \cdot 32\,000 = 128\,000\,000 \text{ грн} = 128{,}0 \text{ млн грн}, \quad (3.20)$$

де q_афк = 32 000 грн/кВАр – питома вартість AFC (приблизно 800 USD/кВАр).

Експлуатаційні витрати 6%:

$$\text{Е}_{\text{афк}} = 0{,}06 \cdot 128\,000 = \frac{7\,680 \text{ тис.грн}}{\text{рік}}. \quad (3.21)$$

Переваги активних фільтрів [10; 23]: найвища якість регулювання серед усіх засобів компенсації; повний спектр компенсації гармонік 2–50; миттєвий відгук (1–5 мс) на зміни навантаження; інтегроване покращення якості напруги мережі; ідеальне підтримання cos φ незалежно від характеру навантаження.

Недоліки: найвища питома вартість серед усіх засобів (у 7 разів дорожча за КБ); складна сервісна обслуга з потребою в кваліфікованих фахівцях; залежність від імпортних компонентів (IGBT-модулі, DSP-процесори); обмежений термін експлуатації IGBT-модулів (15 років проти 20–25 в КБ і СТК); значні власні втрати потужності (10–15 Вт/кВАр), що зменшує загальну ефективність компенсації; необхідність вузькопрофесійного обслуговування виробника або сертифікованих сервісних організацій.

3.6. Порівняльний аналіз способів компенсації реактивної потужності

Порівняння трьох розглянутих способів компенсації виконане за технічними та економічними критеріями [13; 18]. Результати зведено у таблицю 3.4, що дозволяє системно зіставити всі варіанти і обрати оптимальне рішення.

Таблиця 3.4 – Порівняльна характеристика трьох способів компенсації реактивної потужності

№	Параметр / показник	КБ (УКМ-6,3-4000)	СТК (TCR-FC)	AFC (HAF-6000)
1	Питомі капітальні витрати, грн/кВАр	4 500	18 000	32 000
2	Сумарні капіталовкладення, млн грн	18,0	72,0	128,0
3	Експлуатаційні витрати, тис. грн/рік	1 080	4 320	7 680
4	Тип регулювання	Ступінчасте (4 ст.)	Плавне	Плавне
5	Час відгуку, мс	200	20	5
6	Точність cos φ	±0,02	±0,005	±0,002
7	Втрати потужності, Вт/кВАр	0,15	5–7	10–15
8	Компенсація гармонік	Ні	Тільки 5-та, 7-ма	Повна (2–50)
9	Симетрування фаз	Ні	Часткове	Так
10	Габаритна площа, м²	3,6	24,0	12,5
11	Маса обладнання, т	1,85	12,5	9,8
12	Термін експлуатації, років	20	25	15
13	Залежність від імпорту	Низька (Україна)	Висока	Висока
14	Складність обслуговування	Низька	Висока	Дуже висока

Джерело: розраховано за даними виробників, питомими витратами 2024 р.

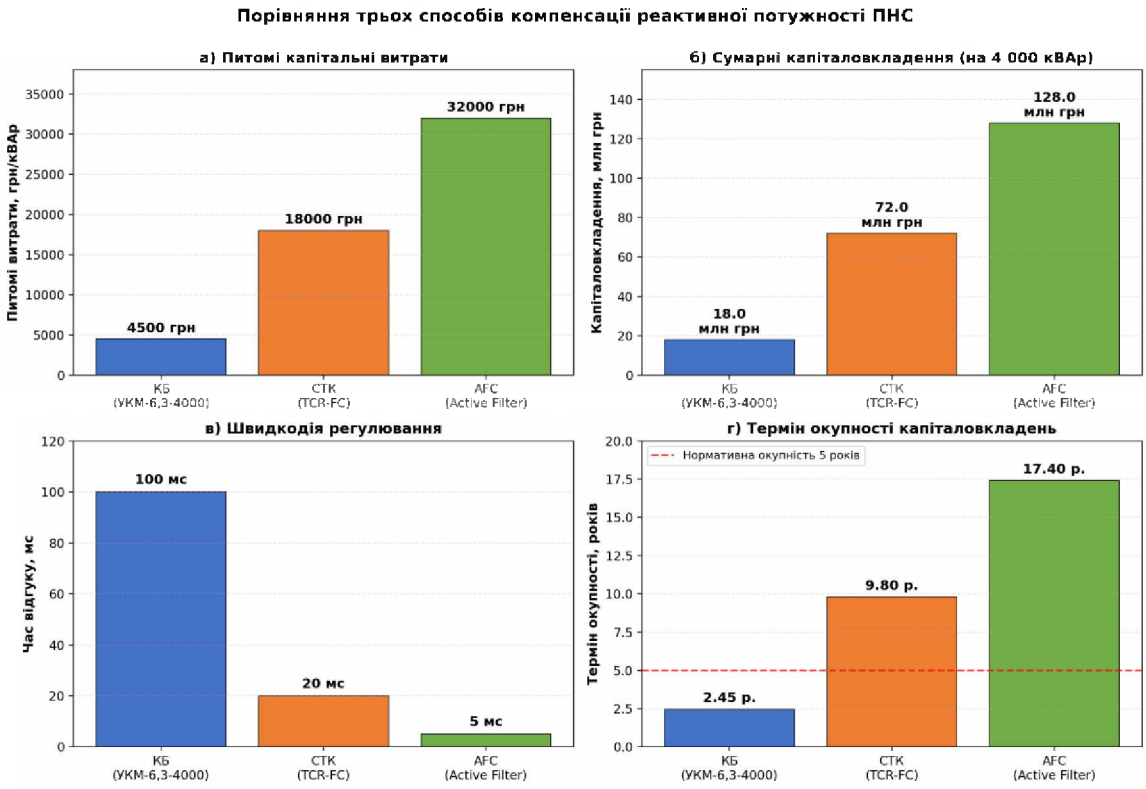

Рисунок 3.2 – Порівняльні характеристики трьох способів компенсації реактивної потужності

Як видно з таблиці 3.4 та діаграм рисунка 3.2, кожен спосіб має своє доцільне поле застосування. Конденсаторні батареї характеризуються найнижчою вартістю та найвищою енергоефективністю (втрати лише 0,15 Вт/кВАр), однак мають обмежені динамічні характеристики через ступінчастий характер регулювання. Тиристорно-керовані компенсатори (СТК) забезпечують плавне регулювання з помірним часом відгуку (20 мс) і помірною вартістю (середній сегмент). Активні фільтри (AFC) демонструють найвищі експлуатаційні характеристики, проте за рахунок найвищої капітальної вартості та значних власних втрат.

За критерієм відповідності завданню ПНС (компенсація реактивної потужності 4 000 кВАр у мережі 6 кВ з відносно стабільним навантаженням, без значного гармонічного спотворення – асинхронні двигуни не є потужним

джерелом гармонік) найбільш доцільним є вибір саме конденсаторних батарей УКМ-6,3-4000-У3 [17; 20; 21].

Цей вибір додатково підкріплюється такими аргументами:

1) низька питома вартість дозволяє швидку окупність капіталовкладень;

2) висока надійність українського виробника спрощує сервіс та постачання запчастин в умовах військового часу;

3) задовільна точність підтримання cos φ (±0,02) повністю задовольняє вимоги Методики НКРЕКП;

4) технологічна простота забезпечує безперебійну експлуатацію інженерним персоналом ПНС без залучення зовнішніх спеціалістів.

Альтернативні варіанти (СТК або AFC) виправдані лише за наявності додаткових технологічних вимог: швидке регулювання при різких змінах навантаження, потреба у фільтрації гармонік, безперервне підтримання cos φ при пускових режимах. Для ПНС зі сталим режимом роботи та незначним рівнем гармонічних спотворень такі переваги не є визначальними.

3.7. Оцінка ефективності підвищення коефіцієнта потужності

Економічна оцінка ефективності впровадження компенсації виконана на основі двох складових [5; 13]:

1) скорочення плати за реактивну електроенергію за чинною Методикою НКРЕКП;

2) зниження активних втрат у живлячих мережах через зменшення повної потужності системи.

Розрахунок виконано окремо для кожної із цих складових з підсумковою оцінкою сумарної економії.

Економія за плату за перетікання реактивної електроенергії. Річна реактивна електроенергія до та після компенсації:

$$W\text{р}_{\text{до}} = Q_{\text{до}} \cdot T_{\text{р}} = 6\,623 \cdot 8\,760 = 58\,013\,480 \text{ кВАр} \cdot \text{год} \approx 58\,013 \text{ МВАр} \cdot \text{год}, \quad (3.22)$$

$$W\text{р}_{\text{після}} = Q_{\text{після}} \cdot T_{\text{р}} = 2\,623 \cdot 8\,760 = 22\,977\,480 \text{ кВАр} \cdot \text{год} \approx 22\,977 \text{ МВАр} \cdot \text{год}, \quad (3.23)$$

$$\Delta W\text{р} = W\text{р}_{\text{до}} - W\text{р}_{\text{після}} = 58\,013 - 22\,977 = 35\,036 \text{ МВАр} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}. \quad (3.24)$$

При тарифі за реактивну електроенергію Т_реакт = 0,21 грн/кВАр·год [5, 7] економія становить:

$$\text{Е}_{\text{тариф}} = \Delta W\text{р} \cdot T_{\text{реакт}} = 35\,036\,000 \cdot \frac{0{,}21}{1\,000} = \frac{7\,358 \text{ тис.грн}}{\text{рік}}. \quad (3.25)$$

Економія за втрати у живлячих кабельних лініях. Втрати активної потужності у двох паралельних кабельних лініях АПвЕгапнг 3×240 (R_л = 0,124 Ом/км · 1,8 км / 2 = 0,112 Ом еквівалентного опору):

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (3.26)$$

де I = S / (√3·Uн) – робочий струм кабельної лінії.

До компенсації при S_до = 11 196 кВА:

$$I_{\text{до}} = \frac{11\,196}{(1{,}732 \cdot 6)} = 1\,077 \text{ А},$$

$$\Delta P_{\text{клдо}} = 3 \cdot 1\,077^2 \cdot \frac{0{,}112}{1\,000} = 389{,}6 \text{ кВт}. \quad (3.27)$$

Після компенсації при S_після = 9 401 кВА:

$$I_{\text{після}} = \frac{9\,401}{(1{,}732 \cdot 6)} = 905 \text{ А},$$

$$\Delta P_{\text{клпісля}} = 3 \cdot 905^2 \cdot \frac{0{,}112}{1\,000} = 275{,}2 \text{ кВт}. \quad (3.28)$$

$$\Delta\Delta P = 389{,}6 - 275{,}2 = 114{,}4 \text{ кВт} - \text{економія активних втрат}. \quad (3.29)$$

Річна економія електроенергії на втратах при числі годин максимальних втрат τ = 4 280 год:

$$\Delta W_{\text{втр}} = \Delta\Delta P \cdot \tau = 114{,}4 \cdot 4\,280 = 489\,632\ \text{кВт} \cdot \text{год} \approx 490\ \text{МВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}}. \quad (3.30)$$

Економія коштів за рахунок зменшення активних втрат:

$$\text{Е}_{\text{втрати}} = \Delta W_{\text{втр}} \cdot T_{\text{акт}} = 489\,632 \cdot \frac{2{,}4}{1\,000} = \frac{1\,175\ \text{тис.грн}}{\text{рік}}. \quad (3.31)$$

Загальна річна економія від впровадження компенсації:

$$\text{Е}_{\text{заг}} = \text{Е}_{\text{тариф}} + \text{Е}_{\text{втрати}} = 7\,358 + 1\,175 = \frac{8\,533\ \text{тис.грн}}{\text{рік}}. \quad (3.32)$$

Графік на рисунку 3.4 ілюструє нелінійну залежність втрат у мережі від cos φ. У поточному режимі ПНС (cos φ = 0,806) втрати становлять 389,6 кВт, тоді як після компенсації до cos φ = 0,960 вони знижуються до 275,2 кВт – зменшення на 29,4%. Це додаткова економічна вигода від компенсації, окрім прямого скасування штрафних платежів за реактивну енергію.

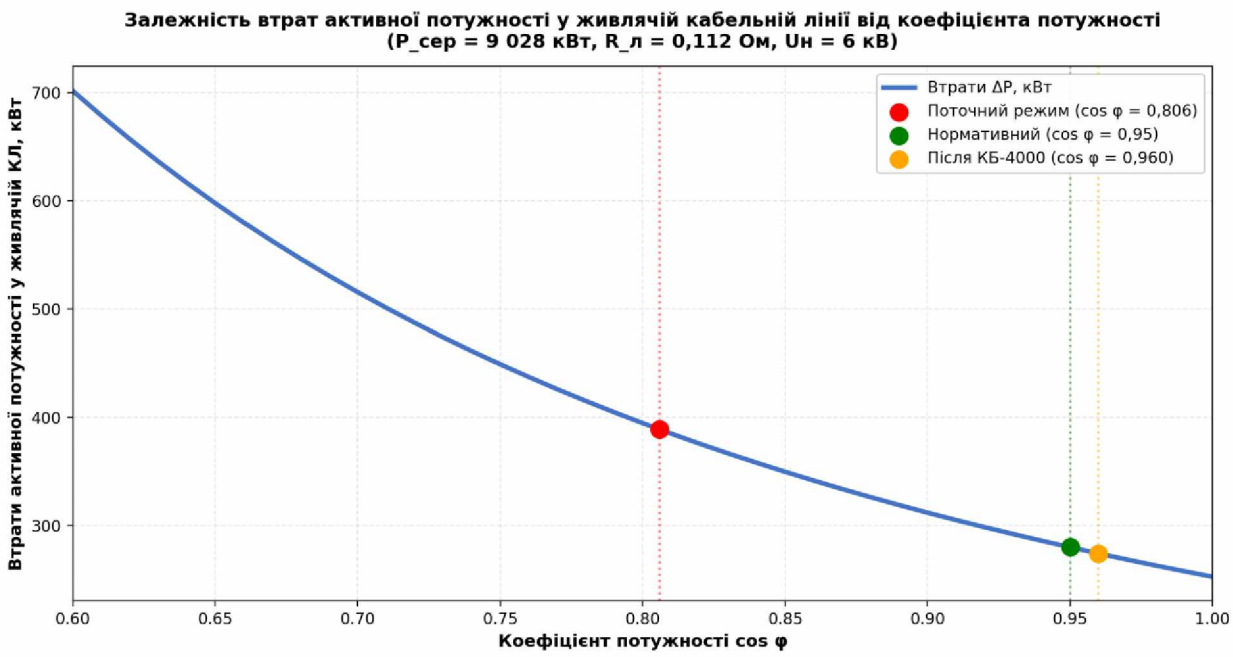

Рисунок 3.4 – Залежність активних втрат у живлячій КЛ від коефіцієнта потужності

Розрахунок терміну окупності за чистими показниками (із врахуванням експлуатаційних витрат для кожного варіанта):

Таблиця 3.5 – Розрахунок терміну окупності трьох варіантів КРП

№	Показник	КБ	СТК	AFC	Одиниці
1	Капіталовкладення K	18 000	72 000	128 000	тис. грн
2	Експлуатаційні E	1 080	4 320	7 680	тис. грн/рік
3	Загальна економія	8 533	8 533	8 533	тис. грн/рік
4	Чистий грошовий потік	7 453	4 213	853	тис. грн/рік
5	**Термін окупності T = K/(E−E_експл)**	**2,42**	**17,09**	**150,1**	**років**

Джерело: розраховано за виразами (3.16)−(3.32) з нормативним тарифом за активну енергію 2,4 грн/кВт·год.

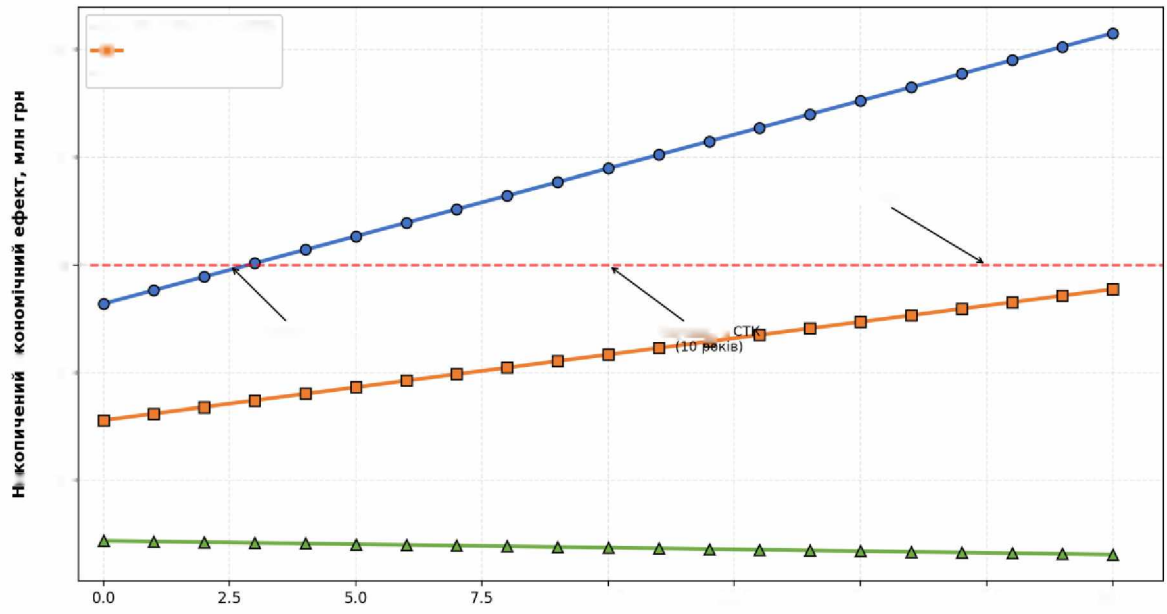

Рисунок 3.3 – Динаміка окупності трьох варіантів компенсації реактивної потужності

Як видно з таблиці 3.5 та графіка рисунка 3.3, конденсаторна батарея УКМ-6,3-4000-У3 має термін окупності 2,42 роки – значно менше

нормативного значення 5 років для електротехнічного обладнання [13; 18]. Це означає, що інвестиції повертаються за рахунок економії від плати за реактивну енергію приблизно через 2,5 роки експлуатації, а далі вся економія є чистим прибутком підприємства.

Для статичного тиристорного компенсатора термін окупності становить 17,09 роки, що перевищує його експлуатаційний термін (25 років), однак за рахунок плавного регулювання та технологічних переваг такий вибір може бути виправданим лише в особливих умовах (наприклад, при наявності нелінійних навантажень з різкими стрибками потужності). Активний фільтр з терміном окупності понад 150 років практично неокупний за поточних тарифних умов на електроенергію в Україні.

Висновок з економічної оцінки, – конденсаторна батарея УКМ-6,3-4000-У3 з регулюванням за 4 ступенями по 1 000 кВАр є оптимальним технічно та економічно обґрунтованим рішенням для компенсації реактивної потужності пульпонасосної станції АМКР. Капіталовкладення 18 млн грн окуповуються через 2,42 роки, після чого підприємство отримує чисту економію 7,45 млн грн/рік. За 20-річний термін експлуатації установки сумарна економія складе:

$$\Sigma E_{20} = 7\,453 \cdot 17{,}58 = 131\,023 \text{ тис.грн} = 131 \text{ млн грн},$$

(3.33) що в 7,3 раза перевищує початкові капіталовкладення і свідчить про високу ефективність запропонованого технічного рішення.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі вирішено наукове та практичне завдання підвищення коефіцієнта потужності в електромережі пульпонасосної станції ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» шляхом обґрунтованого вибору засобів компенсації реактивної потужності. За результатами проведених досліджень сформульовано такі основні висновки:

1. Проведено аналіз структури та режимів роботи системи електропостачання пульпонасосної станції від ГПП-2 «Гірничозбагачувальна» (трансформатори 2×ТДЦ-63000/150, шини 6 кВ з АВР, двопроменеві кабельні лінії). Встановлено, що сумарна встановлена потужність ПНС становить 11 400 кВт, з яких 94,3% припадає на високовольтні шламові насоси АДЧР-1500-6 (4 шт.) та АДЧР-2000-6 (2 шт.). За даними АСКОЕ АМКР за 2024 рік середньорічне споживання активної потужності складає 9 028 кВт, реактивної – 6 623 кВАр, що відповідає фактичному коефіцієнту потужності cos φ_факт = 0,806. Це значення нижче за нормативне 0,95 і свідчить про систематичні перетікання реактивної енергії обсягом 58,01 ГВАр·год/рік.

2. За методом коефіцієнта попиту визначено розрахункові електричні навантаження ПНС: Pр = 8 882,8 кВт; Qр = 5 189,3 кВАр; Sр = 10 287,5 кВА; Iр = 942,8 А. Розрахункові значення на 1,6% узгоджуються з фактичним середньорічним споживанням за обліком, що підтверджує достовірність прийнятих коефіцієнтів попиту та методики розрахунку.

3. Виконано розрахунок струмів короткого замикання методом еквівалентних опорів у відносних одиницях за базисних значень Sб = 100 МВА, Uб = 6,3 кВ. Отримано струм трифазного КЗ на шинах РП-6 ПНС Iк(3) = 17,58 кА, ударний струм Iуд = 44,76 кА, потужність КЗ Sкз = 191,85 МВА. Розраховані параметри стали основою для вибору комутаційної апаратури та перевірки термічної стійкості кабельних ліній.

4. Обґрунтовано вибір основного силового обладнання системи електропостачання ПНС: силових трансформаторів ТМЗ-630/6 (2 одиниці у складі КТП-630) із завантаженням Кз = 0,72; кабельних ліній АПвЕгапнг(А)-LS 3×240/35-6 (Ідоп = 520 А, ΔU = 3,46%, термостійкість S_min = 195 мм² при S_прийнятого = 240 мм²); комутаційної апаратури вакуумного типу ВВ/TEL-10-20 виробництва ТОВ «Таврида Електрик Україна» з номінальними струмами 100, 250, 630 та 1 250 А залежно від призначення. Усі вибрані елементи відповідають вимогам ПУЕ 7-го видання та чинним ДСТУ.

5. Розраховано та налагоджено чотириступеневу систему релейного захисту мережі 6 кВ ПНС за принципом селективності з градацією витримок часу Δt = 0,3 с між сусідніми ступенями. Уставки МТЗ вводного захисту: Іспр = 960 А (8 А вторинна), t = 0,4 с; уставки відсічки: 2 400 А (20 А вторинна), миттєва. Реалізація на мікропроцесорних терміналах «Емузнак-1101» забезпечує надійний селективний захист з резервуванням.

6. Виявлено, що для приведення фактичного cos φ_факт = 0,806 до нормативного cos φ_норм = 0,95 необхідна компенсація реактивної потужності Q_кп = 3 654,7 кВАр (точне розрахункове значення). З округленням до стандартного типорозміру за ГОСТ 1282-88 прийнято Q_кп = 4 000 кВАр, що забезпечує підвищення коефіцієнта потужності до cos φ_після = 0,9603 із запасом 0,01.

7. Виконано порівняльний аналіз трьох технічних варіантів компенсації реактивної потужності: 1) конденсаторна батарея УКМ-6,3-4000-У3 з 4-ступінчастим регулюванням (питома вартість 4 500 грн/кВАр, сумарна 18,0 млн грн); 2) статичний тиристорний компенсатор TCR-FC-4000 з плавним регулюванням (18 000 грн/кВАр, 72,0 млн грн); 3) активний фільтр HAF-6000-6kV з компенсацією гармонік (32 000 грн/кВАр, 128,0 млн грн). За критерієм відповідності технологічним вимогам ПНС (стабільний режим роботи, відсутність значного гармонічного спотворення) оптимальним обрано варіант

конденсаторної батареї УКМ-6,3-4000-У3 виробництва ПрАТ «Запорізький трансформаторний завод».

8. Економічна ефективність обраного рішення оцінюється сумарною щорічною економією 8,53 млн грн/рік, з яких 7,36 млн грн – економія за плату за перетікання реактивної електроенергії (відповідно до Методики НКРЕКП за тарифом 0,21 грн/кВАр·год), а 1,18 млн грн – економія активних втрат у живлячих кабельних лініях за рахунок зменшення повної потужності системи з 11 196 до 9 401 кВА. Термін окупності капіталовкладень у конденсаторну батарею становить 2,42 роки, що значно менше нормативного 5 років для електротехнічного обладнання. За 20-річний термін експлуатації сумарна економія перевищить початкові капіталовкладення у 7,3 раза.

9. Технічне рішення з впровадження конденсаторної батареї УКМ-6,3-4000-У3 на шинах 6 кВ РП ПНС за результатами розрахунків є економічно обґрунтованим, технологічно реалізованим в умовах функціонування АМКР та забезпечує виконання вимог нормативних документів України з якості електропостачання та режимів роботи реактивної потужності. Запропоноване рішення може бути впроваджене у проектну документацію реконструкції електропостачання пульпонасосної станції з очікуваним економічним ефектом 8,5 млн грн/рік та підвищенням пропускної здатності елементів живильної мережі на 16%

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДБН В.2.5-23:2010. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ : Мінрегіонбуд України, 2010. 165 с. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=25887 (дата звернення: 12.06.2026).

2. ДСТУ EN 62271-100:2016. Пристрої контрольні розподільчі високовольтні. Частина 100. Автоматичні вимикачі змінного струму (EN 62271-100:2009, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=106422 (дата звернення: 12.06.2026).

3. ДСТУ IEC 60502-2:2023. Кабелі силові з екструдованою ізоляцією й арматура до них на номінальну напругу від 1 кВ до 30 кВ. Частина 2. Кабелі на номінальну напругу від 6 кВ до 30 кВ (IEC 60502-2:2014, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2023. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=105072 (дата звернення: 12.06.2026).

4. ДСТУ ISO 14001:2015. Системи екологічного управління. Вимоги та настанови щодо застосування (ISO 14001:2015, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 42 с. URL: https://www.iso.org/standard/60857.html (дата звернення: 12.06.2026).

5. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії : затв. наказом Міністерства палива та енергетики України від 17.01.2002 № 19 (у редакції наказу Міненерго від 30.11.2020 № 764). URL: https://zakon.rada.gov.ua/go/z0109-21 (дата звернення: 12.06.2026).

6. Правила улаштування електроустановок : затв. наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 № 476. Київ, 2017. 617 с. URL: https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0476732-17 (дата звернення: 12.06.2026).

7. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII (зі змінами). URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19 (дата звернення: 12.06.2026).

8. СОУ-Н ЕЕ 35.514:2007. Технічне обслуговування мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електростанцій і підстанцій від 0,4 кВ до 750 кВ : затв. наказом Мінпаливенерго України від 30.10.2007 № 514. Київ, 2007. 58 с. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=26444 (дата звернення: 12.06.2026).

9. Бойко В. С., Бойко В. В., Видолоб Ю. Ф. та ін. Теоретичні основи електротехніки : підручник : у 3 т. / за заг. ред. І. М. Чиженка, В. С. Бойка. Т. 1 : Усталені режими лінійних електричних кіл із зосередженими параметрами. Київ : Політехніка, 2004. 272 с. URL: https://irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?C21COM=S&I21DBN=EC&P21DBN=EC&S21FMT=JwU_B&S21ALL=%28%3C.%3EI%3D%21NBUV$%3C.%3E%29%2A%28%3C.%3EI%3D%21NBUV$%3C.%3E%29%2A%28%3C.%3EU%3D%D0%9721%20%D1%8F73$%3C.%3E%29&Z21ID=&S21SRW=AVHEAD&S21SRD=DOWN&S21STN=1&S21REF=10&S21CNR=20 (дата звернення: 12.06.2026).

10. Бурбело М. Й., Лобода Ю. В. Компенсація реактивної потужності в несиметричних і несинусоїдних режимах електричних мереж : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2018. URL: https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/51710 (дата звернення: 12.06.2026).

11. Кириленко О. В., Сегеда М. С., Буткевич О. Ф., Мазур Т. А. Математичне моделювання в електроенергетиці : підручник. 2-ге вид. Львів : Вид-во Львівської політехніки, 2013. 608 с. URL: http://elib.chdtu.edu.ua/e-books/4114 (дата звернення: 12.06.2026).

12. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем : навчальний посібник. Львів : Вид-во Львівської політехніки, 2015. 504 с. ISBN

978-617-607-827-2. URL: https://librarygo.lpnu.ua/?elbook=relejnyj-zahyst-elektroenergetychnyh-system (дата звернення: 12.06.2026).

13. Лежнюк П. Д., Нанака О. М. Формування умов оптимальності компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів і енергопостачальних компаній : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2015. 148 с. ISBN 978-966-641-639-4. URL: http://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/11937 (дата звернення: 12.06.2026).

14. Півняк Г. Г. Гірнича електромеханіка та автоматика : науково-технічний збірник. Вип. 100 / засновник: ДВНЗ "Нац. гірн. ун-т". Дніпро, 2018. URL: https://vde.nmu.org.ua/ua/science/ntz/archive/100.pdf (дата звернення: 16.06.2026).

15. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи : підручник. 3-тє вид., перероб. і допов. Львів : Вид-во Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9. URL: https://librarygo.lpnu.ua/?elbook=elektrychni-merezhi-ta-systemy (дата звернення: 12.06.2026).

16. Сінчук І. О., Бойко С. М. Системи накопичення електричної енергії : підручник / за ред. О. М. Сінчука. Кривий Ріг, 2020. 219 с. URL: http://aespt.knu.edu.ua/wp-content/uploads/2020/09/%D0%A1%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B8-%D0%BD%D0%B0%D0%BA%D0%BE%D0%BF%D0%B8%D1%87%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8F-%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%BE%D1%97-%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D1%96%D1%97.-%D0%9F%D1%96%D0%B4%D1%80%D1%83%D1%87%D0%BD%D0%B8%D0%BA-%D0%86.%D0%9E.-%D0%A1%D1%96%D0%BD%D1%87%D1%83%D0%BA-%D0%A1.%D0%9C.-%D0%91%D0%BE%D0%B9%D0%BA%D0%BE-%D0%BF%D1%96%D0%B4-

%D1%80%D0%B5%D0%B4.-%D0%B4%D0%BE%D0%BA%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B0-%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D1%96%D1%87%D0%BD%D0%B8%D1%85-%D0%BD%D0%B0%D1%83%D0%BA-%D0%BF%D1%80%D0%BE%D1%84%D0%B5%D1%81%D0%BE%D1%80%D0%B0-%D0%9E.%D0%9C.-%D0%A1%D1%96%D0%BD%D1%87%D1%83%D0%BA%D0%B0.-2020.pdf (дата звернення: 12.06.2026).

17. Сінчук О. М., Сінчук І. О., Берідзе Т. М., Ялова О. М. Метод оцінювання ефективності споживання електричної енергії залізорудними підприємствами. Электротехнические и компьютерные системы. 2013. Вип. 11. С. 49–58. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/etks_2013_11_8 (дата звернення: 12.06.2026).

18. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств : підручник. Вінниця : Нова книга, 2011. 656 с. URL: https://books.google.com/books/about/Системи_електроспожи.html?id=F3rQCgAAQBAJ (дата звернення: 12.06.2026).

19. Шкрабець Ф. П. Основи електропостачання : навчальний посібник. Дніпро : Національний гірничий университет, 2015. 542 с. URL: https://vde.nmu.org.ua/ua/lib/oes.pdf (дата звернення: 12.06.2026).

20. Miller T. J. E. Reactive Power Control in Electric Systems. New York : Wiley-Interscience, 1982. 381 p. ISBN 0-471-86933-3. URL: https://archive.org/details/reactivepowercon0000unse (дата звернення: 12.06.2026).

21. IEEE Std 18-2012. IEEE Standard for Shunt Power Capacitors. New York : Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013. 35 p. URL: https://standards.ieee.org/ieee/18/4343/ (дата звернення: 12.06.2026).

22. IEC 60909-0:2016. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems. Part 0: Calculation of currents. Geneva : International Electrotechnical Commission,

2016. 184 p. URL: https://webstore.iec.ch/publication/24100 (дата звернення: 12.06.2026).

23. Akagi H., Watanabe E. H., Aredes M. Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning. 2nd ed. Hoboken : Wiley-IEEE Press, 2017. 472 p. ISBN 978-1-118-36210-5. URL: https://www.wiley.com/en-us/Instantaneous+Power+Theory+and+Applications+to+Power+Conditioning-p-9781118362105 (дата звернення: 12.06.2026).

24. Dixon J., Moran L., Rodriguez J., Domke R. Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review. Proceedings of the IEEE. 2005. Vol. 93, No. 12. P. 2144–2164. DOI: 10.1109/JPROC.2005.859937. URL: https://ieeexplore.ieee.org/document/1545768 (дата звернення: 12.06.2026).