

Міністерство освіти і науки України
Криворізький національний університет
Електротехнічний факультет

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

МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ
ГІРНИЧОЗБАГАЧУВАЛЬНОГО КОМБІНАТУ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ
ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СТАНЦІЇ

Виконав: здобувач групи ЗЕЕМ-23ск

Максим ПОБЕРЕЖНИЙ

Керівник випускної роботи _____ д-р ф-ї, ст. викладач Олег ДОЗОРЕНКО

Нормоконтролер _____ д-р ф-ї, ст. викладач Олег ДОЗОРЕНКО

Декан ЕТФ _____ к.т.н., доц. Владислав ФЕДОТОВ

Гарант освітньої програми _____ к.т.н., доц. Ігор ПЕРЕСУНЬКО

Кривий Ріг

2026 р.

Криворізький національний університет

Факультет: електротехнічний

Освітній рівень: бакалавр

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

Побережного Максима Андрійовича
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Модернізація системи електропостачання власних потреб гірничозбагачувального комбінату шляхом впровадження вітроенергетичної станції.

2. Строк подання студентом роботи 11 червня 2026 р.

3. Мета та завдання кваліфікаційної роботи

Мета роботи – розробка та техніко-економічне обґрунтування модернізації системи електропостачання власних потреб гірничозбагачувального комбінату шляхом підключення вітроенергетичної станції до розподільчого пристрою власних потреб.

Завдання кваліфікаційної роботи: проаналізувати особливості електропостачання власних потреб гірничозбагачувальних комбінатів та роль ГПП, РП і ТВП у забезпеченні надійного живлення допоміжних споживачів; розглянути основні складові втрат електроенергії в трансформаторах і кабельних лініях систем власних потреб; обґрунтувати доцільність використання вітроенергетичної станції як локального джерела електроживлення власних потреб ГЗК; проаналізувати існуючу схему живлення власних потреб ГПП-4/1 та сформулювати вихідні дані для розрахунків; виконати розрахунок електроспоживання власних потреб і втрат електроенергії в системі до модернізації; вибрати параметри ВЕС, розробити схему її підключення до РП власних потреб і виконати розрахунок втрат після модернізації; провести порівняльний аналіз режимів роботи системи електропостачання до та після модернізації та оцінити техніко-економічний ефект від впровадження ВЕС.

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

1. Особливості електропостачання власних потреб гірничозбагачувальних комбінатів та роль ГПП, РП і ТВП у забезпеченні надійного живлення допоміжних споживачів; 2. Основні складові втрат електроенергії в трансформаторах і кабельних лініях систем електропостачання власних потреб; 3. Вітроенергетична станція як локальне джерело електроживлення в умовах ГЗК та особливості її розміщення на промислових майданчиках і відвалах; 4. Обґрунтування доцільності підключення ВЕС до розподільчого пристрою власних потреб із збереженням резервного живлення від ТВП; 5. Формування вихідних даних для розрахунку системи електропостачання власних потреб і аналіз існуючої схеми живлення ГПП-4/1; 6. Розрахунок річного електроспоживання власних потреб до модернізації з урахуванням літнього та зимового режимів роботи; 7. Розрахунок втрат електроенергії в системі електропостачання до модернізації з урахуванням втрат у ТВП і кабельній лінії; 8. Вибір параметрів ВЕС, розрахунок

очікуваного річного виробітку електроенергії та розробка схеми її підключення до системи власних потреб; 9. Вибір і перевірка кабельної лінії ВЕС–РП, розрахунок втрат електроенергії та падіння напруги після впровадження ВЕС; 10. Порівняльний аналіз режимів роботи системи електропостачання до та після модернізації та оцінка техніко-економічного ефекту від впровадження ВЕС.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов’язкових креслень)

1. Узагальнена структура електропостачання власних потреб ГЗК; 2. Структура виникнення втрат ЕЕ у системі власних потреб; 3. Структурна схема використання ВЕС як локального джерела електроживлення власних потреб ГЗК; 4. Структурна схема підключення ВЕС до РП власних потреб ГЗК; 5. Вихідні дані для розрахунку системи електропостачання власних потреб; 6. Існуюча схема живлення власних потреб ГПП; 7. Модернізована схема живлення власних потреб ГПП; 8. Розрахунок електроспоживання та втрат ЕЕ власних потреб до та після модернізації; 9. Порівняльний аналіз та оцінка техніко-економічного ефекту від впровадження вітроенергетичної станції.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали консультанта	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
I	Дозоренко О.В.		
II	Дозоренко О.В.		

7. Календарний план

№	Етапи роботи	Термін виконання
1	Аналіз особливостей електропостачання власних потреб гірничозбагачувальних комбінатів	20 травня 2026 р.
2	Дослідження втрат електроенергії в трансформаторах власних потреб і кабельних лініях системи електропостачання	24 травня 2026 р.
3	Обґрунтування доцільності використання ВЕС як локального джерела живлення власних потреб ГЗК	29 травня 2026 р.
4	Аналіз існуючої схеми живлення власних потреб ГПП-4/1 та формування вихідних даних для розрахунків	31 травня 2026 р.
5	Розрахунок електроспоживання власних потреб і втрат електроенергії до модернізації	2 червня 2026 р.
6	Вибір параметрів ВЕС, розробка схеми її підключення до РП власних потреб та розрахунок втрат після модернізації	5 червня 2026 р.
7	Порівняльний аналіз режимів до та після модернізації, оцінка техніко-економічного ефекту, формулювання висновків і оформлення пояснювальної записки	9 червня 2026 р.

Дата видачі завдання 18.05.2026 р.

Здобувач вищої освіти _____
(підпис)

Максим ПОБЕРЕЖНИЙ
(Ім’я, прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Олег ДОЗОРЕНКО
(Ім’я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи на тему «Модернізація системи електропостачання власних потреб гірничозбагачувального комбінату шляхом впровадження вітроенергетичної станції» містить: 60 с., 13 рис., 28 табл., 21 літературне джерело.

Робота присвячена модернізації системи електропостачання власних потреб гірничозбагачувального комбінату шляхом підключення вітроенергетичної станції до РП 0,4 кВ. Основну увагу приділено аналізу існуючої схеми живлення власних потреб ГПП, визначенню річного електроспоживання, розрахунку втрат електроенергії до та після модернізації, а також оцінюванню доцільності використання вітроенергетичної станції як локального джерела електроживлення.

Об'єкт дослідження – система електропостачання власних потреб гірничозбагачувального комбінату.

Мета роботи – розробка та техніко-економічне обґрунтування модернізації системи електропостачання власних потреб гірничозбагачувального комбінату шляхом підключення вітроенергетичної станції до розподільчого пристрою власних потреб.

Практичне значення роботи полягає у можливості використання запропонованого технічного рішення для попереднього проєктування локальних систем електропостачання власних потреб гірничозбагачувальних комбінатів із застосуванням вітроенергетичних станцій. Результати роботи можуть бути використані під час вибору потужності вітроенергетичних установок, визначення точки її приєднання до РП власних потреб, розрахунку річного виробітку електроенергії, вибору кабельної лінії та оцінювання втрат електроенергії.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.Р		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Побережний М.А.			Реферат	Літ.	Арк.
Перевірів		Дозсренко О.В.					5
							2
Н. Контр.		Дозсренко О.В.				КНУ гр. ЗЕЕМ-23ск	
Затвердж.		Пересунько І.І.					

Запропонований підхід дозволяє обґрунтувати вітроенергетичну станцію як додаткове локальне джерело живлення, що частково покриває навантаження власних потреб та зберігає резервування від трансформатора власних потреб.

У першому розділі розглянуто теоретичні основи модернізації систем електропостачання власних потреб гірничозбагачувальних комбінатів. Проаналізовано роль ГПП, трансформаторів власних потреб, РП і характерних споживачів власних потреб. Розглянуто втрати електроенергії в трансформаторах і кабельних лініях, особливості використання вітроенергетичних станцій як локального джерела живлення, умови розміщення їх на промислових майданчиках і відвалах, а також обґрунтовано доцільність підключення до РП власних потреб.

У другому розділі виконано проектування модернізованої системи електропостачання. Сформовано вихідні дані, проаналізовано існуючу схему живлення власних потреб ГПП, визначено річне електроспоживання, розраховано втрати електроенергії до модернізації. Для модернізованої схеми прийнято одну ВЕУ потужністю 75 кВт. Розраховано очікуваний річний виробіток електроенергії з урахуванням втрат у кабельній лінії до РП. Для підключення ВЕС прийнято кабель, який перевірено за допустимим тривалим струмом, втратами активної потужності та падінням напруги. Проведено порівняльний аналіз режимів роботи системи електропостачання до та після модернізації, за результатами якого встановлено зменшення споживання електроенергії з централізованої мережі на 48,3 %.

У висновках наведено основні результати виконаної роботи та підтверджено доцільність використання вітроенергетичної станції як допоміжного локального джерела енергії для системи електропостачання власних потреб гірничозбагачувального комбінату..

ГІРНИЧОЗБАГАЧУВАЛЬНИЙ КОМБІНАТ, ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНА
СТАНЦІЯ, СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ТРАНСФОРМАТОР
ВЛАСНИХ ПОТРЕБ, КАБЕЛЬНА ЛІНІЯ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.Р	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

ЗМІСТ

ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ГІРНИЧОЗБАГАЧУВАЛЬНОГО КОМБІНАТУ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СТАНЦІЙ.....	9
1.1 Особливості електропостачання власних потреб гірничозбагачувальних комбінатів.....	9
1.2 Втрати електроенергії в елементах систем електропостачання власних потреб	11
1.3 Вітроенергетична станція як локальне джерело електроживлення в умовах гірничозбагачувальних комбінатів	15
1.4 Особливості розміщення та експлуатації вітроенергетичних установок в умовах гірничозбагачувальних комбінатів.....	19
1.5 Обґрунтування доцільності підключення вітроенергетичної станції до розподільчого пристрою власних потреб.....	22
РОЗДІЛ 2. ПРОЄКТУВАННЯ МОДЕРНІЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ГІРНИЧОЗБАГАЧУВАЛЬНОГО КОМБІНАТУ ІЗ ВПРОВАДЖЕННЯМ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СТАНЦІЇ.....	26
2.1 Вихідні дані для розрахунку системи електропостачання власних потреб	26
2.2 Аналіз існуючої схеми живлення власних потреб головної понижувальної підстанції.....	29
2.3 Розробка схеми підключення вітроенергетичної станції до системи власних потреб.....	33
2.4 Розрахунок електроспоживання власних потреб до модернізації	37
2.5 Розрахунок втрат електроенергії в системі електропостачання до модернізації	40
2.6 Вибір параметрів вітроенергетичної станції і розрахунок очікуваного річного виробітку електроенергії.....	44
2.7 Розрахунок втрат електроенергії після впровадження вітроенергетичної станції.....	46
2.8 Порівняльний аналіз режимів роботи системи електропостачання до та після модернізації	51
2.9 Оцінка техніко-економічного ефекту від впровадження вітроенергетичної станції	54
ВИСНОВКИ.....	57
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	59

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.3					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Зміст			Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Побережний М.А.								
Перевірів		Доззренко О.В.							7	1
								КНУ гр. ЗЕЕМ-23ск		
Н. Контр.		Доззренко О.В.								
Затвердж.		Пересунько І.І.								

ВСТУП

Гірничозбагачувальні комбінати (ГЗК) належать до енергоємних промислових підприємств, робота яких потребує надійного та безперервного електропостачання як основних технологічних механізмів, так і допоміжних систем [1–2]. Важливою складовою електротехнічного комплексу таких підприємств є система електропостачання власних потреб, яка забезпечує живлення освітлення, сигналізації, пультів керування, засобів зв'язку, автоматики та допоміжного обладнання. Незважаючи на відносно невелику потужність цих споживачів порівняно з основними виробничими агрегатами, їх робота має важливе значення для безпечної та стабільної експлуатації головної понижувальної підстанції.

Актуальним напрямом підвищення енергоефективності систем власних потреб є використання локальних джерел електричної енергії (ЕЕ) [3]. Для умов ГЗК перспективним рішенням є впровадження вітроенергетичної станції (ВЕС), розміщеної на відвалах відпрацьованих порід, де завдяки відкритості території та значній висоті можуть формуватися сприятливі вітрові умови [4]. Така станція не розглядається як повна заміна централізованого живлення, а використовується як додаткове джерело для часткового покриття навантаження власних потреб.

Метою роботи є розробка та техніко-економічне обґрунтування модернізації системи електропостачання власних потреб ГЗК шляхом підключення ВЕС до розподільчого пристрою (РП) 0,4 кВ. Для досягнення мети необхідно виконати аналіз існуючої схеми живлення, визначити електроспоживання власних потреб, розрахувати втрати ЕЕ до та після модернізації, обґрунтувати вибір параметрів ВЕС і кабельної лінії, а також оцінити очікуваний техніко-економічний ефект.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.ВС				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Вступ	Літ.	Арк.	Акрушіє	
Розробив		Побережний М.А.							
Перевірів		Доззренко О.В.					8	1	
						КНУ гр. 3ЕЕМ-23ск			
Н. Контр.		Доззренко О.В.							
Затвердж.		Пересунько І.І.							

РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ГІРНИЧОЗБАГАЧУВАЛЬНОГО КОМБІНАТУ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СТАНЦІЙ

1.1 Особливості електропостачання власних потреб гірничозбагачувальних комбінатів

Система електропостачання ГЗК є складним багаторівневим комплексом, призначеним для забезпечення ЕЕ основних технологічних, допоміжних та аварійно-резервних споживачів [1–2]. Для таких підприємств характерні значні обсяги електроспоживання, розгалужена мережа внутрішнього розподілу, наявність споживачів різної потужності та різної категорії надійності. Особливе місце у цій структурі займає електропостачання власних потреб, оскільки саме воно забезпечує роботу допоміжного обладнання, систем керування, освітлення, сигналізації, зв'язку та інших елементів, без яких неможлива безпечна й безперервна експлуатація основного електротехнічного комплексу.

Центральною ланкою системи електропостачання ГЗК є головна понижувальна підстанція (ГПП). Вона приймає ЕЕ від зовнішньої енергосистеми на підвищеному класі напруги, виконує її трансформацію та розподіл між внутрішніми розподільчими пунктами підприємства. Через ГПП живляться як потужні технологічні споживачі, так і локальні системи власних потреб. Надійність роботи ГПП безпосередньо впливає на стійкість виробничого процесу, тому її структура зазвичай передбачає секціонування шин, резервні вводи, трансформатори власних потреб (ТВП), апарати захисту, автоматики та вимірювання [5].

РП власних потреб призначені для приймання ЕЕ від ТВП і подальшого розподілу її між електроприймачами напругою 0,4 кВ

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.01		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розділ 1		
Розробив	Побережний М.А.						
Перевірів	Дозренко О.В.						
Н. Контр.	Дозренко О.В.						
Затвердж.	Пересунько І.І.				КНУ гр. ЗЕЕМ-23ск		
					Літ.	Арк.	Акрушіє
						9	17

або, за потреби, іншими рівнями напруги. Вони є проміжною ланкою між силовою частиною підстанції та споживачами невеликої й середньої потужності. Через такі РП живляться освітлювальні мережі, кола оперативного струму, системи сигналізації, пульти керування, шафи автоматики, вентиляційні установки, приводи допоміжних механізмів, зарядні пристрої акумуляторних батарей та ін.

Тому РП власних потреб має забезпечувати не лише розподіл енергії, а й селективність захисту, зручність експлуатації та можливість швидкого перемикання на резервне джерело.

Живлення власних потреб зазвичай здійснюється від ТВП, які понижують напругу з рівня внутрішнього розподілу підприємства до робочої напруги споживачів [1–2]. Для підвищення надійності часто застосовують два трансформатори: один працює у нормальному режимі, а другий перебуває у резерві. Резерв може бути холодним або гарячим. У холодному резерві трансформатор відключений і вмикається лише за необхідності, тоді як у гарячому резерві він знаходиться під напругою та може швидше прийняти навантаження. Вибір режиму резервування залежить від категорії споживачів, допустимої тривалості перерви електропостачання та вимог до надійності технологічного процесу.



Рисунок 1.1 – Узагальнена структура електропостачання власних потреб ГЗК

Характер споживачів власних потреб суттєво відрізняється від основних технологічних навантажень ГЗК. Якщо головні виробничі механізми мають значну встановлену потужність і працюють у режимах, пов'язаних із транспортуванням, подрібненням, збагаченням або водовідливом, то споживачі власних потреб здебільшого мають меншу одиничну потужність, але вищі вимоги до безперервності живлення [6]. Наприклад, відключення робочого чи аварійного освітлення, сигналізації або систем керування може не спричинити великої втрати потужності, але створює небезпечні умови для персоналу та порушує керованість електроустановок.

Таблиця 1.1 – Характерні споживачі системи власних потреб ГЗК

Група споживачів	Приклади обладнання	Особливості електропостачання
Освітлення	Робоче, аварійне та охоронне освітлення	Потребує гарантованого живлення, особливо в зонах перебування персоналу
Сигналізація та зв'язок	Світлова й звукова сигналізація, системи оповіщення, зв'язок	Має невелику потужність, але високу вимогу до безперервності роботи
Керування та автоматика	Пульти керування, шафи автоматики, контрольно-вимірювальні прилади	Забезпечує керованість обладнанням і контроль режимів електроустановок
Допоміжні механізми	Вентиляція, обігрів, зарядні пристрої, невеликі електроприводи	Може мати змінний графік навантаження та потребує резервування для відповідальних вузлів

За категоріями електроприймачі власних потреб можуть належати до різних груп надійності, однак найбільш відповідальні з них повинні мати резервне живлення [1–2]. До таких споживачів належать системи аварійного освітлення, сигналізації, оперативного керування, захисту, зв'язку та обладнання, від якого залежить безпечне зупинення або продовження технологічного процесу. Саме тому під час модернізації системи власних потреб не можна розглядати ВЕС як єдине джерело живлення. Через змінний характер вітрового потоку ВЕС доцільно використовувати як додаткове локальне джерело, а централізовану мережу та ТВП залишати в резерві [3].

Окремою особливістю систем власних потреб є наявність постійних і змінних втрат ЕЕ. У трансформаторах втрати складаються з втрат холостого ходу, які практично не залежать від навантаження, та навантажувальних втрат, що зростають зі збільшенням струму [7]. У кабельних і повітряних лініях основну роль відіграють втрати в активному опорі провідників, які пропорційні квадрату струму. Тому навіть за відносно невеликої потужності споживачів власних потреб тривала робота трансформаторів і протяжних кабельних ліній може формувати помітну річну складову втрат ЕЕ.

З огляду на це модернізація системи електропостачання власних потреб ГЗК має розглядатися не як повна заміна існуючої системи живлення підприємства, а як удосконалення її локальної ділянки. Впровадження ВЕС біля РП власних потреб дозволяє частково покрити навантаження від місцевого джерела, зменшити обсяг ЕЕ, що надходить із зовнішньої мережі, та змінити режим роботи ТВП [3]. При цьому існуюча схема ГПП зберігає функцію основного або резервного джерела, що забезпечує необхідний рівень надійності.

1.2 Втрати електроенергії в елементах систем електропостачання власних потреб

Електропостачання власних потреб ГЗК характеризується відносно невеликою встановленою потужністю окремих електроприймачів порівняно з основними технологічними агрегатами, але високими вимогами до безперервності їх роботи. До таких споживачів належать освітлення, сигналізація, оперативні кола, системи автоматизації, пульти керування, допоміжні механізми та пристрої контролю [1–2, 5]. Саме тому втрати ЕЕ в системах власних потреб не можна розглядати тільки як другорядний технічний показник. Вони впливають на загальне енергоспоживання підприємства, режим роботи ТВП і доцільність упровадження локальних джерел живлення.

Таблиця 1.2 – Основні складові втрат ЕЕ у системах власних потреб

Елемент системи	Характер втрат	Основні чинники впливу	Значення для розрахунків
-----------------	----------------	------------------------	--------------------------

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.01	Арк. 11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ТВП	Втрати холостого ходу та навантажувальні втрати	Потужність, коефіцієнт завантаження, тривалість роботи	Оцінювання ефекту від зміни режиму роботи ТВП
Кабельна лінія	Втрати активної потужності у жилах кабелю	Струм, довжина, переріз, матеріал жил, $\cos\varphi$	Порівняння живлення від мережі та від ВЕС
Шини й контактні з'єднання	Додаткові втрати від перехідного опору	Якість монтажу, нагрів, стан контактів	Якісне врахування експлуатаційних втрат
Комутаційні апарати	Незначні втрати у струмоведучих частинах	Номинальний струм і стан контактної системи	Вибір обладнання та оцінка надійності схеми

У структурі системи власних потреб основними елементами, у яких виникають втрати, є ТВП, кабельні та шинні лінії, комутаційні апарати, контактні з'єднання та, меншою мірою, елементи систем захисту й керування. Для інженерного розрахунку найбільше значення мають втрати в трансформаторах і провідниках, оскільки саме вони залежать від навантаження, тривалості роботи та прийнятої схеми живлення [8]. У дипломному проектуванні ці втрати доцільно визначати окремо для існуючої та модернізованої схеми, а потім порівнювати їх за річним балансом активної ЕЕ.

Втрати в ТВП складаються з двох складових [7–8]. Перша складова – це втрати холостого ходу, які зумовлені перемагнічуванням сталі магнітопроводу та практично не залежать від фактичного навантаження. Вони виникають завжди, коли трансформатор увімкнений під напругу.

Друга складова – навантажувальні втрати, що виникають в обмотках трансформатора та залежать від квадрата струму навантаження. Тому за неповного завантаження трансформатора навантажувальні втрати зменшуються, але втрати холостого ходу залишаються майже незмінними.

Річні втрати активної ЕЕ в трансформаторі можна подати у вигляді суми втрат холостого ходу та втрат короткого замикання, приведених до фактичного режиму роботи [8]:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T + \Delta P_{\text{кз}} \cdot k_3^2 \cdot \tau,$$

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.01	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де ΔP_{xx} – втрати холостого ходу; $\Delta P_{kз}$ – навантажувальні втрати при номінальному струмі; T – тривалість перебування трансформатора під напругою; $k_з$ – коефіцієнт завантаження; τ – час максимальних втрат.

Така залежність показує, що для малозавантажених ТВП суттєвим резервом енергозбереження може бути оптимізація режиму їх роботи або переведення одного з трансформаторів у резерв [5].

Втрати в кабельних лініях мають іншу природу. Вони визначаються активним опором жил кабелю та струмом, який протікає через лінію. Для трифазної мережі втрати активної потужності в кабельній лінії орієнтовно визначаються за залежністю [8]:

$$\Delta P_{л} = 3 \cdot I^2 \cdot R,$$

де I – робочий струм однієї фази; R – активний опір однієї жили кабелю з урахуванням довжини.

Річні втрати ЕЕ залежать від тривалості роботи навантаження і можуть бути записані як:

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot T.$$

Звідси випливає, що зі збільшенням довжини кабельної лінії або зменшенням її перерізу втрати зростають, а перехід на нижчий клас напруги при тій самій потужності призводить до збільшення струму та, відповідно, до зростання втрат у провідниках.

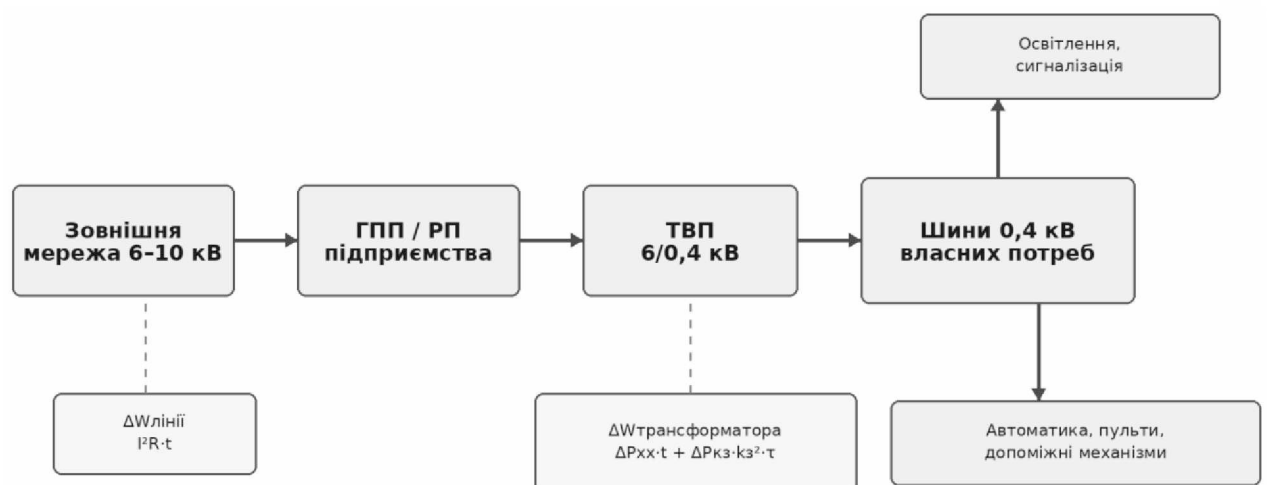


Рисунок 1.2 – Структура виникнення втрат ЕЕ у системі власних потреб

На рис. 1.2 показано узагальнену структуру виникнення втрат у системі власних потреб. ЕЕ надходить від зовнішньої мережі через ГПП або РП до ТВП, після чого розподіляється між електроприймачами напругою 0,4 кВ. На кожному етапі передавання виникають технологічні втрати, однак найбільше практичне значення для подальших розрахунків мають втрати у трансформаторі та кабельних лініях. Саме ці елементи змінюють свій режим при впровадженні локальної ВЕС.

Для систем власних потреб ГЗК характерною є нерівномірність навантаження протягом доби та року [9]. Наприклад, навантаження освітлення суттєво залежить від тривалості темного часу доби, тоді як сигналізація, автоматика та оперативні кола можуть працювати практично безперервно. Через це ТВП частину часу працює з підвищеним коефіцієнтом завантаження, а частину – у малонавантаженому режимі. Такий режим не завжди є енергетично оптимальним, особливо якщо трансформатор постійно перебуває під напругою за відносно невеликого фактичного навантаження.

У разі модернізації системи електропостачання шляхом підключення ВЕС змінюється не вся структура електропостачання підприємства, а лише локальна ділянка живлення власних потреб [3]. Це принципово важливо для подальшого проектування. ВЕС не повинна розглядатися як джерело живлення всіх технологічних навантажень ГЗК, оскільки їх потужність значно перевищує можливості локальної ВЕС. Доцільніше розглядати її як додаткове джерело для покриття частини навантаження РП власних потреб із можливістю резервування від існуючої мережі.

Отже, аналіз втрат ЕЕ у системах власних потреб є необхідним етапом обґрунтування модернізації. Він дозволяє визначити, яку частину втрат можна зменшити за рахунок зміни джерела живлення, оптимізації режиму роботи трансформатора та раціонального вибору кабельної лінії. У наступних підрозділах це створює основу для вибору параметрів ВЕС, розробки схеми її підключення та порівняння режимів роботи системи до і після модернізації.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.01	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3 Вітроенергетична станція як локальне джерело електроживлення в умовах гірничозбагачувальних комбінатів

Використання ВЕС у структурі електропостачання ГЗК доцільно розглядати як локальне джерело, яке частково покриває навантаження власних потреб окремої ГПП або РП [3, 10]. Такий підхід є технічно обґрунтованим, оскільки власні потреби мають відносно невелику потужність порівняно з основними технологічними споживачами ГЗК, але водночас відіграють важливу роль у забезпеченні надійності роботи обладнання, освітлення, сигналізації, автоматики та систем керування.

Принцип роботи ВЕС полягає у перетворенні кінетичної енергії повітряного потоку в механічну енергію обертання вітроколеса, а потім – в ЕЕ за допомогою генератора [11]. У промислових умовах отримана ЕЕ не може безпосередньо подаватися на відповідальні електроприймачі без контролю параметрів, тому до складу ВЕС обов'язково входять пристрої перетворення, комутації, захисту та автоматизованого керування. Саме ці елементи забезпечують узгодження режимів генерації зі споживанням ЕЕ у системі власних потреб.

Типова локальна ВЕС для живлення власних потреб ГЗК включає вітроенергетичні установки (ВЕУ), електричні генератори, перетворювальні пристрої, систему керування, комутаційне обладнання, апарати захисту, кабельну лінію до РП та засоби обліку ЕЕ [11–11]. ВЕУ сприймає енергію вітру, генератор формує електричну потужність, а перетворювач і система керування стабілізують параметри напруги та частоти, а також контролюють допустимі режими роботи. Комутаційне обладнання забезпечує підключення або відключення ВЕС від шин власних потреб, а захист повинен реагувати на перевантаження, короткі замикання, відхилення напруги, частоти та порушення синхронізації.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.01	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рисунок 1.3 – Структурна схема використання ВЕС як локального джерела електроживлення власних потреб ГЗК

Особливістю такої схеми є те, що ВЕС працює у взаємодії з існуючою системою електропостачання, а не ізольовано від неї. Для умов ГЗК найбільш доцільними є три основні режими роботи: автономний, паралельний з мережею та резервний [3]. В автономному режимі ВЕС забезпечує живлення певної групи споживачів власних потреб за умови достатньої швидкості вітру і допустимих параметрів напруги. У паралельному режимі ВЕС працює разом із централізованою мережею, зменшуючи обсяг ЕЕ, що надходить від ТВП. У резервному режимі, коли швидкість вітру недостатня або станція відключена, живлення споживачів забезпечується від існуючої мережі через ТВП.

Таблиця 1.2 – Основні елементи локальної ВЕС та їх функції у системі власних потреб

Елемент ВЕС	Основне призначення	Значення для системи власних потреб
ВЕУ	Перетворення енергії вітрового потоку в механічну енергію обертання	Формує первинне джерело потужності для локального живлення
Генератор	Перетворення механічної енергії в електричну	Забезпечує вироблення ЕЕ необхідної потужності
Перетворювач і система керування	Стабілізація параметрів, керування режимами, контроль генерації	Підтримує допустимі параметри напруги та частоти

Комутаційне обладнання та захист	Підключення, відключення, захист від аварійних режимів	Забезпечує безпечну роботу ВЕС із РП власних потреб
Кабельна лінія	Передавання ЕЕ від ВЕС до РП	Визначає частину втрат і потребує правильного вибору перерізу

Робота ВЕС суттєво залежить від швидкості вітру, яка має змінний і нерівномірний характер [11–12]. При малій швидкості вітру генерація може бути відсутньою або недостатньою для покриття навантаження. При номінальній швидкості установка розвиває розрахункову потужність, а при надмірних швидкостях повинні спрацьовувати системи обмеження потужності та захисту. Тому локальна ВЕС не може розглядатися як єдине гарантоване джерело живлення відповідальних електроприймачів. Її необхідно використовувати разом із резервом від централізованої мережі, що особливо важливо для систем сигналізації, керування та аварійного освітлення.

Для власних потреб ГЗК доцільними є ВЕС малої або середньої потужності, оскільки їх встановлена потужність може бути узгоджена з навантаженням окремого РП без суттєвого ускладнення загальної схеми електропостачання підприємства [3–4]. На відміну від основних технологічних споживачів, таких як дробарки, конвеєри, насосні станції або електроприводи великої потужності, споживачі власних потреб мають менші навантаження і часто працюють за відносно прогнозованим графіком. Це створює умови для часткового покриття їх електроспоживання від локальної генерації.

Впровадження ВЕС у систему власних потреб дозволяє зменшити кількість ЕЕ, що споживається з мережі, знизити навантаження на окремі трансформатори, а також сформувати додаткове джерело живлення для відповідальних допоміжних споживачів.

Разом із тим ефективність такого рішення визначається не лише потужністю ВЕС, а й довжиною кабельної лінії, втратами в провідниках, режимом роботи трансформаторів, наявністю автоматичного резервування та правильним вибором апаратів захисту. Тому подальше проектування повинно

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.01	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

передбачати не тільки вибір типу ВЕС, а й розрахунок електроспоживання власних потреб, втрат ЕЕ до та після модернізації, а також порівняння отриманих технічних показників.

Саме такий підхід дає можливість обґрунтувати ВЕС як реальний елемент модернізації локальної системи електропостачання, а не лише як додаткове джерело відновлюваної енергії.

1.4 Особливості розміщення та експлуатації вітроенергетичних установок в умовах гірничозбагачувальних комбінатів

Використання ВЕУ у системах електропостачання ГЗК має низку особливостей, які відрізняють такі об'єкти від побутових або загальнопромислових систем малої генерації. Для ГЗК характерні значні території, наявність відкритих промислових майданчиків, відвалів, кар'єрів, транспортних комунікацій, ГПП та РП [1, 3, 5]. Тому місце встановлення ВЕУ повинно визначатися не лише за величиною вітрового потенціалу, а й за умовами приєднання до електричної мережі власних потреб, безпеки експлуатації та можливості подальшого технічного обслуговування.

Однією з переваг територій ГЗК є наявність відвалів і відкритих ділянок, які, як правило, не використовуються для розміщення основного технологічного обладнання [13]. Відвали мають значну висоту над рівнем промислового майданчика, тому можуть бути перспективними зонами для встановлення ВЕУ. Із збільшенням висоти над поверхнею землі швидкість вітру зростає, а вплив локальних перешкод зменшується. У загальному вигляді це можна враховувати за степеневою залежністю:

$$V_H = V_h \cdot (H/h)^\alpha,$$

де V_H – швидкість вітру на висоті H ; V_h – швидкість вітру на висоті вимірювання h ; α – коефіцієнт, що залежить від шорсткості місцевості.

Для попереднього технічного обґрунтування така залежність дозволяє оцінити, чи може висота відвалу або щогли забезпечити збільшення енергетичного потенціалу повітряного потоку.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.01	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Разом з тим відкрита територія не завжди автоматично означає доцільність встановлення ВЕУ. Необхідно враховувати розу вітрів, повторюваність робочих швидкостей, наявність зон турбулентності біля бортів кар'єру, уступів, будівель, дробильно-сортувальних комплексів і ліній електропередачі. ВЕУ доцільно розміщувати так, щоб вітроколесо перебувало поза зонами сильного завихрення, а під'їзд до установки був можливий протягом усього періоду експлуатації. Особливо важливим є забезпечення доступу для монтажу щогли, підйому гондоли, заміни лопатей, огляду фундаменту та обслуговування електрообладнання.

Суттєве значення має віддаленість ВЕУ від РП або ГПП. З одного боку, установку бажано розміщувати на ділянці з кращими вітровими умовами. З іншого боку, збільшення відстані до точки приєднання призводить до зростання довжини кабельної лінії, вартості, активного опору, втрат ЕЕ та падіння напруги.

Для систем власних потреб це особливо важливо, оскільки навантаження часто має порівняно невелику потужність, а економічний ефект від локальної генерації може бути частково зменшений додатковими втратами у довгій лінії. Отже, під час вибору місця встановлення ВЕУ потрібно шукати компроміс між вітровим потенціалом і електротехнічною доцільністю приєднання.

В умовах ГЗК також необхідно враховувати підвищену запиленість, вібрації, різкі зміни температури, наявність вибухових або бурових робіт, рух великовантажного транспорту, можливість обмерзання конструкцій у зимовий період [14]. Запилене середовище впливає на стан ізоляції, контактних з'єднань, вентиляційних каналів і поверхонь охолодження електрообладнання. Вібрації та нерівномірні вітрові навантаження можуть прискорювати зношування механічних вузлів, тому для ВЕУ в промислових умовах важливими є регулярна діагностика, контроль кріплень, перевірка стану лопатей, гальмівної системи, кабельних вводів і апаратів захисту.

Таблиця 1.4 – Основні чинники, що впливають на розміщення ВЕУ в умовах ГЗК

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.01	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Чинник	Вплив на проєктне рішення	Що необхідно врахувати
Вітрові умови	Визначають очікуваний виробіток ЕЕ	Середня швидкість вітру, роза вітрів, турбулентність, висота встановлення
Відстань до РП/ГПП	Впливає на довжину кабелю, втрати та падіння напруги	Оптимальний маршрут кабельної лінії, вибір перерізу, спосіб прокладання
Монтажні умови	Визначають можливість встановлення щогли та фундаменту	Міцність основи, під'їзні шляхи, місце для монтажної техніки
Промислове середовище	Впливає на надійність та строк служби обладнання	Пил, вібрації, температура, обмерзання, захист електрообладнання
Експлуатаційний доступ	Забезпечує технічне обслуговування і ремонт	Під'їзд, безпечні проходи, можливість огляду і заміни вузлів

Раціональне місце встановлення ВЕУ визначають за сумісною оцінкою вітрового потенціалу, відстані до РП/ГПП, умов монтажу та експлуатаційної доступності, що зображено на рис. 1.4.

Наведені чинники доцільно розглядати комплексно, оскільки жоден з них окремо не може бути достатньою підставою для вибору місця встановлення ВЕУ [3]. Наприклад, ділянка з високою швидкістю вітру може виявитися економічно не вигідною через значну віддаленість від РП власних потреб. Навпаки, близьке розташування до підстанції не є оптимальним, якщо навколо є будівлі або технологічні споруди, які створюють турбулентний повітряний потік і зменшують ефективність роботи вітроколеса.



Рисунок 1.4 – Узагальнена схема вибору місця розміщення ВЕУ в системі власних потреб ГЗК

Під час експлуатації ВЕУ у складі системи власних потреб ГЗК необхідно забезпечити її узгоджену роботу з наявною схемою електропостачання. ВЕС не повинна погіршувати селективність захистів, режим напруги, умови оперативних перемикачів і резервування. Для цього в схемі приєднання передбачають комутаційні апарати, пристрої захисту, облік виробленої ЕЕ, контроль параметрів напруги і частоти, а також можливість автоматичного або оперативного відключення ВЕС у разі аварійного режиму.

Отже, розміщення ВЕУ в умовах ГЗК є не лише задачею вибору ділянки з достатньою швидкістю вітру. Воно включає оцінку промислового середовища, електричної відстані до споживача, втрат у кабельній лінії, можливості монтажу та подальшого обслуговування.

1.5 Обґрунтування доцільності підключення вітроенергетичної станції до розподільчого пристрою власних потреб

Підключення ВЕС до РП власних потреб є технічно обґрунтованим рішенням для модернізації локальної ділянки системи електропостачання ГЗК. На відміну від варіанта, за якого ВЕС розглядається як джерело живлення всіх виробничих споживачів підприємства, у даній роботі доцільно розглядати її як додаткове джерело для обмеженої групи навантажень. Такий підхід є більш реалістичним, оскільки потужність ВЕС малої або середньої потужності не може повністю замінити зовнішнє електропостачання ГЗК, але може частково покривати навантаження власних потреб ГПП або окремого РП [3].

Власні потреби є зручним об'єктом для впровадження локальної генерації, оскільки їх навантаження, як правило, є відносно сталим, прогнозованим і значно меншим порівняно з основними технологічними споживачами комбінату [15]. До таких електроприймачів належать освітлення, пристрої сигналізації, пульти керування, системи зв'язку, автоматика, вентиляція приміщень, допоміжні механізми та інші установки, необхідні для нормальної роботи електротехнічного обладнання. Саме тому підключення ВЕС до РП власних потреб дозволяє не змінювати принципову структуру електропостачання всього

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.01	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підприємства, а модернізувати лише окрему локальну ділянку, для якої можна виконати зрозумілий розрахунок навантаження, втрат ЕЕ та очікуваного техніко-економічного ефекту.

Важливою умовою такого рішення є збереження ТВП у схемі електропостачання [1–2]. Трансформатор не повинен вилучатися з роботи повністю, оскільки ВЕС є джерелом із несталим характером генерації. Її вихідна потужність залежить від швидкості вітру, режиму роботи ВЕУ, технічного стану обладнання та обмежень системи керування. У періоди недостатньої швидкості вітру або під час зупинки ВЕС навантаження власних потреб повинно гарантовано отримувати живлення від централізованої мережі через ТВП. Тому трансформатор доцільно переводити не в демонтований, а в резервний або черговий режим, що забезпечує збереження надійності електропостачання.

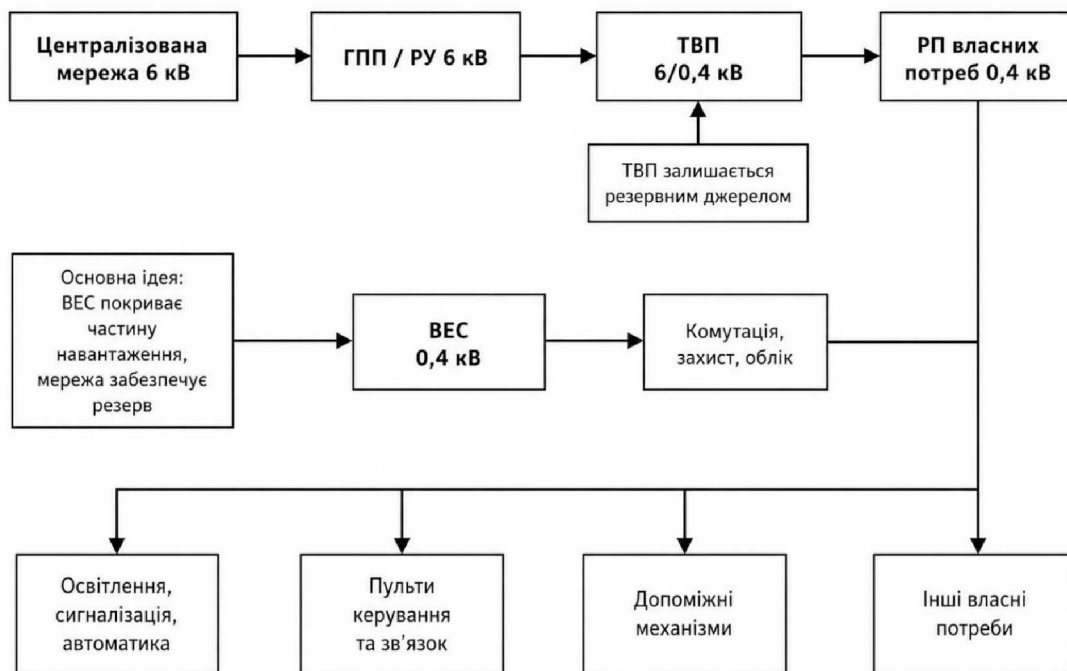


Рисунок 1.5 – Структурна схема підключення ВЕС до РП власних потреб ГЗК

Резервування від централізованої мережі має принципове значення для споживачів власних потреб [16]. Навіть якщо їх сумарна потужність є невеликою, порушення живлення окремих систем автоматики, сигналізації, освітлення або керування може призвести до ускладнення експлуатації електроустановок, зниження безпеки обслуговування і порушення

технологічного режиму. Тому ВЕС у такій схемі не розглядається як єдине джерело живлення. Її призначення полягає у частковому або повному покритті навантаження власних потреб за наявності достатньої генерації, тоді як централізована мережа виконує функцію гарантованого резерву

Загальна ідея підключення ВЕС до РП власних потреб полягає у тому, що ЕЕ вироблена ВЕС, через комутаційне обладнання, захист, облік та кабельну лінію подається безпосередньо до шин 0,4 кВ РП. За нормального режиму роботи частина навантаження або все навантаження власних потреб живиться від ВЕС. Якщо потужності ВЕС недостатньо, відбувається перемикання або паралельне покриття навантаження від мережі залежно від прийнятої схеми керування. У найпростішому варіанті пропонується режим, коли ВЕС є основним локальним джерелом за наявності генерації, а ТВП залишається резервним джерелом.

Переваги такої схеми полягають у поєднанні енергозбереження та збереження надійності. З одного боку, частина ЕЕ для власних потреб виробляється локально, що зменшує обсяг споживання від зовнішньої мережі. З іншого боку, наявність ТВП у резерві не допускає перерви живлення у випадку зменшення швидкості вітру або аварійного вимкнення ВЕС. Додатковою перевагою є те, що ЕЕ виробляється поблизу споживача, тому зменшується довжина частини шляху її передавання від зовнішньої системи електропостачання до навантаження.

Водночас підключення ВЕС до РП власних потреб потребує врахування низки технічних умов. Необхідно забезпечити захист від коротких замикань, перевантажень, зворотних перетоків потужності, відхилень напруги та частоти [17]. Також доцільно передбачити комутаційні апарати, пристрої автоматичного або оперативного перемикання, систему обліку виробленої та спожитої ЕЕ, а також контроль параметрів її якості. Особливу увагу потрібно приділити вибору кабельної лінії від ВЕС до РП, оскільки її довжина, переріз і рівень напруги безпосередньо впливають на втрати активної енергії та втрати напруги.

Таблиця 1.5 – Основні аргументи на користь підключення ВЕС до РП власних потреб

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.01	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Положення	Технічне пояснення	Очікуваний результат
Вибір власних потреб як об'єкта живлення	Навантаження є меншим і більш прогнозованим, ніж основні технологічні споживачі	Спрощення проєктування та можливість локального покриття навантаження
Збереження ТВП у схемі	Генерація ВЕС залежить від швидкості вітру та не є гарантованою в кожному момент часу	Підвищення надійності за рахунок резервного живлення від мережі
Підключення до РП 0,4 кВ	ВЕС може подавати ЕЕ безпосередньо до шин власних потреб	Зменшення споживання ЕЕ з централізованої мережі
Контроль втрат у кабельній лінії	Віддаленість ВЕС від РП впливає на опір лінії та втрати напруги	Необхідність обґрунтованого вибору перерізу кабелю

Таким чином, доцільність підключення ВЕС до РП власних потреб визначається не тільки можливістю отримання додаткової ЕЕ, а й відповідністю такого рішення реальній структурі електропостачання ГЗК. ВЕС у запропонованій схемі виконує функцію локального джерела, що зменшує споживання ЕЕ з мережі та втрати в окремих елементах системи, але не порушує загальну надійність електропостачання завдяки збереженню ТВП у резерві.

Подальше проєктування має бути спрямоване на кількісну перевірку цього рішення: визначення навантаження власних потреб, вибір параметрів ВЕС, розрахунок виробітку ЕЕ, втрат у трансформаторах і кабельних лініях до та після модернізації, а також оцінювання економічного ефекту від впровадження локальної генерації.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.01	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

РОЗДІЛ 2. ПРОЄКТУВАННЯ МОДЕРНІЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ГІРНИЧОЗБАГАЧУВАЛЬНОГО КОМБІНАТУ ІЗ ВПРОВАДЖЕННЯМ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СТАНЦІЇ

2.1 Вихідні дані для розрахунку системи електропостачання власних потреб

Проектування модернізованої системи електропостачання власних потреб доцільно починати з упорядкування вихідних даних, оскільки подальші розрахунки втрат ЕЕ у трансформаторах і кабельних лініях залежать від режиму роботи навантаження, рівня напруги, тривалості використання обладнання та параметрів елементів схеми. У даній роботі розглядається локальна ділянка системи електропостачання власних потреб ГПП ГЗК, для якої передбачається впровадження ВЕС як додаткового джерела живлення.

Розрахункова ділянка включає РП власних потреб 0,4 кВ, ТВП, кабельні лінії живлення та групу електроприймачів, що забезпечують роботу допоміжних і технологічно важливих систем. На відміну від силових споживачів основного технологічного процесу, навантаження власних потреб має меншу потужність, але є важливим для забезпечення керованості, освітлення, сигналізації, зв'язку та безпечної експлуатації обладнання. Саме тому його доцільно розглядати як об'єкт для часткового живлення від локальної ВЕС.

Як видно з табл. 2.1, основна частка навантаження припадає на освітлення, однак ця група працює не протягом усієї доби. Сигналізація, пульти керування та засоби зв'язку мають постійний характер роботи, тому їх живлення повинно зберігатися як у нормальному, так і в резервному режимах. У подальших розрахунках це дає можливість врахувати два характерні рівні завантаження трансформатора: з освітленням і без нього.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Побережний М.А.			Розділ 2	Лім.	Арк.
Перевірів		Дозсренко О.В.					26
							31
Н. Контр.		Дозсренко О.В.				КНУ гр. ЗЕЕМ-23ск	
Затвердж.		Пересунько І.І.					

Таблиця 2.1 – Параметри споживачів власних потреб

Споживач	Частка навантаження, %	Розрахункова активна потужність, кВт	Характер роботи	Примітка
Освітлення	55	22,50	Періодичний	Працює переважно у темний час доби
Сигналізація	20	10,23	Постійний	Забезпечує контроль стану обладнання
Пульти керування та зв'язок	25	8,19	Постійний	Необхідні для оперативного керування
Разом	100	40,92	Змінний за графіком	Максимальне навантаження власних потреб

Таблиця 2.2 – Параметри ТВП

Тип трансформатора	Sn, кВА	Uвн, кВ	Uнн, кВ	Pxx, кВт	Pкз, кВт	Qxx, кВАр	Qкз, кВАр
ТМ-63/6	63	6	0,4	0,23	1,20	0,68	6,50

ТВП приймається не як елемент, що вилучається зі схеми, а як резервне джерело живлення. Такий підхід є принциповим, оскільки виробіток ВЕС залежить від швидкості вітру і не може гарантувати безперервне покриття навантаження протягом усього року. У нормальному режимі, за наявності достатньої генерації, ВЕС покриває навантаження власних потреб. При недостатній швидкості вітру, аварійному вимиканні ВЕС або проведенні ремонтних робіт живлення споживачів автоматично або оперативно переводиться на ТВП від централізованої мережі.

Таблиця 2.3 – Параметри існуючої та проєктованої кабельних ліній

Ділянка	Напруга, кВ	Довжина, м	Марка/переріз кабелю	Призначення у розрахунку
ГПП – РП власних потреб	6	200	АПвП-6 3×35 мм²	Оцінка втрат до модернізації
ВЕС – РП власних потреб	0,4	500	АПвБбШп-1 4×185 мм²	Основний варіант після модернізації

Параметри кабельних ліній зведено у табл. 2.3 для подальшого порівняння режимів до та після модернізації. У вихідній схемі живлення власних потреб здійснюється від централізованої системи електропостачання через ГПП і ТВП.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Після впровадження ВЕС частина ЕЕ передається до РП власних потреб окремою кабельною лінією напругою 0,4 кВ. Саме довжина та переріз цієї лінії суттєво впливатимуть на втрати активної ЕЕ й падіння напруги.

Таблиця 2.4 – Вихідні дані для розрахунку режимів роботи системи

Показник	Позначення	Значення	Одиниця виміру
Коефіцієнт завантаження з освітленням	Кз1	0,65	відн. од.
Коефіцієнт завантаження без освітлення	Кз2	0,30	відн. од.
Час роботи з Кз1 у літній період	tl1	9,5	год/добу
Час роботи з Кз2 у літній період	tl2	14,5	год/добу
Час роботи з Кз1 у зимовий період	tз1	14	год/добу
Час роботи з Кз2 у зимовий період	tз2	10	год/добу
Тривалість року	Тр	8760	год
Орієнтовна тривалість роботи ВЕС	ТВЕС	7008	год/рік

Для коректного порівняння необхідно розділяти енергетичні режими системи. У режимі до модернізації все навантаження власних потреб живиться від централізованої мережі через трансформатор. У режимі після модернізації ВЕС розглядається як джерело, що за достатньої швидкості вітру покриває навантаження власних потреб через комутаційне обладнання та кабельну лінію до РП. У періоди, коли потужність ВЕС є недостатньою, система повертається до традиційного живлення від ТВП. Такий підхід дає змогу не порушувати надійність електропостачання, але зменшити обсяг ЕЕ, що надходить із зовнішньої мережі.



Рисунок 2.1 – Режими живлення власних потреб після впровадження ВЕС

Відповідно до рис. 2.1 ВЕС доповнює централізоване живлення, а не скасовує резерв від ТВП.

Отже, сформовані вихідні дані дозволяють перейти від загального обґрунтування модернізації до кількісного розрахунку. У наступних підрозділах на їх основі буде проаналізовано існуючу схему живлення власних потреб, визначено електроспоживання за характерними режимами, а також розраховано втрати ЕЕ у трансформаторах і кабельних лініях до та після впровадження ВЕС.

2.2 Аналіз існуючої схеми живлення власних потреб головної понижувальної підстанції

Після визначення вихідних даних для розрахунку доцільно перейти до аналізу існуючої структури живлення власних потреб ГПП. Саме ця частина системи електропостачання є базовою для подальшої модернізації, оскільки до неї належать кола живлення оперативних, сигнальних, освітлювальних і допоміжних споживачів. Для коректного проектування ВЕС важливо розділити два різні аспекти: загальне розміщення об'єктів підприємства та фактичну електричну схему живлення власних потреб [18].

Загальна схема розміщення об'єктів підприємства використовується як орієнтовний матеріал для розуміння просторового положення ГПП, виробничих ділянок, кар'єру, хвостосховища та інших технологічних об'єктів. Така схема не є електричною схемою, проте вона важлива для оцінювання можливих трас прокладання кабельних ліній, відстані між джерелом генерації та РП власних потреб, а також для попереднього вибору місця встановлення ВЕУ.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

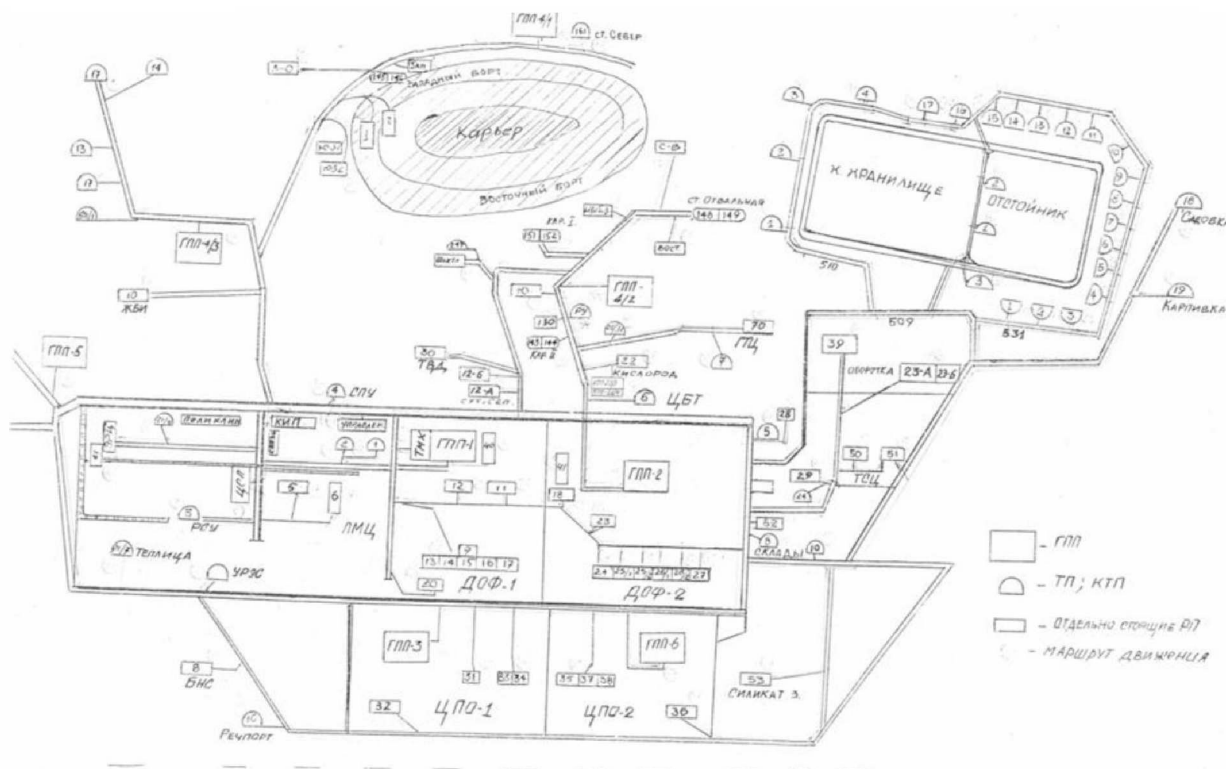


Рисунок 2.2 – Загальна схема розміщення об’єктів підприємства

З наведеної ситуаційної схеми видно, що територія підприємства має декілька технологічних зон, між якими існують суттєві відстані. Для підключення локальної ВЕС важливим є не лише наявність вітрового потенціалу на відвалах, а й відстань від місця встановлення ВЕУ до найближчого електротехнічного вузла, через який можливо передати вироблену ЕЕ до споживачів власних потреб. У зв’язку з цим для подальшого аналізу прийнято ділянку ГПП-4/1, яка розташована найближче до потенційного місця встановлення ВЕС на відвалах.

Вибір ГПП-4/1 як об’єкта модернізації є технічно доцільним з кількох причин. По-перше, менша відстань між ВЕС і РП власних потреб дозволяє зменшити довжину кабельної лінії, а отже – активний опір провідників, втрати ЕЕ та падіння напруги. По-друге, наближеність джерела генерації до навантаження відповідає принципу локального електропостачання, коли частина ЕЕ виробляється безпосередньо поблизу споживача. По-третє, підключення ВЕС до системи власних потреб ГПП-4/1 не потребує зміни всієї структури

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

електропостачання комбінату, а обмежується модернізацією локальної ділянки мережі 0,4 кВ.

Безпосередній аналіз електропостачання власних потреб виконується за існуючою однолінійною схемою живлення, наведеною на рис. 2.3. На ній показано живлення від двох ТВП ТВП-1 та ТВП-2, які отримують ЕЕ від РП-36 на стороні 6 кВ і знижують напругу до рівня 0,38 кВ. Наявність двох трансформаторів і схеми автоматичного введення резерву свідчить, що система власних потреб належить до відповідальних елементів електропостачання, які повинні зберігати працездатність при відмові одного джерела або при зникненні напруги на одному з вводів.

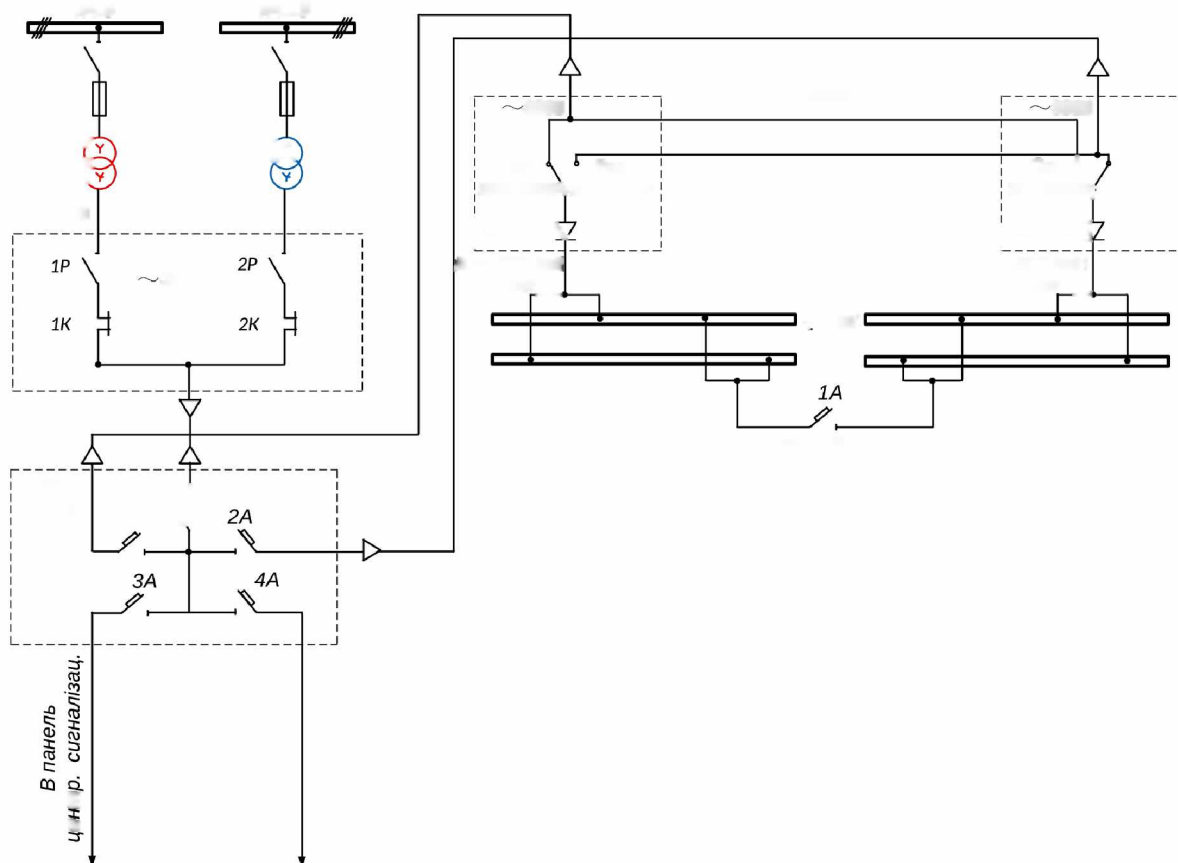


Рисунок 2.3 – Існуюча схема живлення власних потреб ГПП

Основними елементами схеми є два ТВП потужністю 63 кВА кожен, комутаційні апарати на стороні 6 кВ, секція АВР на напрузі 0,38 кВ, 1РП 380 В, блоки перемикання резервного живлення та шини живлення кіл сигналізації і

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

керування. Така побудова забезпечує резервування власних потреб: у нормальному режимі живлення може здійснюватися від основного вводу, а при відмові або зникненні напруги навантаження переводиться на резервне джерело.

Таблиця 2.5 – Основні елементи існуючої схеми живлення власних потреб

Елемент схеми	Призначення	Роль у системі власних потреб
РП-36 6 кВ	Джерело живлення ТВП на стороні середньої напруги	Забезпечує підведення ЕЕ до ТВП
ТВП-1, ТВП-2	Трансформатори 63 кВА, 6/0,38 кВ	Знижують напругу для живлення кіл власних потреб і забезпечують резервування
Секція АВР 0,38 кВ	Автоматичне введення резерву	Дас можливість перемикання навантаження між основним і резервним живленням
1РП 380 В	РП власних потреб	Розподіляє ЕЕ між споживачами та колами керування
БПРУ-1, БПРУ-2	Блоки підключення основного та резервного живлення	Забезпечують живлення відповідних секцій і резервних кіл
Шини ±ШЖ 380 В	Шини живлення оперативних і сигнальних кіл	Живлять кола сигналізації, керування, автоматики та захисту
Панель централізованої сигналізації	Відповідальний споживач власних потреб	Потребує безперервного або гарантованого живлення

Аналіз схеми показує, що власні потреби не можна розглядати як другорядне навантаження. Хоча їх потужність є значно меншою порівняно із силовими технологічними споживачами ГЗК, вони забезпечують працездатність обладнання керування, сигналізації, автоматики, освітлення та допоміжних систем підстанції. Втрата живлення таких кіл може ускладнити оперативне керування, знизити контрольованість режимів і створити передумови для аварійних ситуацій. Саме тому у схемі застосовано резервування через два ТВП та АВР на стороні 0,38 кВ.

З точки зору енергоефективності існуюча схема має характерну особливість: уся ЕЕ для власних потреб надходить із централізованої мережі через послідовні елементи системи – комутаційні апарати, трансформатор, РП і кабельні лінії. У кожному з цих елементів виникають втрати. У трансформаторах наявні втрати холостого ходу, які практично не залежать від навантаження, та навантажувальні втрати, що зростають зі збільшенням струму [8]. У кабельних

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

лініях основною складовою є втрати активної енергії, пропорційні квадрату струму та активному опору провідників. Тому навіть за відносно невеликого навантаження власних потреб річні втрати можуть бути помітними через тривалу роботу системи протягом року.

Водночас існуюча схема має важливу перевагу – достатній рівень надійності. Наявність двох ТВП і резервного введення живлення означає, що при модернізації недоцільно повністю вилучати трансформатори із роботи або замінювати їх ВЕС. ВЕС залежить від швидкості вітру, технічного стану перетворювального обладнання та режимів роботи системи керування. Тому її слід розглядати як додаткове локальне джерело, яке покриває частину навантаження власних потреб за наявності достатньої генерації, але не скасовує резервне живлення від централізованої мережі через ТВП.

Отже, подальша модернізація має виконуватися шляхом підключення ВЕС до РП власних потреб 0,4 кВ із збереженням наявної резервної структури. У нормальному режимі, коли генерація ВЕС є достатньою, частина навантаження власних потреб може покриватися від локального джерела. При недостатній швидкості вітру, аварійному відключенні ВЕС або невідповідності параметрів напруги вимогам споживачів живлення повинно автоматично або оперативно переводитися на ТВП від централізованої мережі. Такий підхід дозволяє поєднати енергозбереження з необхідним рівнем надійності електропостачання.

Таким чином, існуюча схема живлення власних потреб є технічно придатною для модернізації, оскільки вже містить резервування, комутаційні вузли та розподільчі елементи на напрузі 0,38 кВ. Подальші розрахунки повинні бути спрямовані на визначення електроспоживання власних потреб, втрат у ТВП і кабельних лініях до модернізації, а також на оцінювання зміни енергетичних показників після підключення ВЕС.

2.3 Розробка схеми підключення вітроенергетичної станції до системи власних потреб

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Після аналізу існуючої схеми живлення власних потреб ГПП доцільно перейти до формування технічного рішення щодо підключення ВЕС. У даній роботі ВЕС розглядається не як повна заміна централізованого електропостачання, а як додаткове локальне джерело, призначене для часткового або повного покриття навантаження власних потреб за наявності достатньої швидкості вітру. Такий підхід дозволяє зберегти надійність існуючої схеми, оскільки ТВП не вилучаються з роботи, а залишаються резервним джерелом живлення.

Вибір точки приєднання ВЕС виконується з урахуванням потужності власних потреб, класу напруги приймачів, відстані від місця встановлення ВЕУ до ГПП-4/1 та можливості організації резервування. Оскільки споживачі власних потреб живляться від шин 0,4 кВ, найбільш раціональним є підключення ВЕС до РП власних потреб на стороні 0,4 кВ через окремий ввід, комутаційні апарати, захист і засоби обліку ЕЕ. У цьому випадку вироблена ЕЕ передається безпосередньо до локального навантаження, а довжина додаткової кабельної лінії приймається мінімально можливою для заданого розміщення ВЕУ.

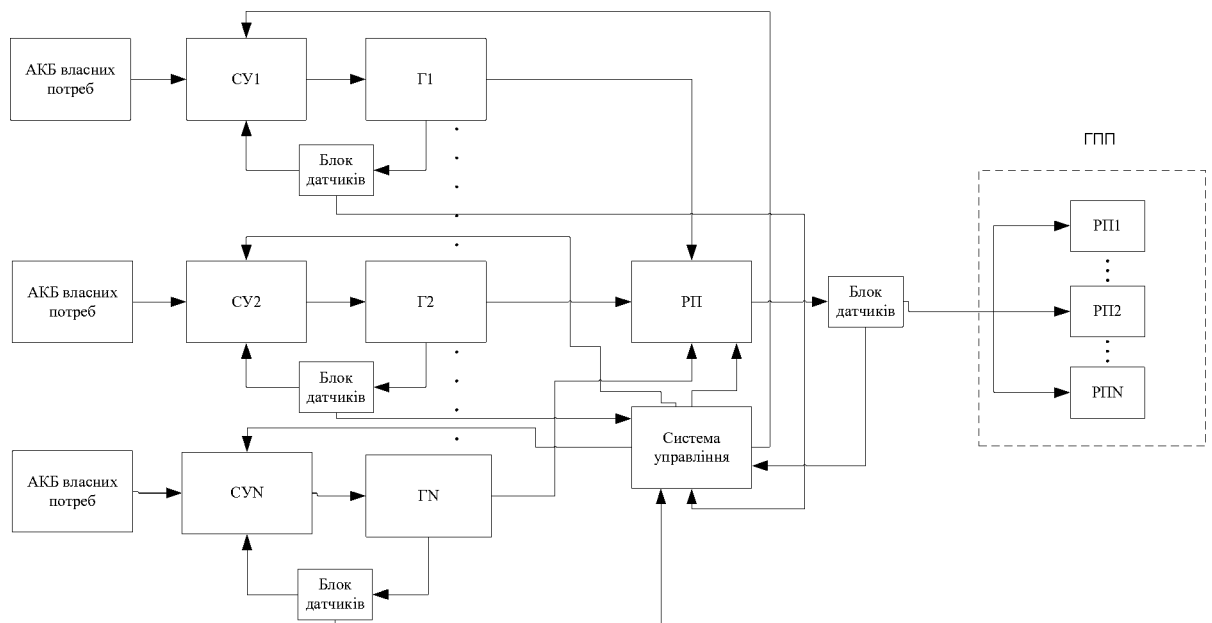


Рисунок 2.4 – Спрощена структурна схема підключення ВЕС до системи електропостачання власних потреб

Структурно схема підключення передбачає послідовне перетворення енергії вітрового потоку у механічну, а потім в ЕЕ генератора. Далі ЕЕ надходить до перетворювального та комутаційного обладнання, де здійснюється узгодження параметрів напруги, контроль режиму, захист від аварійних відхилень і облік виробленої енергії. Після цього через кабельну лінію ВЕС приєднується до РП власних потреб 0,4 кВ. Система керування повинна контролювати напругу, частоту, струм, стан комутаційних апаратів і наявність достатньої генерації.

У нормальному режимі, коли ВЕС забезпечує необхідний рівень напруги та потужності, живлення частини споживачів власних потреб здійснюється від локальної генерації. При цьому централізована мережа та ТВП залишаються у готовності до резервування. У разі зниження швидкості вітру, відхилення параметрів напруги за допустимі межі або аварійного вимкнення ВЕС навантаження власних потреб повинно автоматично або оперативно переводитися на живлення від ТВП. Отже, модернізація не порушує наявну структуру резервування, а доповнює її новим джерелом ЕЕ.

Таблиця 2.6 – Основні елементи схеми підключення ВЕС та їх призначення

Елемент схеми	Призначення	Вимоги до роботи
ВЕУ з генератором	Перетворення енергії вітру в ЕЕ	Робота лише в допустимому діапазоні швидкостей вітру та параметрів генерації
Перетворювач і система керування	Стабілізація параметрів, контроль режиму, формування команд на комутацію	Контроль напруги, частоти, струму, аварійних режимів і стану ВЕС
Комутація, захист, облік	Безпечне приєднання ВЕС до РП та вимірювання виробленої ЕЕ	Захист від КЗ, перевантаження, зворотної потужності та недопустимих відхилень напруги
Кабельна лінія ВЕС – РП	Передавання ЕЕ від ВЕС до шин власних потреб	Вибір за допустимим струмом, втратами активної енергії та падінням напруги
РП власних потреб 0,4 кВ	Розподіл ЕЕ між споживачами власних потреб	Можливість роботи як від ВЕС, так і від ТВП
ТВП 6/0,4 кВ	Резервне живлення власних потреб від централізованої мережі	Збереження надійності живлення при відключенні або недостатній генерації ВЕС

Принципова особливість запропонованого рішення полягає у тому, що ВЕС приєднується не до високовольтної частини ГПП, а до локального вузла

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

власних потреб. Це зменшує складність реконструкції, обмежує обсяг необхідних змін у схемі та дозволяє виконувати подальші розрахунки на основі порівняння втрат у двох режимах: до модернізації, коли живлення здійснюється тільки від централізованої мережі через ТВП, і після модернізації, коли частина ЕЕ надходить від ВЕС.

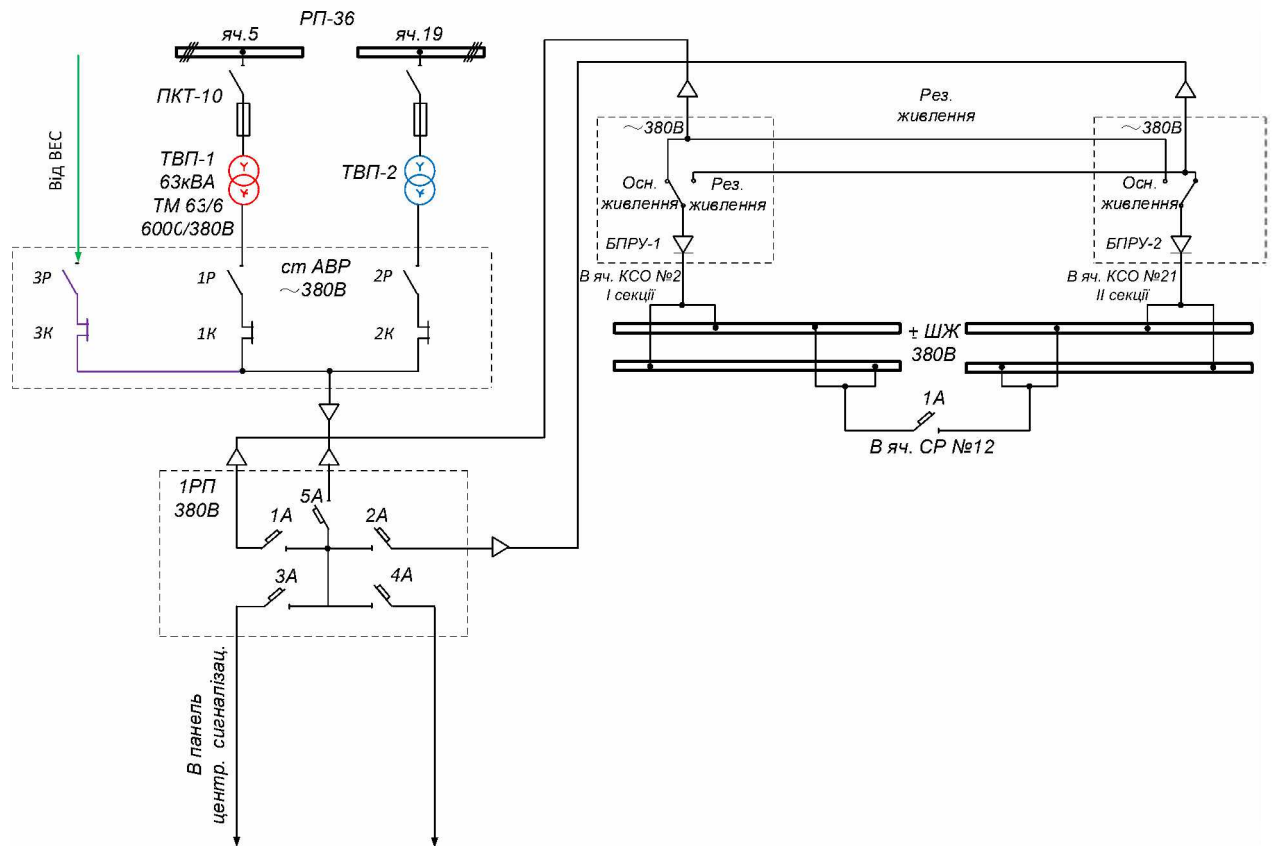


Рисунок 2.5 – Модернізована схема живлення власних потреб ГПП

На модернізованій схемі живлення власних потреб передбачено введення від ВЕС до вузла 0,38 кВ із подальшим присіднанням до існуючої схеми власних потреб. Наявні ТВП-1 і ТВП-2 зберігаються у схемі та виконують функцію резервних джерел. На стороні 0,38 кВ передбачено апарати автоматичного введення резерву, завдяки яким навантаження власних потреб може бути переведене з одного джерела на інше без порушення працездатності відповідальних кіл. Такий варіант є доцільним для живлення кіл сигналізації, керування, освітлення та допоміжних електроприймачів, які не потребують

значної потужності, але мають підвищені вимоги до безперервності електропостачання.

Підключення ВЕС повинно виконуватися через окремий комутаційний апарат із можливістю відключення генерації при аварійному режимі [10, 17]. Також необхідно передбачити захист від коротких замикань, перевантаження, неприпустимого зниження або підвищення напруги, втрати напруги мережі та порушення синхронності при паралельній роботі. Для коректної оцінки ефективності модернізації у подальших розрахунках треба окремо визначити втрати в існуючих елементах живлення, втрати у кабельній лінії від ВЕС до РП та річний обсяг ЕЕ, який може бути покритий локальною генерацією.

Отже, запропонована схема забезпечує поєднання двох вимог: зменшення споживання ЕЕ з централізованої мережі та збереження надійного резервування від ТВП. Саме тому подальші розрахунки доцільно виконувати не для всієї системи електропостачання комбінату, а для локальної ділянки власних потреб ГПП-4/1, де вплив ВЕС на втрати ЕЕ та режим роботи трансформаторів можна оцінити найбільш коректно.

2.4 Розрахунок електроспоживання власних потреб до модернізації

Розрахунок електроспоживання власних потреб до модернізації виконується для існуючої схеми, у якій живлення РП власних потреб здійснюється від ТВП. Метою розрахунку є визначення добових режимів роботи, річної тривалості навантаження з різними коефіцієнтами завантаження, середнього та максимального навантаження, а також річного споживання активної ЕЕ. Отримані значення надалі використовуються для розрахунку втрат у ТВП і кабельних лініях до впровадження ВЕС.

У роботі прийнято, що до складу навантаження власних потреб входять електроприймачі освітлення, сигналізації та пульта керування. Сигналізація і кола керування працюють протягом усієї доби, а освітлення враховується тільки в темний час. Тому добовий графік навантаження має два характерні рівні:

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

мінімальний режим без освітлення та максимальний режим із увімкненим освітленням.

Таблиця 2.7 – Склад навантаження власних потреб, прийнятий для розрахунку

Електроприймач власних потреб	Потужність, кВт	Характер роботи	Участь у добовому графіку
Освітлення	22,50	Періодичне	Працює в темний час доби
Сигналізація	10,23	Постійне	Працює цілодобово
Пульт керування	8,19	Постійне	Працює цілодобово
Разом у мінімальному режимі	18,42	Без освітлення	$K_z \approx 0,30$
Разом у максимальному режимі	40,92	З освітленням	$K_z \approx 0,65$

Максимальне активне навантаження власних потреб становить 40,92 кВт, що відповідає режиму роботи з увімкненим освітленням. Мінімальне навантаження, яке формується постійно ввімкненими споживачами сигналізації та керування, становить 18,42 кВт. У подальших розрахунках ці значення приймаються як два рівні добового графіка навантаження.

Літній період: освітлення вмикається в темний час доби

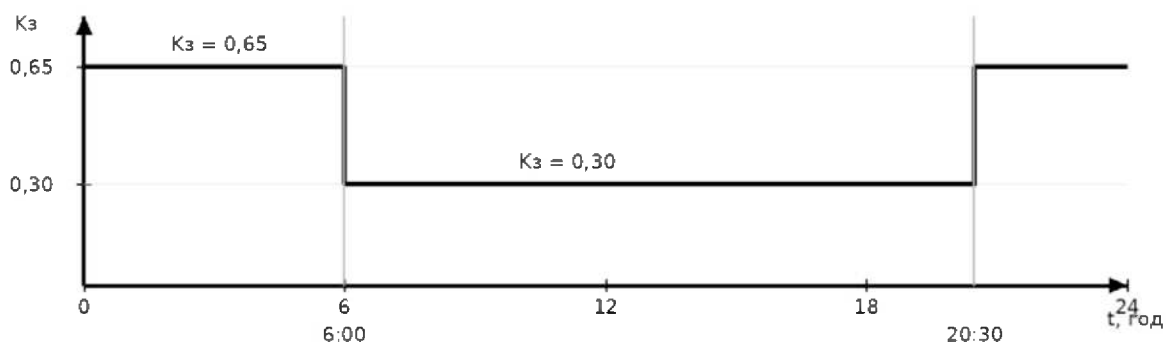


Рисунок 2.6 – Добовий графік завантаження ТВП у літній період

У літній період освітлення приймається увімкненим до 6:00 та після 20:30. Отже, тривалість режиму з коефіцієнтом завантаження $K_z = 0,65$ становить 9,5 год на добу, а режиму з $K_z = 0,30$ – 14,5 год на добу.



Рисунок 2.7 – Добовий графік завантаження ТВП у зимовий період

У зимовий період тривалість роботи освітлення збільшується, тому режим із підвищеним навантаженням приймається тривалістю 14 год на добу, а режим із мінімальним навантаженням – 10 год на добу. Для спрощення річного розрахунку приймається, що літній і зимовий періоди мають однакову тривалість по 182,5 доби.

Таблиця 2.8 – Річна тривалість роботи власних потреб у різних режимах навантаження

Період року	Кз	Тривалість за добу, год	Кількість діб	Річна тривалість, год
Літній	0,65	9,5	182,5	1733,75
Літній	0,30	14,5	182,5	2646,25
Зимовий	0,65	14,0	182,5	2555,00
Зимовий	0,30	10,0	182,5	1825,00
Разом	0,65	-	-	4288,75
Разом	0,30	-	-	4471,25

За результатами розрахунку сумарна річна тривалість роботи з коефіцієнтом завантаження $K_z = 0,65$ становить 4288,75 год, а з коефіцієнтом $K_z = 0,30$ – 4471,25 год. Сума цих значень дорівнює 8760 год, тобто повному календарному року.

Річне споживання активної ЕЕ визначається за двоступеневим графіком навантаження [8]:

$$W_p = P_{\max} \cdot T_{\max} + P_{\min} \cdot T_{\min}, \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

де $P_{\max}$ – активне навантаження в режимі з увімкненим освітленням, кВт; $P_{\min}$ – активне навантаження без освітлення, кВт; $T_{\max}$ і $T_{\min}$ – річна тривалість відповідних режимів, год.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.9 – Результати розрахунку річного електроспоживання власних потреб

Режим навантаження	Потужність, кВт	Тривалість, год/рік	Споживання, кВт·год/рік
Максимальний, $K_z = 0,65$	40,92	4288,75	175495,65
Мінімальний, $K_z = 0,30$	18,42	4471,25	82360,43
Разом за рік	-	8760,00	257856,08

Отже, річне споживання активної ЕЕ власних потреб до модернізації становить приблизно 257856,08 кВт·год. Максимальне навантаження дорівнює 40,92 кВт, мінімальне – 18,42 кВт, а середнє за рік навантаження становить:

$$P_{сер} = W_p / 8760 = 257856,08 / 8760 = 29,44 \text{ кВт}$$

Середній коефіцієнт завантаження ТВП за активним навантаженням при номінальній потужності 63 кВА орієнтовно становить 0,467. Це свідчить про нерівномірний характер роботи власних потреб: упродовж року значна частина часу припадає на понижене навантаження, однак у темний час доби виникає сталий режим підвищеного електроспоживання. Саме ці режимні особливості необхідно враховувати під час оцінювання доцільності впровадження ВЕС, оскільки локальна генерація може покривати частину навантаження власних потреб і зменшувати обсяг ЕЕ, що надходить від централізованої мережі.

Таким чином, у цьому підрозділі сформовано вихідний енергетичний баланс власних потреб до модернізації. У наступних підрозділах отримані значення тривалості режимів та активного навантаження використовуються для розрахунку втрат ЕЕ в ТВП і кабельних лініях, а також для порівняння з режимом після підключення ВЕС.

2.5 Розрахунок втрат електроенергії в системі електропостачання до модернізації

Розрахунок втрат ЕЕ до модернізації виконується для існуючого режиму, коли споживачі власних потреб отримують живлення від централізованої мережі через ГПП, кабельну лінію 6 кВ та ТВП. Метою розрахунку є визначення річних

активних втрат у ТВП і кабельній лінії, які надалі будуть використані для порівняння з режимом після впровадження ВЕС.

У цьому підрозділі підсумовуються тільки втрати активної ЕЕ, тобто величини у кВт·год/рік. Втрати повної потужності або реактивної енергії в загальний баланс не додаються, оскільки вони мають іншу фізичну розмірність і не можуть безпосередньо порівнюватися з активною ЕЕ.

Таблиця 2.10 – Вихідні дані для розрахунку втрат до модернізації

Параметр	Позначення	Значення	Примітка
Номинальна потужність ТВП	S_n	63 кВА	Трансформатор 6/0,4 кВ
Втрати холостого ходу	P_{xx}	0,23 кВт	Паспортне значення
Втрати короткого замикання	$P_{кз}$	1,20 кВт	При номінальному навантаженні
Режим максимального навантаження	$K_{з1}; T_1$	0,65; 4288,75 год	З увімкненим освітленням
Режим мінімального навантаження	$K_{з2}; T_2$	0,30; 4471,25 год	Без освітлення
Напруга кабельної лінії	U_n	6 кВ	Сторона живлення ТВП
Довжина кабельної лінії	l	0,20 км	Прийнято орієнтовно
Марка кабелю	-	АПВП-6 3×35 мм ²	Алюмінієві жили
Питомий активний опір жили	r_0	0,868 Ом/км	Для Al 35 мм ²

Втрати активної ЕЕ в трансформаторі складаються з двох частин: втрат холостого ходу та навантажувальних втрат. Втрати холостого ходу практично не залежать від навантаження і виникають протягом усього часу перебування ТВП під напругою. Навантажувальні втрати залежать від квадрата коефіцієнта завантаження, тому для двоступеневого графіка навантаження їх доцільно визначати окремо для кожного режиму.

Річні втрати холостого ходу визначаються за виразом [8]:

$$\Delta W_{xx} = P_{xx} \cdot T_p = 0,23 \cdot 8760 = 2014,80 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Навантажувальні втрати активної ЕЕ визначаються з урахуванням тривалості роботи ТВП при різних коефіцієнтах завантаження:

$$\Delta W_H = P_{кз} \cdot (K_{з1}^2 \cdot T_1 + K_{з2}^2 \cdot T_2).$$

$$\Delta W_H = 1,20 \cdot (0,65^2 \cdot 4288,75 + 0,30^2 \cdot 4471,25) = 2657,29 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Тоді сумарні річні активні втрати ЕЕ в ТВП становлять [8]:

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

$$\Delta W_{\text{ТВП}} = \Delta W_{\text{ХХ}} + \Delta W_{\text{Н}} = 2014,80 + 2657,29 = 4672,09 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Існуюча схема живлення власних потреб передбачає використання двох ТВП. У нормальному режимі до модернізації один ТВП працює під навантаженням і забезпечує живлення РП власних потреб, тоді як другий ТВП перебуває у гарячому резерві. Оскільки резервний трансформатор залишається під напругою, у ньому також виникають втрати холостого ходу. Тому для коректного балансу втрат до модернізації необхідно враховувати втрати робочого ТВП і додаткові втрати холостого ходу резервного ТВП.

Таблиця 2.11 – Результати розрахунку втрат активної ЕЕ в ТВП

Складова втрат	Розрахункова формула	Значення, кВт·год/рік	Частка, %
Втрати холостого ходу	$P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{р}}$	2014,80	43,12
Навантажувальні втрати	$P_{\text{КЗ}} \cdot \Sigma(K_{\text{З}}^2 \cdot T)$	2657,29	56,88
Разом у ТВП	$\Delta W_{\text{ХХ}} + \Delta W_{\text{Н}}$	4672,09	100,00

Далі визначаються втрати в кабельній лінії 6 кВ від ГПП до ТВП. За відсутності достовірних даних щодо фактичної довжини траси приймається орієнтовна довжина $l = 200$ м. Це значення враховує не лише геометричну відстань, а й можливу непрямолінійність прокладання кабелю, обходи конструкцій та монтажний запас. Для попереднього розрахунку приймається кабель АПвП-6 3×35 мм² з питомим активним опором жили $r_0 = 0,868$ Ом/км.

Активний опір однієї жили кабельної лінії становить [8]:

$$R_{\text{Л}} = r_0 \cdot l = 0,868 \cdot 0,20 = 0,1736 \text{ Ом}.$$

Струм у кабельній лінії визначається за повною потужністю навантаження трансформатора [8]:

$$I = K_{\text{З}} \cdot S_{\text{Н}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}).$$

$$I_1 = 0,65 \cdot 63 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 3,94 \text{ А}.$$

$$I_2 = 0,30 \cdot 63 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 1,82 \text{ А}.$$

Втрати активної потужності в трифазній кабельній лінії визначаються за формулою [8]:

$$\Delta P_{\text{Л}} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{Л}} / 1000, \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{\text{Л1}} = 3 \cdot 3,94^2 \cdot 0,1736 / 1000 = 0,00809 \text{ кВт};$$

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta P_{л2} = 3 \cdot 1,82^2 \cdot 0,1736 / 1000 = 0,00172 \text{ кВт.}$$

Річні втрати активної ЕЕ в кабельній лінії становлять:

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л1} \cdot T_1 + \Delta P_{л2} \cdot T_2 = 0,00809 \cdot 4288,75 + 0,00172 \cdot 4471,25 = 42,38 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Таблиця 2.12 – Результати розрахунку втрат у кабельній лінії 6 кВ

Режим	Кз	Струм, А	Втрати потужності, кВт	Втрати енергії, кВт·год/рік
Максимальне навантаження	0,65	3,94	0,00809	34,68
Мінімальне навантаження	0,30	1,82	0,00172	7,70
Разом	-	-	-	42,38

Отримане значення втрат у кабельній лінії є незначним порівняно з втратами у трансформаторі. Це пояснюється тим, що передавання ЕЕ від ГПП до ТВП виконується на напрузі 6 кВ, тому робочий струм у лінії є малим, а втрати, пропорційні квадрату струму, мають невелику величину.

Таблиця 2.13 – Підсумковий баланс активних втрат до модернізації

Елемент системи	Складова втрат	Втрати, кВт·год/рік	Частка, %
ТВП-1, робочий трансформатор	Холостий хід і навантажувальні втрати	4672,09	69,43
ТВП-2, резервний трансформатор	Холостий хід	2014,80	29,94
Кабельна лінія 6 кВ від ГПП до ТВП	Активні втрати в жилах кабелю	42,38	0,63
Разом до модернізації	Сумарні активні втрати ЕЕ	6729,27	100,00

Сумарні активні втрати ЕЕ в системі електропостачання власних потреб до модернізації становлять:

$$\Delta W_{до} = \Delta W_{ТВП1} + \Delta W_{ТВП2} + \Delta W_{л} = 4672,09 + 2014,80 + 42,38 = 6729,27 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Таким чином, основна частина втрат до модернізації припадає на ТВП, насамперед через втрати холостого ходу та навантажувальні втрати в обмотках. Втрати в кабельній лінії 6 кВ є відносно малими, однак їх також необхідно

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

враховувати для коректного балансу. Отримане значення $\Delta W_{\text{до}} = 6729,27$ кВт·год/рік приймається як базовий показник для подальшого порівняння з модернізованою схемою електропостачання після підключення ВЕС.

2.6 Вибір параметрів вітроенергетичної станції і розрахунок очікуваного річного виробітку електроенергії

Метою даного підрозділу є вибір раціональної встановленої потужності ВЕС для живлення власних потреб ГПП-4/1 та визначення очікуваного річного виробітку ЕЕ. У роботі доцільно прийняти одну ВЕУ, оскільки модернізація стосується не всієї системи електропостачання підприємства, а локального РП власних потреб.

За результатами аналізу навантаження максимальна активна потужність споживачів власних потреб становить близько 40,92 кВт. Потужність одного ТВП дорівнює 63 кВА, що при $\cos\varphi = 0,8$ відповідає активній потужності приблизно 50,4 кВт. Отже, встановлення однієї ВЕУ номінальною потужністю 75 кВт забезпечує необхідний запас потужності, але не призводить до надмірного завищення локального джерела генерації.

У працях [13–14], присвячених оцінюванню вітроенергетичного потенціалу гірничорудних регіонів, зазначено, що середньорічна швидкість повітря у Криворізькому регіоні становить близько 4,1 м/с. Оскільки ВЕУ планується встановлювати на відвалі, для попередньої оцінки необхідно перерахувати швидкість вітру з базової висоти вимірювання на висоту розміщення відвалу. Типову висоту відвалу приймаємо $H = 130$ м, базову висоту вимірювання $h = 10$ м, коефіцієнт шорсткості місцевості $\alpha = 0,2$.

$$V_H = V_0 \cdot (H / h)^\alpha,$$

де V_H – швидкість вітру на висоті відвалу, м/с; V_0 – середньорічна швидкість вітру на базовій висоті 10 м; H – висота відвалу, м; h – базова висота вимірювання, м; α – коефіцієнт шорсткості місцевості.

$$V_H = 4,1 \cdot (130 / 10)^{0,2} = 6,85 \text{ м/с.}$$

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таким чином, з урахуванням висоти відвалу орієнтовна середньорічна швидкість вітру в зоні встановлення ВЕУ становить приблизно 6,85 м/с. Це значення не є номінальною швидкістю вітру для установки, однак воно підтверджує можливість роботи ВЕУ в частковому навантаженні протягом значної частини року. Розрахунок потужності всього вітрового потоку на площі відвалу в даній роботі не виконується, оскільки для задачі електропостачання власних потреб важливішим є очікуваний виробіток конкретної обраної ВЕУ.

Таблиця 2.14 – Основні параметри обраної ВЕУ

Параметр	Позначення	Значення
Тип ВЕУ	–	CONDOR AIR WES 380/50-75
Кількість ВЕУ	n	1 шт.
Номінальна потужність однієї ВЕУ	P _н	75 кВт
Встановлена потужність ВЕС	P _{вст}	75 кВт
Номінальна швидкість вітру	V _{ном}	9 м/с
Початкова швидкість вітру	V _п	3 м/с
Робочий діапазон швидкостей	V _{роб}	3–20 м/с
Вихідна напруга	U	0,4 кВ

Очікуваний річний виробіток ЕЕ доцільно визначати не через площу відвалу, а через встановлену потужність ВЕУ та коефіцієнт використання встановленої потужності. Для попереднього проектного розрахунку приймаємо базове значення K_{вик} = 0,20. Такий підхід дозволяє отримати реалістичну оцінку виробітку без завищення результатів.

$$W_{\text{ВЕС}} = P_{\text{вст}} \cdot T_p \cdot K_{\text{вик}}$$

де $W_{\text{ВЕС}}$ – очікуваний річний виробіток ЕЕ, кВт·год/рік; $P_{\text{вст}}$ – встановлена потужність ВЕС, кВт; T_p – тривалість року, год; $K_{\text{вик}}$ – коефіцієнт використання встановленої потужності.

$$W_{\text{ВЕС}} = 75 \cdot 8760 \cdot 0,20 = 131\,400 \text{ кВт·год/рік.}$$

Таблиця 2.15 – Орієнтовний річний виробіток ЕЕ однією ВЕУ

Сценарій	K _{вик}	Розрахунок	W _{ВЕС} , кВт·год/рік
Понижений	0,18	75 · 8760 · 0,18	118260
Базовий	0,20	75 · 8760 · 0,20	131400
Підвищений	0,22	75 · 8760 · 0,22	144540

Отже, для подальших розрахунків приймаємо одну ВЕУ CONDOR AIR WES 380/50-75 потужністю 75 кВт, а очікуваний річний виробіток ЕЕ в базовому сценарії становить 131400 кВт·год/рік. Обрана потужність є достатньою для покриття значної частини навантаження власних потреб у періоди наявності вітру, проте ВЕС не замінює централізоване живлення. ТВП залишається резервним джерелом, яке забезпечує живлення споживачів у разі недостатньої швидкості вітру або аварійного відключення ВЕУ.

2.7 Розрахунок втрат електроенергії після впровадження вітроенергетичної станції

Після впровадження ВЕС змінюється не лише джерело частини ЕЕ для власних потреб, а й режим роботи ТВП. До модернізації один ТВП працював під навантаженням, а другий перебував у гарячому резерві та мав постійні втрати холостого ходу. Після підключення ВЕС у нормальному режимі частина навантаження РП власних потреб покривається локальним джерелом генерації. Для збереження надійності один ТВП залишається у гарячому резерві та може оперативно прийняти навантаження у разі недостатньої генерації або аварійного відключення ВЕС. Другий ТВП доцільно перевести у холодний резерв, що дозволяє усунути його постійні втрати холостого ходу [19].

Уточнимо важливу особливість розрахунку. Максимальна активна потужність споживачів власних потреб, визначена у підрозділі 2.4, становить 40,92 кВт. Водночас номінальна потужність обраної ВЕУ CONDOR AIR WES 380/50-75 дорівнює 75 кВт. Отже, у частині режимів можлива передача до РП не лише потужності, необхідної для власних потреб, а й надлишкової генерації, яка може бути використана іншими електроприймачами секції 0,4 кВ або обмежена системою керування ВЕУ. Тому кабельну лінію ВЕС–РП доцільно перевіряти за повною номінальною потужністю ВЕУ, а річний енергетичний ефект оцінювати за корисно використаною частиною виробітку.

Таблиця 2.16 – Вихідні дані для розрахунку втрат після впровадження ВЕС

Параметр	Позначення	Значення
----------	------------	----------

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Номинальна потужність ВЕУ	P _{ВЕУ}	75 кВт
Максимальна активна потужність власних потреб	P _{вп.мах}	40,92 кВт
Номинальна напруга лінії ВЕС–РП	U _н	0,38 кВ
Коефіцієнт потужності	cosφ	0,9
Довжина кабельної лінії ВЕС–РП	l	500 м
Очікуваний річний виробіток ВЕУ	W _{ВЕУ}	131400 кВт·год/рік
Еквівалентна тривалість роботи на номінальній потужності	Текв	1752 год/рік

Розрахунковий струм кабельної лінії при передаванні максимальної потужності ВЕУ визначається за виразом:

$$I_{\text{ВЕУ}} = P_{\text{ВЕУ}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi).$$

$$I_{\text{ВЕУ}} = 75 / (1,732 \cdot 0,38 \cdot 0,9) = 126,6 \text{ А.}$$

Для порівняння, струм у режимі живлення лише власних потреб при максимальному навантаженні 40,92 кВт становить:

$$I_{\text{вп}} = 40,92 / (1,732 \cdot 0,38 \cdot 0,9) = 69,1 \text{ А.}$$

Отже, за умовою нагріву кабель повинен безпечно пропускати струм не менше 126,6 А. Однак для лінії 0,4 кВ довжиною 500 м вирішальним критерієм є не тільки допустимий тривалий струм, а й падіння напруги та активні втрати в кабелі.

Таблиця 2.17 – Порівняння варіантів перерізу кабельної лінії ВЕС–РП

Переріз жили, мм²	r ₀ , Ом/км	I _{доп} , А	ΔU при 75 кВт, %	Оцінка
120	0,253	≈240	≈7,6	Завелике падіння напруги
150	0,206	≈270	≈6,4	Краще, але ще небажано
185	0,164	≈300	≈5,3	Прийнятний компроміс
240	0,125	≈350	≈4,3	Технічно краще, але дорожче

З таблиці видно, що кабель перерізом 120 мм² має достатній запас за допустимим тривалим струмом, але при передаванні повної потужності ВЕУ на довжину 500 м створює завелике падіння напруги. З огляду на можливі режими передавання до РП усієї потужності ВЕУ доцільно прийняти кабель більшого перерізу. У роботі приймається кабель АПвББШп-1 4×185 мм². Такий вибір є

компромісним: він не настільки масивний і дорогий, як 240 мм², але забезпечує істотне зменшення падіння напруги та втрат порівняно з 120 мм².

Для вибраного кабелю приймаємо питомий активний опір алюмінієвої жили $r_0 = 0,164$ Ом/км, питомий індуктивний опір $x_0 = 0,08$ Ом/км. Активний опір однієї жили на довжині 0,5 км дорівнює:

$$R = r_0 \cdot l = 0,164 \cdot 0,5 = 0,082 \text{ Ом.}$$

Втрати активної потужності в кабельній лінії у режимі передавання повної потужності БЕУ:

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot I_{\text{БЕУ}}^2 \cdot R / 1000;$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot 126,6^2 \cdot 0,082 / 1000 = 3,94 \text{ кВт.}$$

Очікуваний річний виробіток БЕУ у підрозділі 2.6 прийнято рівним 131400 кВт·год/рік. Еквівалентна тривалість роботи БЕУ з номінальною потужністю становить:

$$T_{\text{екв}} = W_{\text{БЕУ}} / P_{\text{БЕУ}} = 131400 / 75 = 1752 \text{ год/рік.}$$

Тоді річні втрати активної ЕЕ в кабельній лінії ВЕС–РП становитимуть:

$$\Delta W_{\text{кл.ВЕС}} = \Delta P_{\text{кл}} \cdot T_{\text{екв}} = 3,94 \cdot 1752 = 6909 \text{ кВт·год/рік.}$$

Корисна ЕЕ, яка може бути подана до РП після урахування втрат у кабельній лінії, орієнтовно дорівнює:

$$W_{\text{РП.ВЕС}} = W_{\text{БЕУ}} - \Delta W_{\text{кл.ВЕС}} = 131400 - 6909 = 124491 \text{ кВт·год/рік.}$$

Перевіримо вибраний кабель за падінням напруги. Для трифазної лінії падіння напруги визначається за виразом:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi).$$

При $\cos\varphi = 0,9$ маємо $\sin\varphi = 0,436$. Для режиму передавання повної потужності БЕУ:

$$\Delta U_{75} = 1,732 \cdot 126,6 \cdot 0,5 \cdot (0,164 \cdot 0,9 + 0,08 \cdot 0,436) = 20,0 \text{ В;}$$

$$\Delta U_{75}\% = 20,0 / 380 \cdot 100 = 5,26 \text{ \%}.$$

Отримане значення перебуває біля верхньої межі допустимого для низьковольтної лінії, однак є значно кращим, ніж для кабелю 120 мм². При цьому режим тривалого передавання повної потужності 75 кВт не є основним для власних потреб, оскільки максимальне навантаження власних потреб становить

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

40,92 кВт. Для основного режиму живлення власних потреб падіння напруги становитиме:

$$\Delta U_{\text{вп}} = 1,732 \cdot 69,1 \cdot 0,5 \cdot (0,164 \cdot 0,9 + 0,08 \cdot 0,436) = 10,9 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{вп}}\% = 10,9 / 380 \cdot 100 = 2,87 \text{ \%}.$$

Таким чином, кабель АПвБбШп-1 4×185 мм² забезпечує прийнятний рівень напруги у штатному режимі живлення власних потреб і дозволяє без перевищення допустимого тривалого струму передавати повну потужність ВЕУ у режимах, коли надлишкова генерація може бути використана іншими споживачами секції 0,4 кВ.

Після впровадження ВЕС добовий графік навантаження ТВП змінюється, оскільки частина ЕЕ власних потреб покривається локальним джерелом. За відсутності погодинного графіка генерації ВЕС подальший розрахунок виконується за річним енергетичним балансом. У цьому випадку визначається частина річного споживання, яку має передати ТВП після модернізації.

Після впровадження ВЕС зменшується частина ЕЕ, яка надходить до споживачів власних потреб через ТВП. Однак сам ТВП залишається під напругою як резервне джерело, тому втрати холостого ходу не зникають. Вони становлять:

$$\Delta W_{\text{хх1}} = P_{\text{хх1}} \cdot T_{\text{рік}} = 0,23 \cdot 8760 = 2014,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

У свою чергу за рахунок переводу ТВП2 у холодний резерв: $\Delta W_{\text{хх2}} = 0$.

Навантажувальні втрати ТВП зменшуються пропорційно частці навантаження, яка покривається ВЕС. За даними попередніх підрозділів річне електроспоживання власних потреб становить близько 259940 кВт·год/рік. Частка корисної ЕЕ ВЕС у цьому балансі дорівнює:

$$k_{\text{ВЕС}} = W_{\text{рп.ВЕС}} / W_{\text{вп}} = 124491 / 259940 = 0,479.$$

Річні навантажувальні втрати ТВП до модернізації становили орієнтовно 2657 кВт·год/рік. Після впровадження ВЕС їх можна оцінити як:

$$\Delta W_{\text{н.після}} = 2657 \cdot (1 - 0,479) = 1385 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

Тоді сумарні активні втрати в ТВП після впровадження ВЕС становитимуть:

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta W_{\text{ТВП.після}} = 2014,8 + 1385 = 3399,8 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}.$$

Повне відключення ТВП дозволило б усунути втрати холостого ходу, однак такий режим відповідав би холодному резерву і знижував би оперативність відновлення живлення відповідальних споживачів власних потреб. Тому для забезпечення надійності приймається режим гарячого резерву ТВП.

Таблиця 2.18 – Підсумок розрахунку втрат після впровадження ВЕС

Складова втрат	Позначення	Значення, кВт·год/рік
Втрати в кабельній лінії ВЕС–РП	$\Delta W_{\text{кл.ВЕС}}$	6909
Втрати холостого ходу ТВП1	$\Delta W_{\text{хх1}}$	2014,8
Втрати холостого ходу ТВП2	$\Delta W_{\text{хх2}}$	0
Навантажувальні втрати ТВП після модернізації	$\Delta W_{\text{н.після}}$	1385
Сумарні активні втрати після модернізації	$\Delta W_{\Sigma.\text{після}}$	≈ 10309

Отже, після впровадження ВЕС основною новою складовою втрат стають втрати в низьковольтній кабельній лінії ВЕС–РП. Це пояснюється тим, що передавання ЕЕ на напрузі 0,4 кВ супроводжується порівняно великим струмом. Для зменшення цих втрат теоретично доцільно було б перейти на вищий рівень напруги, наприклад 6 кВ. У такому разі струм у лінії значно зменшився б, а втрати в кабелі знизилися б пропорційно квадрату струму.

Однак для однієї ВЕУ потужністю 75 кВт передавання енергії на 6 кВ у даній роботі не приймається. Такий варіант потребував би встановлення додаткового підвищувального трансформатора 0,4/6 кВ біля ВЕУ, кабельної лінії 6 кВ, комутаційної апаратури та релейного захисту середньої напруги. Крім того, для живлення споживачів власних потреб напругу знову довелося б знижувати до 0,4 кВ через ТВП, що створило б додаткові трансформаторні втрати. Тому для локальної ВЕС невеликої потужності приймається безпосереднє підключення до РП 0,4 кВ із збільшенням перерізу кабелю до 185 мм².

Прийняте технічне рішення дозволяє зберегти просту структуру електропостачання власних потреб, забезпечити резервування від ТВП і водночас зменшити споживання ЕЕ з централізованої мережі за рахунок використання локальної ВЕС.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

2.8 Порівняльний аналіз режимів роботи системи електропостачання до та після модернізації

Порівняльний аналіз режимів роботи системи електропостачання виконується для оцінювання впливу впровадження ВЕС на енергетичний баланс власних потреб ГПП-4/1. До модернізації усе навантаження власних потреб живиться від централізованої мережі через ТВП. Після модернізації частина ЕЕ надходить від ВЕС до РП 0,4 кВ, а ТВП залишається резервним джерелом живлення.

Основна відмінність режимів полягає не лише у зміні джерела живлення, а й у зміні шляхів передавання ЕЕ. До модернізації ЕЕ передається на стороні 6 кВ до ТВП, після чого знижується до 0,4 кВ. Після модернізації корисна частина виробітку ВЕС передається до РП власних потреб безпосередньо на напрузі 0,4 кВ. Це зменшує обсяг ЕЕ, що надходить із централізованої мережі, але створює додаткову складову втрат у низьковольтній кабельній лінії ВЕС–РП.

Таблиця 2.19 – Порівняння енергетичного балансу до та після модернізації

Показник	До модернізації	Після модернізації	Характер зміни
Річне електроспоживання власних потреб, кВт·год/рік	257 856,08	257 856,08	Навантаження споживачів не змінюється
Корисна енергія від ВЕС до РП, кВт·год/рік	0	124 491	Покриття частини навантаження локальною генерацією
Енергія, яку необхідно передати через ТВП, кВт·год/рік	257 856,08	133 365,08	Зменшення на 48,3 %
Максимальне навантаження власних потреб, кВт	40,92	40,92	Залишається незмінним
Середнє навантаження власних потреб, кВт	29,44	29,44	Залишається незмінним

За результатами попередніх розрахунків річне споживання активної ЕЕ власних потреб становить 257 856,08 кВт·год/рік. Очікуваний річний виробіток ВЕУ становить 131400 кВт·год/рік однак після урахування втрат у кабельній лінії ВЕС–РП до РП може бути подано близько 124 491 кВт·год/рік. Отже, частка

навантаження, яка може бути покрита локальною генерацією становить приблизно 48.3 %.

Після модернізації через ТВП необхідно передати вже не всю річну ЕЕ власних потреб, а лише її залишкову частину:

$$W_{\text{ТВП.після}} = W_{\text{ВП}} - W_{\text{РП.ВЕС}} = 257\,856.08 - 124\,491 = 133\,365.08 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}.$$

Таким чином, ВЕС не замінює централізоване живлення повністю, але суттєво зменшує річний обсяг ЕЕ, що надходить через ТВП.

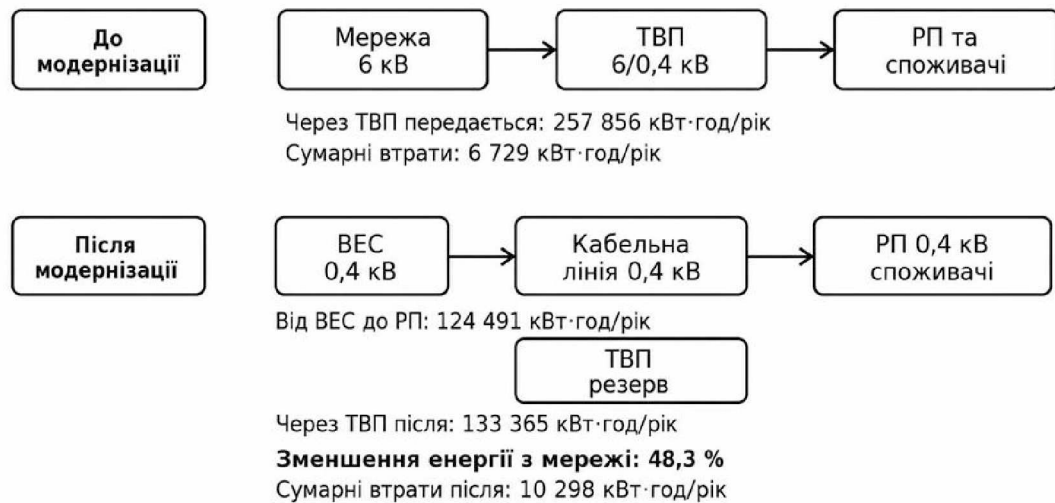


Рисунок 2.8 – Порівняння енергетичного балансу системи власних потреб до та після модернізації

Таблиця 2.20 – Порівняння активних втрат ЕЕ до та після модернізації

Складова втрат	До модернізації, кВт·год/рік	Після модернізації, кВт·год/рік	Пояснення
Втрати холостого ходу ТВП1	2014,80	2014,80	Зберігаються, оскільки ТВП перебуває у гарячому резерві
Втрати холостого ходу ТВП2	2014,80	0	Відсутні, оскільки ТВП перебуває у холодному резерві
Навантажувальні втрати ТВП	2657,29	1374,37	Зменшуються через часткове покриття навантаження від ВЕС
Втрати в кабельній лінії 6 кВ ГПП–ТВП	42,38	0	У порівнянні після модернізації для енергії від ВЕС ця лінія не є основним шляхом передавання
Втрати в кабельній лінії ВЕС–РП 0,4 кВ	0	6909	Нова складова втрат, пов'язана з передаванням енергії від ВЕС
Сумарні активні втрати	6729,27	10298,17	Фізичні втрати в розглянутих елементах зростають через довгу лінію 0,4 кВ

Порівняння активних втрат показує, що після впровадження ВЕС загальні втрати в розглянутих елементах становлять орієнтовно 10298 кВт·год/рік проти 6729,27 кВт·год/рік до модернізації. Формальне збільшення сумарних втрат пояснюється появою нової низьковольтної кабельної лінії ВЕС–РП довжиною 500 м, якою передається енергія на напрузі 0,4 кВ. За такої напруги струм є значно більшим ніж у мережі 6 кВ тому втрати в кабелі стають помітною складовою балансу.

Разом із цим збільшення локальних втрат не означає недоцільність модернізації. Основний ефект впровадження ВЕС полягає у зменшенні споживання ЕЕ з централізованої мережі та у використанні локального відновлюваного джерела для покриття частини власних потреб [20]. При цьому ТВП залишається у схемі як резервне джерело, що зберігає надійність живлення відповідальних споживачів.

Таблиця 2.21 – Якісне порівняння режимів роботи системи електропостачання

Ознака	До модернізації	Після модернізації
Джерело живлення власних потреб	Централізована мережа через ТВП	ВЕС у нормальному режимі; ТВП як резервне джерело
Роль ТВП	Основне джерело живлення РП 0,4 кВ	ТВП1 – гарячий резерв і джерело покриття дефіциту генерації ВЕС; ТВП2 – холодний резерв
Робота ВЕС	Відсутня	Покриває частину річного електроспоживання власних потреб
Надлишкова генерація	Не виникає	Може бути використана іншими споживачами секції 0,4 кВ або обмежена системою керування
Надійність живлення	Забезпечується централізованою мережею і резервуванням ТВП	Не знижується, оскільки ТВП зберігається у резерві
Втрати в лініях	Малі втрати у лінії 6 кВ	З'являються втрати у лінії ВЕС–РП 0,4 кВ

Після модернізації режим роботи системи електропостачання стає комбінованим. У періоди достатньої швидкості вітру частина навантаження власних потреб покривається від ВЕС. Якщо генерація ВЕС є меншою за поточне навантаження або станція аварійно відключається, живлення споживачів

забезпечується від ТВП. Такий підхід не потребує відмови від існуючої схеми живлення, а доповнює її локальним джерелом генерації.

Важливим результатом модернізації є те, що ВЕС не розглядається як повна заміна централізованого електропостачання. Її роль полягає у частковому покритті навантаження власних потреб і зменшенні річної енергії, яку необхідно отримувати через ТВП. Тому у подальшій техніко-економічній оцінці доцільно враховувати саме корисно використану ЕЕ ВЕС, а не всю теоретично можливу генерацію у випадках, коли миттєва потужність ВЕУ перевищує поточне навантаження власних потреб.

Отже, порівняльний аналіз показує, що впровадження ВЕС змінює характер роботи системи власних потреб: від повного живлення через ТВП система переходить до комбінованого режиму з локальною генерацією і резервуванням від централізованої мережі. Незважаючи на появу додаткових втрат у кабельній лінії 0,4 кВ, модернізація забезпечує суттєве зменшення річного споживання ЕЕ з мережі та створює основу для подальшого розрахунку економічного ефекту від використання ВЕС.

2.9 Оцінка техніко-економічного ефекту від впровадження вітроенергетичної станції

Техніко-економічна оцінка виконується для визначення очікуваного річного ефекту від використання ВЕС як локального джерела живлення власних потреб ГПП-4/1. Основний ефект модернізації полягає не у повному виведенні ТВП з роботи, а у зменшенні річного обсягу ЕЕ, що надходить з централізованої мережі. При цьому ТВП1 залишається резервним джерелом живлення, ТВП2 – виводиться у холодний резерв, а ВЕС покриває частину навантаження власних потреб за наявності достатньої швидкості вітру.

За результатами попередніх розрахунків очікуваний річний виробіток однієї ВЕУ становить 131400 кВт·год/рік. З урахуванням втрат у кабельній лінії ВЕС–РП корисна ЕЕ, яка може бути подана до РП власних потреб, становить 124491 кВт·год/рік. Саме це значення приймається для оцінювання економічного

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ефекту, оскільки воно характеризує фактично корисно використану енергію після втрат у лінії.

Таблиця 2.22 – Вихідні дані для техніко-економічної оцінки

Показник	Позначення	Прийняте значення
Корисна ЕЕ ВЕС, подана до РП	$W_{РП.ВЕС}$	124491 кВт·год/рік
Середня розрахункова вартість ЕЕ	C_e	6,00 грн/кВт·год
Орієнтовна вартість однієї ВЕУ 75 кВт	$K_{ВЕУ}$	2500000 грн
Довжина кабельної лінії ВЕС–РП	l	500 м
Орієнтовна вартість кабелю з прокладанням	$K_{каб}$	600000 грн
Комутація, захист, облік та узгодження з РП	$K_{дод}$	300000 грн
Монтажні та пусконаладжувальні витрати	K_m	15 % від обладнання і кабельної частини

Середня вартість ЕЕ у розрахунку приймається орієнтовно на рівні 6,00 грн/кВт·год. Це значення є наближеним, тому його доцільно уточнювати за фактичним тарифом конкретного підприємства або за комерційними умовами закупівлі ЕЕ. Орієнтовні капітальні витрати прийнято для попередньої техніко-економічної оцінки; у реальному проєкті вони мають уточнюватися за комерційними пропозиціями постачальників обладнання та кабельної продукції.

$$E_p = W_{РП.ВЕС} \cdot C_e;$$

$$E_p = 124491 \cdot 6,00 = 746946 \text{ грн/рік.}$$

Отже, за рахунок корисного використання ЕЕ ВЕС річне зменшення витрат на закупівлю ЕЕ з мережі становить приблизно 746946 грн/рік. У цьому значенні вже опосередковано враховано втрати в кабельній лінії ВЕС–РП, оскільки для розрахунку використано не повний виробіток ВЕУ, а корисну енергію, що надходить до РП.

$$K_{заг} = K_{ВЕУ} + K_{каб} + K_{дод} + K_m;$$

$$K_{заг} = 2500000 + 600000 + 300000 + 510000 = 3910000 \text{ грн.}$$

Для врахування витрат на технічне обслуговування, поточні огляди та підтримання працездатності ВЕУ у попередньому розрахунку приймаємо щорічні експлуатаційні витрати на рівні 2 % від загальних капітальних витрат:

$$Вексп = 0,02 \cdot K_{заг} = 0,02 \cdot 3910000 = 78200 \text{ грн/рік.}$$

$$E_{ч} = E_p - Вексп = 746946 - 78200 = 668746 \text{ грн/рік.}$$

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.02	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

$$\text{Ток} = \text{Кзаг} / \text{Еч} = 3910000 / 668746 = 5,85 \text{ року.}$$

Таблиця 2.23 – Узагальнені результати техніко-економічної оцінки

Показник	Значення
Корисна ЕЕ ВЕС, кВт·год/рік	124 491
Річний валовий економічний ефект, грн/рік	746 946
Орієнтовні капітальні витрати, грн	3 910 000
Експлуатаційні витрати, грн/рік	78 200
Чистий річний економічний ефект, грн/рік	668 746
Простий строк окупності, років	5.85

Отриманий строк окупності має орієнтовний характер, оскільки залежить від фактичної вартості ВЕУ, кабельної продукції, монтажних робіт, тарифу на ЕЕ та реального вітрового режиму на відвалі. Разом із тим розрахунок показує, що впровадження однієї ВЕУ потужністю 75 кВт може забезпечити відчутне зменшення закупівлі ЕЕ з мережі та створити додатковий ефект у вигляді підвищення енергетичної стійкості системи власних потреб.

Таким чином, техніко-економічний ефект модернізації визначається не лише зменшенням витрат на ЕЕ, а й підвищенням автономності локальної ділянки електропостачання [21]. ВЕС не замінює повністю централізоване живлення, однак дозволяє частково покрити навантаження власних потреб, зберігаючи резервування від ТВП. Це робить запропоноване рішення доцільним для подальшого розгляду в межах модернізації системи електропостачання ГПП-4/1.

ВИСНОВКИ

У роботі розглянуто питання модернізації системи електропостачання власних потреб ГЗК шляхом впровадження ВЕС як локального джерела ЕЕ. Обґрунтовано, що власні потреби ГПП є доцільним об'єктом для такої модернізації, оскільки їх навантаження є відносно невеликим порівняно з основними технологічними споживачами підприємства, але має важливе значення для забезпечення роботи освітлення, сигналізації, зв'язку, пультів керування, автоматики та допоміжних систем.

У першому розділі проаналізовано особливості електропостачання власних потреб ГЗК, роль ГПП, РП власних потреб та ТВП. Показано, що система власних потреб повинна мати резервування, оскільки повне покладання на ВЕС є недопустимим через змінний характер вітрового потоку. Визначено, що ВЕС доцільно розглядати не як заміну централізованого живлення, а як додаткове локальне джерело, яке частково зменшує споживання ЕЕ з мережі та змінює режим роботи ТВП.

У другому розділі виконано проєктування модернізованої системи електропостачання власних потреб. Для розрахунків прийнято максимальне активне навантаження власних потреб 40,92 кВт. До модернізації живлення споживачів здійснюється від мережі через ТВП, при цьому один трансформатор працює під навантаженням, а другий перебуває у резерві. Річне електроспоживання власних потреб становить 257856 кВт·год/рік. З урахуванням втрат робочого ТВП, втрат холостого ходу резервного ТВП та втрат у кабельній лінії сумарні втрати до модернізації становлять 6729 кВт·год/рік.

Для модернізованої схеми обрано одну ВЕС CONDOR AIR WES 380/50-75 номінальною потужністю 75 кВт. З урахуванням середньорічної швидкості вітру у Криворізькому регіоні та висоти відвалу близько 130 м визначено, що

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.В				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Висновки	Літ.	Арк.	Акрушіє	
Розробив		Побережний М.А.							
Перевірів		Дозсренко О.В.					57	2	
						КНУ гр. ЗЕЕМ-23ск			
Н. Контр.		Дозсренко О.В.							
Затвердж.		Пересунько І.І.							

розрахункова швидкість вітру на відвалі становить приблизно 6,85 м/с. Очікуваний річний виробіток ВЕУ за коефіцієнта використання встановленої потужності 0,2 становить 131400 кВт·год/рік. Після урахування втрат у кабельній лінії ВЕС–РП до шин РП надходить близько 124491 кВт·год/рік.

Для передавання ЕЕ від ВЕС до РП прийнято кабельну лінію 0,4 кВ довжиною 500 м з кабелем АПвББШп-1 4×185 мм². Такий переріз обрано не лише за допустимим тривалим струмом, а й за умовою обмеження падіння напруги у режимах передавання повної потужності ВЕУ. Розглянуто можливість переходу на напругу 6 кВ, однак для однієї ВЕУ потужністю 75 кВт такий варіант визнано недоцільним через потребу у додатковому підвищувальному трансформаторі, комутаційній апаратурі середньої напруги та появу додаткових трансформаторних втрат.

Порівняльний аналіз показав, що після впровадження ВЕС через ТВП необхідно передавати близько 133365 кВт·год/рік, тобто споживання ЕЕ з централізованої мережі зменшується на 48,3 %. При цьому один ТВП залишається резервним джерелом, а інший може бути переведений у холодний резерв, що дозволяє зменшити втрати холостого ходу. Отже, запропонована модернізація забезпечує часткове покриття власних потреб від локального відновлюваного джерела, зменшує залежність від централізованої мережі та зберігає необхідний рівень надійності електропостачання.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.В	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

[1] Півняк Г. Г., Білий М. М., Бажін Г. М. Електропостачання гірничих підприємств: Довідковий посібник. – Д.: Національний гірничий університет, 2008. – 550 с.

[2] Електрифікація гірничих робіт: Підручник. - Вид. 2-е, допрац. та доп. / Г. Г. Півняк, М. М. Бєлий, Л. П. Ворохов, В. Т. Заїка, Ю. М. Зражевський, Ю. Т. Разумний, А. Я. Рибалко, В. І. Тесленко, Ф. П. Шкрабець ; За ред. академіка НАН України Г. Г. Півняка. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2005. 615 с.

[3] Бойко С. М. Теоретичні засади формування електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації гірничорудних підприємств : монографія / С. М. Бойко ; за ред. О. М. Сінчука. – Кременчук : Щербатих О. В., 2020. – 260 с.

[4] Відновлювані джерела електричної енергії в структурах систем електропостачання залізрудних підприємств. (Аналіз, перспективи, проекти): Монографія / Сінчук О.М., Сінчук І.О., Бойко С.М., Караманиць Ф. І., Ялова О.М., Пархоменко Р.О.; Кривий Ріг: Видавництво ПП Щербатих О.В., 2017. 152 с.

[5] І. О. Сінчук., Э. С. Гузов, В. А. Кольсун, В. С. Козлов, С. М. Бойко, та О. Є. Мельник. Енергозбереження на підприємствах гірничовидобувної промисловості. Проблеми, шляхи реалізації: Монографія. Кременчук, Україна: ПП Щербатих О. В., 2016. – 340 с.

[6] І. О. Сінчук, Коментар до стану електроенергетики залізрудних підприємств як сегмента їх конкурентоспроможності. Кременчук, Україна: ПП Щербатих О. В., 2018. – 166 с.

[7] Давиденко Л. В. Електропостачання промислових об'єктів. Практикум

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.Л		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Список використаних джерел		
Розробив		Побережний М.А.					
Перевірів		Дозсренко О.В.					
Н. Контр.		Дозсренко О.В.					
Затвердж.		Пересунько І.І.					
					Літ.	Арк.	Акрушів
						59	3
					КНУ гр. ЗЕЕМ-23ск		

: навчальний посібник / Л. В. Давиденко, Н. В. Коменда, В. А. Давиденко, М. М. Євсюк. Луцьк : ВІП ЛНТУ, 2022. 244 с. ISBN 978-617-672-247-2.

[8] Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання : затв. наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.06.2013 № 399. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text>.

[9] Сінчук І. О. Методологічні засади оцінювання електроефективності залізорудних підприємств: монографія, ПП Щербатих. – 2019. 284 с.

[10] Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах : монографія / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик. – Вінниця : Вінниця : ВНТУ, 2014. – 204 с. ISBN 978-966-641-577-9.

[11] Основи вітроенергетики: підручник / Г. Півняк, Ф. Шкрабець, Нойбергер, Д. Циценков ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 335 с. ISBN 978-966-350-526-8.

[12] Бойко, С. М. Особливості електропостачання залізорудних підприємств при впровадженні розосередженої генерації / С.М. Бойко, Борисенко, Некрасов, Городній, Касянов // *Технічні науки та технології : науковий журнал / Черніг. нац. технол. ун-т.* – Чернігів : ЧНТУ, 2019. – № 2 (16). – С. 118-128.

[13] І. О. Сінчук, С. М. Бойко, І. В. Касаткіна, О. В. Дозоренко. Аспекти розвитку вітроенергетики в умовах залізорудних підприємств // *Вісник Криворізького національного університету : зб. наук. праць.* – Кривий Ріг, 2021. – Вип. 52. – С. 70–76. <https://doi.org/10.31721/2306-5451-2021-1-52-70-77>.

[14] Сінчук О.М. Аналіз факторів впливу на основні енергетичні характеристики вітроенергетичних станцій, що експлуатуються в умовах гірничорудних підприємств / О.М. Сінчук, С.М. Бойко, А.В. Некрасов, М.О. Ножнова, А.О. Онищенко // *Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки.* – 2020 – Том 31 (70) № 2. – С. 256-262.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.Л	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

[15] Energy-efficient system of power supply of remote consumers of mining and concentration plants: monograph / I. Sinchuk, O. Dozorenko, M. Baranovska, O. Zamytskyi, P. Polishchuk. Warsaw: iScience Sp. z.o.o. 2023. 107 p.

[16] Денисюк С.П., Дерев'янка Д.Г., Горенко Д.С. Особливості оцінювання режимів функціонування локальних систем з джерелами розосередженої генерації та накопичувачами. *Енергетика: економіка, технологія, екологія*. №1, 2020. С.7-20. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2020.217558>.

[17] Відрновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відрновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392 с. ISBN 978-966-999-077-8.

[18] Мілих В. І. Електропостачання промислових підприємств : підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В. І. Мілих, Т. П. Павленко. Харків : ФОП Панов А. М., 2016. 272 с. ISBN 978-617-7474-17-2.

[19] Operating modes of mining enterprises. Condition, problems.: monograph / O. Dozorenko, I. Peresunko, O. Mykhailenko, V. Fedotov, A. Pyrozhenko. Warsaw: iScience Sp. z.o.o. 2023. 114 p.

[20] Бойко С.М., Сінчук І.О., Жуков О.А., Савицький О.І. Комплексне використання відрновлювальних джерел енергії: Підручник. За редакцією доктора технічних наук, професора О.М. Сінчука – Кривий Ріг: ПП Щербатих О.В. – 2021. 204 с.

[21] Рубаненко О. О. Підвищення енергоефективності відрновлюваних джерел енергії : монографія / О. О. Рубаненко. Вінниця : ВНТУ, 2024. 204 с.

					КНУ.РБ.141.26.251с-12.Л	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60