

Криворізький національний університет
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

БУДНІКОВ КИРИЛО ВСЕВОЛОДОВИЧ

УДК 621.313-57, 621.313.32

ДИСЕРТАЦІЯ

**ВАРІАТИВНІСТЬ СИСТЕМ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОГО
ФУНКЦІОНУВАННЯ КОМПЛЕКСІВ ВОДОВІДВЕДЕННЯ В
СТРУКТУРАХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗАЛІЗОРУДНИХ ШАХТ**

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Галузь знань 14 – «Електрична інженерія»

Подається на здобуття ступеня доктора філософії

ТОМ 2

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

_____ К. В. Будніков

Науковий керівник:

Сінчук Ігор Олегович,
кандидат технічних наук, доцент

Кривий Ріг – 2022

ЗМІСТ

ДОДАТКИ.....	4
Додаток А 1. Загальні відомості про водовідливні комплекси шахт...	5
Додаток А 2. Аналіз технічних та технологічних параметрів експлуатуємих на вітчизняних залізорудних шахтах водовідливних комплексів.....	9
Додаток А 3. Характеристики насосів водовідливних комплексів вітчизняних залізорудних шахт.....	11
Додаток А 4. Вимоги до розбудови водовідливних комплексів залізорудних шахт.....	22
Додаток А 5. Аналіз технологічних параметрів функціонування головних водовідливних комплексів ряду залізорудних шахт України	27
Додаток Б 1. Статистика шахти «Покровська».....	33
Додаток Б 2. Статистика шахти «Козацька».....	35
Додаток Б 3. Статистика шахти «Тернівська».....	37
Додаток Б 4. Статистика шахти «Криворізька».....	39
Додаток В 1. Узагальнений опис блоків алгоритму роботи «АСК електропостачання-електроспоживання».....	41
Додаток Д 1. Варіант формату розбудови структур ГАЕС на платформі головних водовідливних комплексів в умовах залізорудних шахт.....	46
Додаток Д 2. Економічні показники роботи системи електропостачання з розподіленою генерацією на базі пікової ГАЕС, що містить одну гідротурбінну розміщену на підземному горизонті 500 метрів.....	51
Додаток Д 3. Економічні показники роботи системи електропостачання з розподіленою генерацією на базі пікової ГАЕС,	

що містить дві гідротурбіни, які розміщені на підземному горизонті 500 метрів.....	64
Додаток Д 4. Економічні показники роботи системи електропостачання з розподіленою генерацією на базі пікової ГАЕС, що містить чотири гідротурбіни, які розміщені на підземних горизонтах 500 і 940 метрів (по дві на кожному).....	76
Додаток Е. Впровадження результатів дисертаційної роботи.....	89

ДОДАТКИ

Додаток А 1. Загальні відомості про водовідливні комплекси шахт

Водовідливні комплекси шахт характеризуються високим тиском в ставах труб, великою подачею насосних агрегатів, наявністю забруднених і кислотних рудничних вод, обмеженими розмірами гірничих виробок та іншим. За своїм призначенням водовідливні установки в шахтах поділяються на головні (ГВК) і дільничні (або допоміжні).

Головні водовідливні установки призначені для відкачування сумарного припливу води в шахту, а допоміжні (дільничні) – для перекачування води з окремих ділянок шахти в водозбірник головного водовідливу або в деяких випадках – на поверхню шахти.

Згідно з вимогами ПБ та ПТЕ [68, 69] головні і дільничні водовідливні установки повинні мати водозбірники, які складаються з двох і більше виробок. Місткість водозбірників головного водовідливу повинна бути розрахована не менш ніж на 4-годинний нормальний приплив, а дільничних – на 2-годинний приплив. Насосна камера головного водовідливу повинна з'єднуватися: зі стовбуром шахти – похилим хідником, місце введення якого в стовбур повинне бути розташоване не нижче 7 м від рівня підлоги насосної камери; з пристовбурним двором – хідником з герметичними дверима; з водозбірником – за допомогою пристрою, що дозволяє регулювати надходження води та герметизувати насосну камеру.

При притоках менше 50 м³/год допускається влаштування дільничних водовідливних установок без спеціальних камер і на розсуд головного інженера шахти дозволяється мати водозбірники, які складаються з однієї виробки. Забруднена шахтна вода в водозбірниках піддається очищенню і освітленню.

У процесі відстоювання води водозбірники забруднюються осілим мулом, в результаті чого зменшується їх корисний об'єм і скорочується їх поперечний переріз. Для забезпечення нормальної роботи водовідливного комплексу водозбірники необхідно регулярно чистити. Для того щоб водозбірник можна

було чистити без зупинки водовідливної установки, його ділять на дві частини, надійно відокремлені одна від одної.

Головні водовідливні установки і установки в основних виробках з припливом води понад 50 м³/год повинні бути обладнані не менше ніж трьома насосними агрегатами. Подача кожного агрегату або групи робочих агрегатів, не враховуючи резервних, повинна забезпечувати відкачку нормального добового припливу води не більше ніж за 20 год. При проходці або поглибленні стволів, незалежно від припливу води, дозволяється застосування одного підвісного насоса при обов'язковій наявності другого насоса поблизу шахтного стовбура.

Головна водовідливна установка повинна бути обладнана не менше ніж двома напірними трубопроводами, з яких один є резервним, а для дільничних водовідливних установок допускається мати один трубопровід. Трубопроводи повинні бути закільцьовані і забезпечені засувками, що дозволяють переключити насосні агрегати на будь-який з трубопроводів.

На шахтах повинен бути встановлений суворий контроль за станом водовідливних комплексів. Всі водовідливні установки не рідше одного разу на добу повинні оглядатися особами, призначеними головним механіком шахти. Головна водовідливна установка повинна оглядатися не рідше одного разу в тиждень старшим механіком і не рідше одного разу на два тижні – головним механіком шахти.

Не рідше одного разу на рік повинна проводитися ревізія та наладка головної водовідливної установки спеціалізованою організацією, про що повинен складатися акт, який затверджується головним механіком виробничого об'єднання (комбінату, тресту). Вода, що стікає по шахтному стовбуру, збирається в зумпф.

Вода, що стікає з боків і ґрунту виробок, спеціально направляється в водовідвідні канами, з яких вона самотієм надходить в водозбірники головного або дільничного водовідливу. Для стоку води в ґрунті канами

підземних виробок надають поперечний ухил 0,002. Поздовжній ухил канави повинен складати від 0002 до 0007. Для осадження мінеральних часток та бруду уздовж канави через кожні 100 м влаштовують водовідстійні колодязі.

Будова головної водовідливної установки шахти значною мірою визначається вимогами [68, 69]. Вода, що повинна відкачуватися, надходить до водозбірника зі спеціальної похилої виробки, яка знаходиться поблизу допоміжного стовбура. У водозбірнику з води осаджуються тверді частинки завдяки чому вона освітлюється.

Згідно з [69] водозбірники головної водовідливної установки повинні складатися не менше ніж із двох ізольованих одна від одної гілок. Це дозволяє використовувати частину водозбірника й одночасно очищувати інші його гілки, забезпечуючи таким чином високу надійність роботи установки. Місткість водозбірників головного водовідливу повинна розраховуватися не менше ніж на 4-годинний максимальний приплив, не враховуючи замулювання. Водозбірники необхідно підтримувати в робочому стані – їх замулювання не повинно перевищувати 30% від об'єму.

Насоси головного водовідливного комплексу розміщуються в спеціальній насосній камері, що розташовується в пристовбурному дворі допоміжного ствола. Насосна камера з'єднується:

- зі стволем шахти – похилим хідником, місце введення якого в ствол повинно розташовуватися не нижче як на 7 м від рівня підлоги насосної камери;
- з пристовбурним двором – хідником із герметичними дверима;
- із водозбірником – однією або кількома спеціальними виробками, які облаштовані пристосуваннями, що дозволяють регулювати надходження води до камери та герметизувати насосну камеру.

Похилий хідник проводиться під кутом 25...30° і в місці з'єднання зі стовбуром має горизонтальний майданчик. Цей хідник використовується для прокладки труб і кабелів, а також рейкової колії та сходів. Його розміри

вибираються з умови транспортування по ньому насосів і електродвигунів. Підлога насосної камери влаштовується на 0,5 м вище підшви пристовбурного двору.

Кожен насос разом з привідним двигуном монтується на загальній фундаментальній плиті. Фундамент насоса перевищує рівень підлоги насосної камери на 0,1... 0,2 м. Для зменшення поперечних розмірів камери осі насосів розміщують відповідно її довжини. Між насосами залишають прохід від 1,0 до 1,5 м. Зазор між насосами та однією із стін камери приймається 0,7 м. З другого боку прокладається утоплена в підлогу рейкова колія. Над насосами на спеціальних балках розміщується вантажопідйомний пристрій для монтажу обладнання.

В насосній камері розташовуються приймальні колодязі, які з'єднуються з водозбірником виробками з регулювальними пристроями. Один приймальний колодязь робиться на 3 – 4 насоси. На кінцях усмоктувальних трубопроводів насосів, що опускаються в приймальні колодязі, обов'язково встановлюються зворотні клапани із захисними сітками. Підлога насосної камери виконується з нахилом у бік приймального колодязя.

Згідно з ПБ головні водовідливні комплекси шахт повинні складатися не менше ніж із трьох насосних агрегатів. Якщо агрегат складається з одного насоса, то загальна кількість насосів у камері три – робочий насос, резервний та ремонтний.

ПБ передбачається резервування напірних трубопроводів у головній водовідливній установці – вона повинна мати не менше, ніж два напірних трубопроводи, один з яких є резервним. Якщо кількість робочих трубопроводів не перевищує 3-х, повинен бути один резервний трубопровід, при більшій кількості – два резервних трубопроводи. Напірні трубопроводи в насосній камері повинні бути закільцьовані й обладнані засувками таким чином, щоб можна було підключати насоси до будь-якого трубопроводу, а також відключати їх від мережі. На виході з кожного насоса встановлюється зворотний клапан, який автоматично відключає насос від мережі в разі його зупинки.

Додаток А 2. Аналіз технічних та технологічних параметрів експлуатуємих на вітчизняних залізрудних шахтах водовідливних комплексів

В табл. А 2.1 наведено як доповнену до розділу 1 даного дослідження інформація по водовідливним установкам ряду вітчизняних шахт.

Таблиця А 2.1 – Інформація по водовідливним установкам залізрудних шахт

№ з/п	Шахта	Горизонт, м	Кількість насосів	Одинарна потужність двигунів, кВт
1	2	3	4	5
ПАТ «АрселорМіталл Кривий Ріг»				
1	ш. ім. Артема	475	6	800
		865	6	800
		865	2	500
		1045	5	315
		1135	5	500
		1135	4	75
Шахта Гігант-Глибока ПрАТ «ЦГЗК» (м. Кривий Ріг)				
2	Стовбур ш. Гігант (на консервації)	710	2	800
3	Стовбур ш. Победа	540	5	1000
		630	2	37
4	Стовбур ш. В-4	380	3	800
		630	3	500
		800	1	800
		800	2	500
		800	1	37
ПАТ «СУХА БАЛКА» (м. Кривий Ріг)				
5	ш. Фрунзе	410	3	800
		910	3	800
		1060	4	55
		1135	2	55
		1285	2	55
6	ш. Ювілейна	480	5	800
		940	5	800
		1340	5	800

ПАТ «Кривбасзалізрудком» (м. Кривий Ріг)				
7	ш. Криворізька	500	7	800
		940	7	800
		1240	6	560
		1465	6	800
8	ш. Покровська	437	4	800
		965	4	800
		1115	4	400
		1265	4	400
9	ш. Козацька	472	5	800
		792	3	630
		792	1	500
		1190	4	800
		1350	3	315
10	ш. Тернівська	527	5	800
		1050	4	800
		1200	4	250
		1350	4	315
ПраТ «Запорізький залізорудний комбінат» (м. Дніпрорудне)				
11	ш. Експлуатаційна	400	10	800
		480	7	800
		640	1	800
		640	7	400
		840	2	1000
		840	3	500
		940	2	500
		940	1	400
		1040	3	630
		1140	1	400

Додаток А 3. Характеристики насосів водовідливних комплексів вітчизняних залізорудних шахт

В останні десятиріччя розроблені і випускаються вітчизняними підприємствами насоси ЦНСШ 300-140...800 зі значно підвищеними (в порівнянні з насосами ЦНС 300-120..600) значеннями напору, ККД і показників надійності. Ці насоси призначені для перекачування води та, при необхідності, інших нейтральних рідин з температурою до 70°C, з водневим показником рН = 5,5...8,5, масовою концентрацією твердих частинок до 1,5 %, розміром до 1 мм і сумарним вмістом сульфатів і хлоридів до 2 г/л.

У порівнянні з ЦНС 300-120 ... 600 насоси ЦНСШ 300-140 ... 800 мають ряд позитивних конструктивних особливостей:

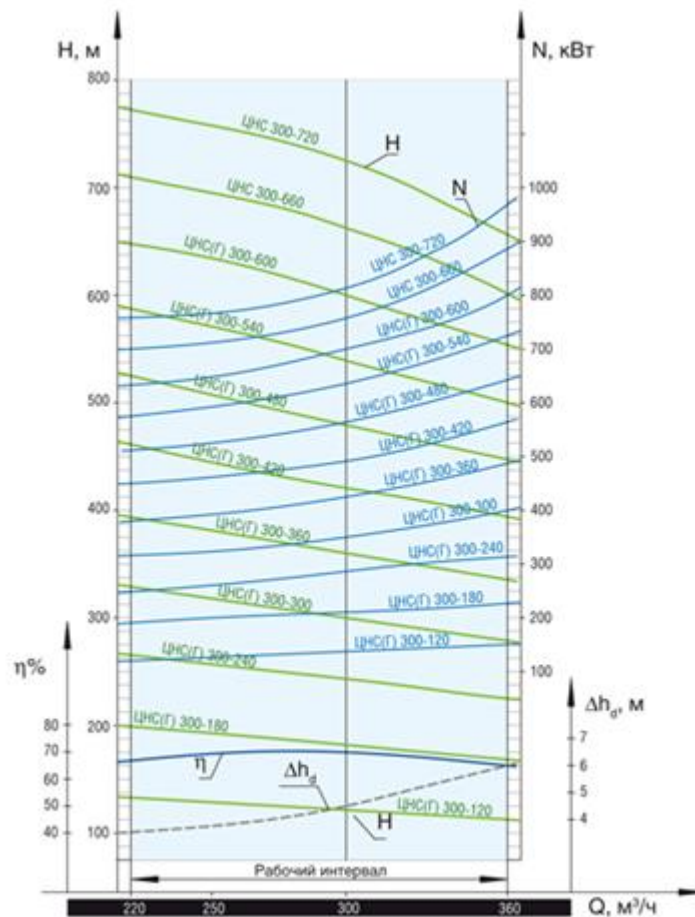
- застосована більш досконала експериментально відпрацьована геометрія проточної частини робочих коліс і направляючих апаратів;
- кріплення деталей ротора на валу виключає потрапляння води між валом і маточиною коліс, що запобігає їх «прикіпанню» до валу і дозволяє виробляти багаторазові розбирання та складання насоса при проведенні поточних і капітальних ремонтів без руйнування основних деталей;
- вода з камери розвантаження відводиться в порожнину переднього кронштейна, ніж запобігає підсмоктування повітря через сальникове ущільнення;
- основні деталі проточної частини насоса виготовлені з високолегованих сталей і сплавів, що забезпечують підвищені показники по корозійної і гідроабразивної зносостійкості;
- висока чистота поверхонь литих деталей проточної частини (лиття по виплавлених моделях) і динамічне балансування ротора забезпечують мінімальні гідравлічні втрати і низький рівень вібрації.

Основні параметри насосів в номінальному режимі (при подачі 300 м³/год. и частоті обертання 1480 об/хв) наведені в табл. А 3.1, а їх робочі характеристики – на рис. А 3.1.

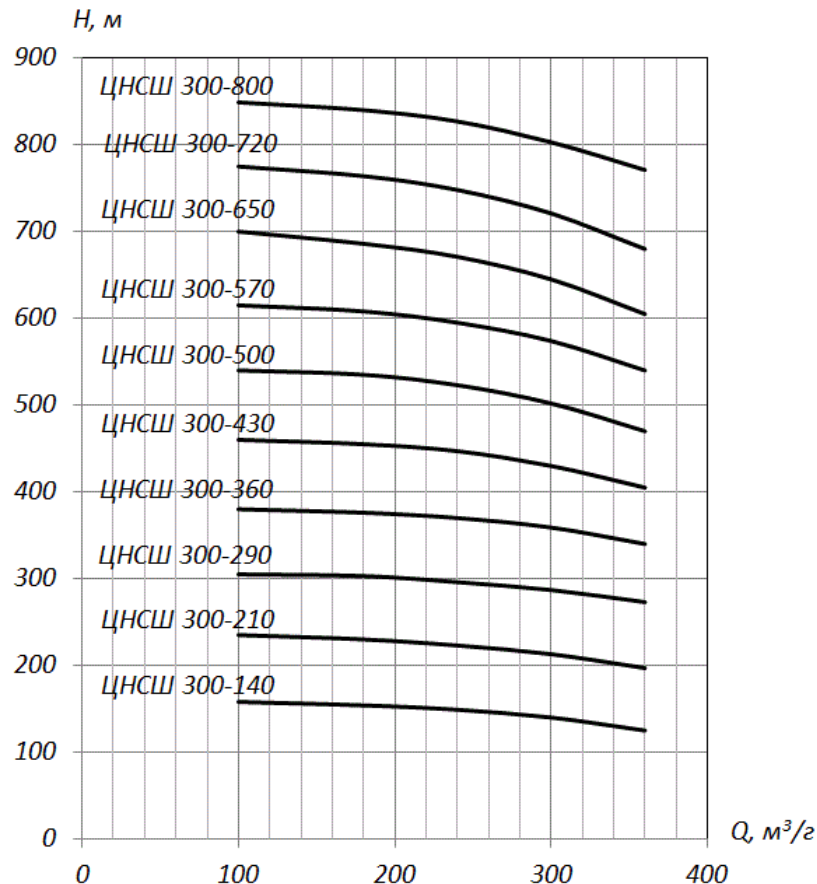
Таблиця А 3.1 – Параметри насосів ЦНСШ 300

Найменування показника	Значення показників для насосів ЦНСШ									
	300-140	300-210	300-290	300-360	300-430	300-500	300-570	300-650	300-720	300-800
Напір, м	143	214	286	358	430	500	572	645	715	800
Потужність, споживана насосом, кВт	150	225	300	375	450	525	600	675	750	825
Коефіцієнт корисної дії, %	74	75	75	76	76	77	77	78	78	79

Примітка: Припустимий кавітаційний запас 3,5 м при коефіцієнті запасу $R = 1,2$.



а)



б)

Рисунок А 3.1 – Характеристики шахтних насосів: Q – подача; H – напір; η – ККД насосу; Δh_d – кавітаційний запас, що допускається; $Z_{ст}$ – число ступенів насоса; $N_{ст}$ – потужність, споживана одним ступенем;

а) тип ЦНС 300; б) тип ЦНСШ 300

За даними випробувань насоси ЦНСШ 300 (в порівнянні з насосами ЦНС 300) мають при номінальній подачі натиск на ступінь вище на 20-25%, ККД більше на 10-15% і в 3-5 разів вищі показники надійності. У них середнє напруження на відмову 6500 год., встановлений середній ресурс до капітального ремонту 12500 год.

Переваги насосів ЦНСШ 300 в порівнянні з ЦНС 300 видно з зіставлення параметрів і характеристик ЦНСШ 300-570 і ЦНС 300-600 (табл. А 3.2), отриманих в результаті стендових і промислових випробувань. Насос ЦНСШ

300-570 при номінальній подачі 300 м³/год. має напір на ступінь на 25 % і ККД на 12 % вище, ніж у насосі ЦНС 300-600, а також більш високу всмоктувальну здатність. При цьому у насоса ЦНСШ 300-570 середнє напрацювання на відмову в 13 разів і середній ресурс до капітального ремонту в 3-4 разів вище, ніж у насоса ЦНС 300-600.

Річна економія електроенергії при експлуатації насоса ЦНСШ 300-570 в порівнянні з насосом ЦНС 300-600 становить 670 тис. кВт·год. (при тривалості роботи 5500 год на рік) і відповідно економія витрат на електроспоживання 22,7 тис. \$, що в 1,25 рази перевищує вартість витрат на електроенергію насоса типу ЦНСШ 300-570.

Таким чином, витрати на придбання насосів ЦНСШ 300 тільки за рахунок економії електроенергії окупається менш, ніж за рік.

Таблиця А 3.2 – Параметри і характеристик ЦНСШ 300-570 і ЦНС 300-600

Найменування показника	Тип насосу	
	ЦНСШ 300-570	ЦНС 300-600
Частота обертання, об/хв	1480	1475
Подача, м ³ /ч	300	300
Напір, м	570	570
Число ступенів	8	10
Напір ступені, м	72	57
Споживана потужність, кВт	600	716
ККД, %	77	65
Допустимий кавітаційний запас, м	3,5	4,5
Маса, кг	2740	2410
Середнє напрацювання на відмову, ч	6500	500
Середній ресурс до капітального ремонту, ч	12500	3800

На залізорудних шахтах України експлуатуються насоси ЦНС 300-240, ЦНС 300-360, ЦНС 300-540, ЦНС 300-600. Різновид типів насосів, які використовуються, пов'язаний з глибиною горизонтів шахт, на яких розташовані проміжні водозбірники шахтної води. Параметри насосів типу ЦНС 300 для відкачування шахтної води наведені в табл. А 3.3.

Таблиця А 3.3 – Основні технологічні параметри насосів типу ЦНС 300

Модель	Подача, м ³ /год	Потужність, кВт	Напір, м	Частота обертання, об/хв
ЦНС 300–240	300	315	240	1475
ЦНС 300–300	300	400	300	1475
ЦНС 300–360	300	500	360	1475
ЦНС 300–420	300	500	420	1475
ЦНС 300–480	300	630	480	1475
ЦНС 300–540	300	800	540	1475
ЦНС 300–600	300	800	600	1475

Проведений автором аналіз в форматі факт/план кількості насосів головних водовідливних установок ряду вітчизняних залізорудних шахт свідчить, що кількість встановлених насосів на горизонтах шахт менша за планову в 1,5 – 2 рази. Причин цьому факту декілька:

- 1) встановлена кількість насосів забезпечує в теперішній час відкачування шахтної води;
- 2) планова кількість насосів враховує можливе додаткове аварійне надходження шахтних вод і необхідність повної ліквідації цих аварій;
- 3) включення в роботу планової кількості насосів потребує модернізації ставів для підвищення їх пропускної здатності при відкачуванні води.

На рис. А 3.2 - А 3.5 наведені варіанти добових графіків споживання електроенергії електроприводами насосів водовідливних установок.

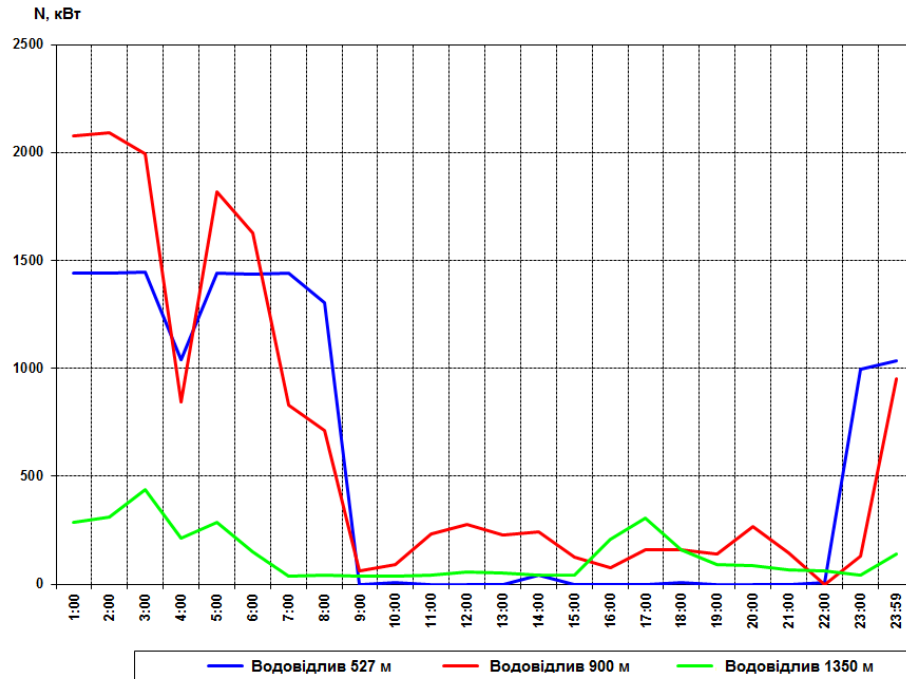


Рисунок А 3.2 – Графіки споживання активної електроенергії електроприводами шахтних водовідливних установок шахти Тернівська (м. Кривий Ріг)

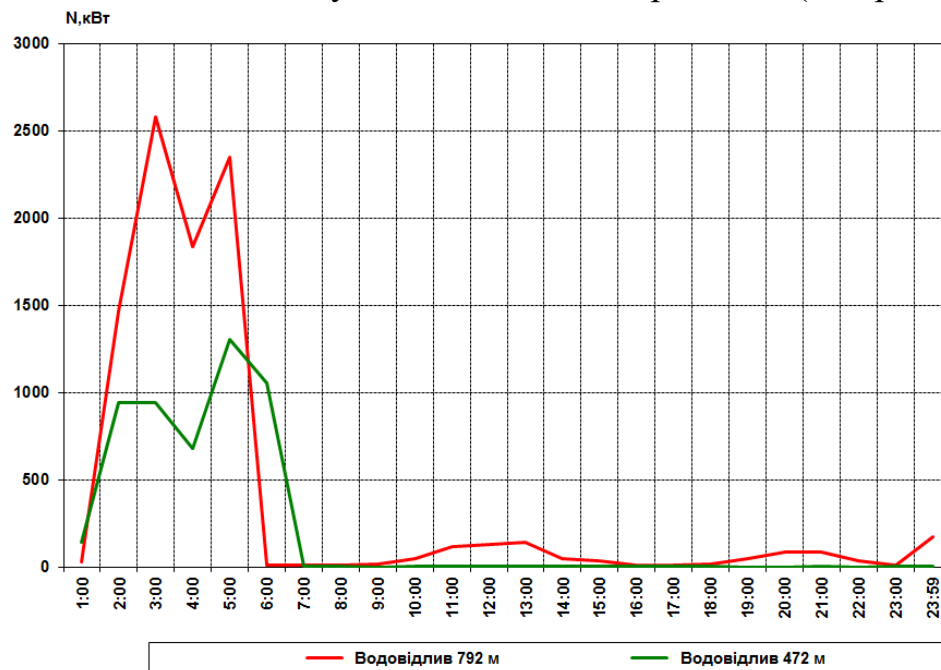


Рисунок А 3.3 – Графіки споживання активної електроенергії електроприводами шахтних водовідливних установок шахти Козацька (м. Кривий Ріг)

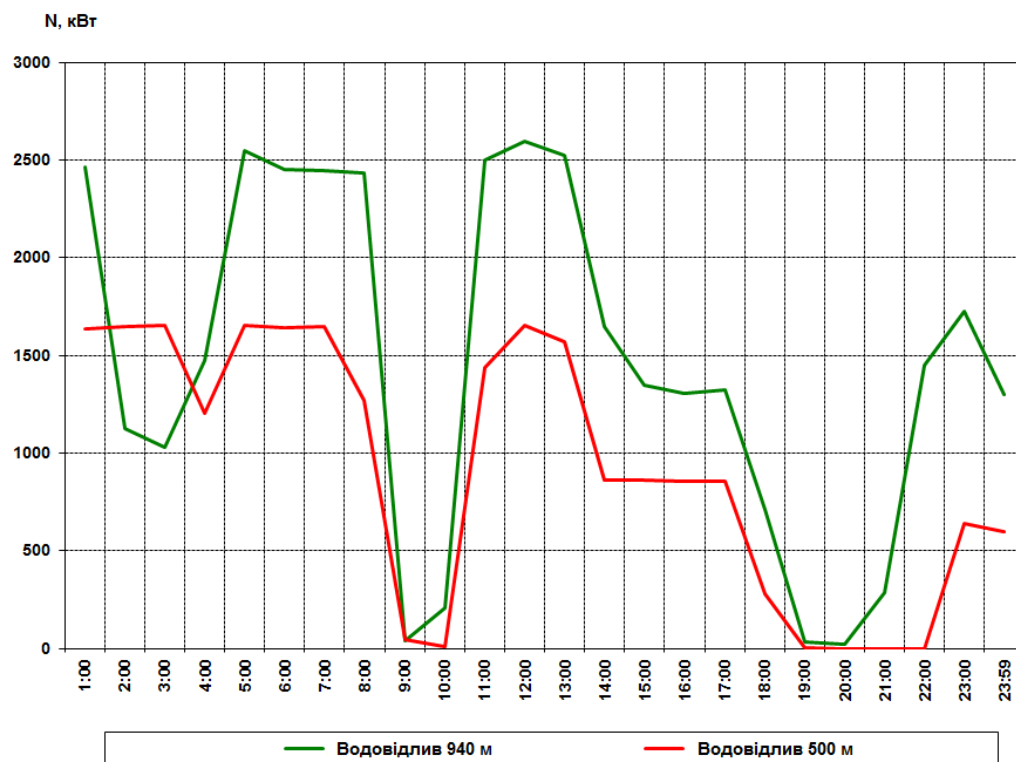


Рисунок А 3.4 – Графіки споживання активної електроенергії електроприводами шахтних водовідливних установок шахти Криворізька (м. Кривий Ріг)

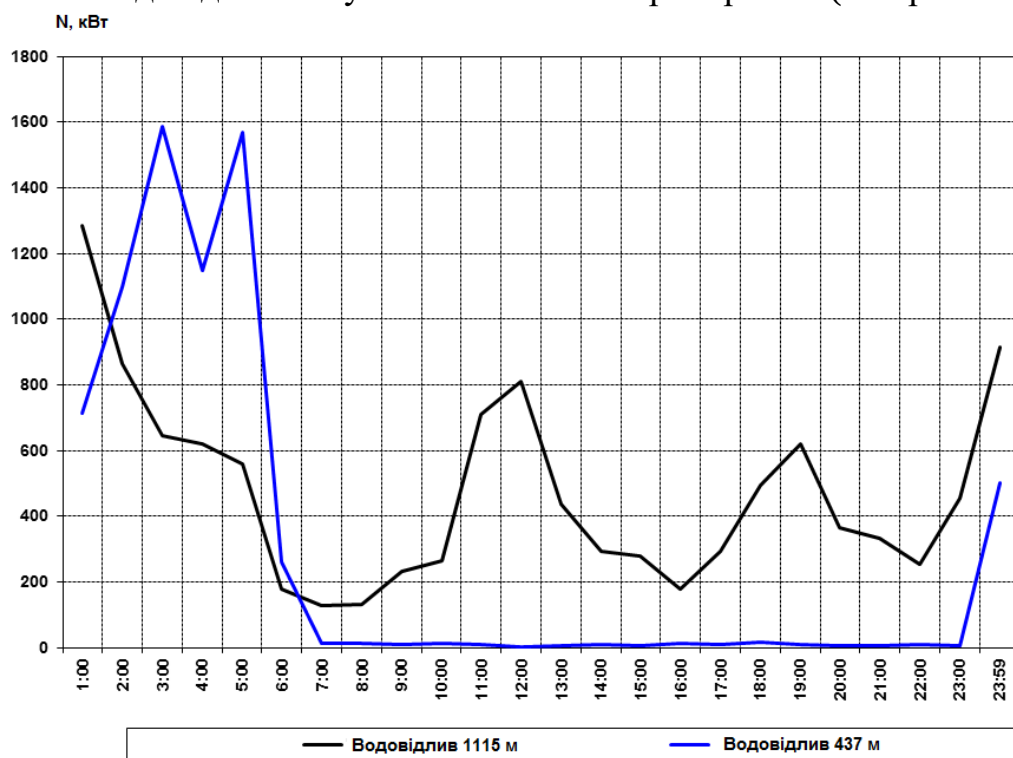


Рисунок А 3.5 – Графіки споживання активної електроенергії електроприводами шахтних водовідливних установок шахти Покровська (м. Кривий Ріг)

Як видно з наведених графіків (рис. А 3.2 – А 3.5) при сталій роботі насосів можна спостерігати постійний рівень споживання активної електроенергії, а в пускових режимах і в режимах відключення насосів – зміну рівнів активної електроенергії. Також на ці графіки може накладатись споживання сторонніх споживачів на цих горизонтах (дробарки, компресори, бурові установки і т. ін.), оскільки часто технічний облік електроенергії здійснюється на поверхових підстанціях.

Рівні активної електроенергії, що досягають 2500 – 3000 кВт, вказують на те, що в роботі знаходяться декілька насосів. Відключення насосів вранці відбувається о 7 – 8 годині, а включення – о 22 – 23 годині.

На шахті Криворізька через значний водоприплив відключення насосів вранці здійснюється з 8 до 10 години, а ввечері – з 17 до 20 години, а в інші періоди доби насоси можуть знаходитись в роботі через необхідність відкачування води і недопущення переповнення водозбірників.

Визначити добові і місячні обсяги водоприпливів по шахтам взагалі складно, якщо відсутні відповідні прибори. Потужність споживаної електроенергії електроприводів насосів визначається:

$$N = \frac{QH}{\eta}$$

де Q – продуктивність насосу; H – тиск води; η – ККД насосу та електродвигуна.

Продуктивність відкачування шахтної води може бути визначена при наявності датчика активної електроенергії (W) і датчика тиску (H):

$$Q = \frac{W \cdot \eta}{t \cdot H}$$

Об'єм відкачуваної води за проміжок часу t визначиться як:

$$V = Q \cdot t = \frac{W \cdot \eta}{H}$$

Якщо знехтувати змінами тиску шахтної води при включеннях і відключеннях насосів, то можна прийняти, що об'єм відкачуваної води

пропорційний спожитої електроенергії за певний проміжок часу (доба, місяць тощо).

В табл. А 3.4 представлені дані по добових витратах електроенергії по водовідливним установкам шахт.

Таблиця А 3.4 – Добове споживання електроенергії водовідливними установками ряду залізрудних шахт (м. Кривий Ріг)

Шахти	Добова електроенергія, кВт·год (%)		
	День	Ніч	Всього
Криворізька	28811 (46,7%)	32918 (53,3%)	61729 (100%)
Покровська	5006 (28,2%)	12718 (71,8%)	17724 (100%)
Козацька	983 (7,1%)	12935 (92,9%)	13918 (100%)
Тернівська	2833 (10,3%)	24701 (89,7%)	27534 (100%)
Гігант-Глибока	23464 (42,5%)	31795 (57,5%)	55259 (100%)

Як видно з табл. А 3.4, частка споживаної електроенергії водовідливних установок в денний час на шахті Криворізька досягає 46 %. Виключення роботи насосних установок в денний час на цій шахті дозволить зекономити близько 22-25 тис. грн. щодобово, а щомісячно – 660-750 тис. грн. Для зниження витрат на електроенергію по цій шахті необхідно підвищувати продуктивність водовідливних установок, щоб відкачування води максимально здійснювалось в нічний час (збільшення об'ємів водозбірників, використання високопродуктивних насосів, збільшення пропускної здатності трубопроводів, використання пристроїв плавного пуску асинхронних двигунів насосів на горизонтах тощо).

В табл. А 3.5 наведений формат звіту про місячне споживання електроенергії електроприводами насосів водовідливних установок ряду залізрудних шахт (м. Кривий Ріг).

Аналіз отриманих даних з об'ємів відкачування шахтної води показує, що питома витрата електроенергії на відкачування коливається в діапазоні 5,8 - 7,2 кВт · год/м³.

Таблиця А 3.5 – Звіт про місячне споживання електроенергії електроприводами насосів водовідливних установок ряду залізорудних шахт м. Кривий Ріг.

Найменування шахти і установки	Од. вим.	Оперативний план (ОП)	План на виконанні об'єми (ПнВО)	Факт (Ф)	Відхилення (Ф-ОП)	Відхилення (Ф-ПнВО)	Факт споживання по зонам доби, %	
							день	ніч
Тернівська								
Водовідлив	кВт*год	901587	890292	890292	-11295	0	41,30	58,70
Шахтна вода	м ³	121968	120440	120440	-1528	0		
Питомі витрати по водовідливу	кВт*год/м ³	7,392	7,392	7,392	0,000	0,000		
Козацька								
Водовідлив	кВт*год	741247	720001	720001	-21246	0	4,30	95,70
Шахтна вода	м ³	97200	94414	94414	-2786	0		
Питомі витрати по водовідливу	кВт*год/м ³	7,626	7,626	7,626	0,000	0,000		
Покровська								
Водовідлив	кВт*год	844557	604273	604273	-240284	0	47,40	52,60
Шахтна вода	м ³	117072	83764	83764	-33308	0		
Питомі витрати по водовідливу	кВт*год/м ³	7,214	7,214	7,214	0,000	0,000		
Криворізька								
Водовідлив	кВт*год	2303416	2196641	2196641	-106775	0	59,30	40,70
Шахтна вода	м ³	395640	377300	377300	-18340	0		
Питомі витрати по водовідливу	кВт*год/м ³	5,822	5,822	5,822	0,000	0,000		

Кожний насос згідно заводської документації має певну зону продуктивності з максимальним значенням ККД. При роботі групового електроприводу насосів при зміні кількості працюючих насосів кожний насос може мати відхилення від режиму роботи з максимальним значенням ККД. Це може призводити до зростання частки втрат потужності у порівнянні з корисною спожитою електроенергією на відкачування води.

Для забезпечення роботи електроприводів насосів з максимальним значення ККД необхідно використовувати системи автоматизації з програмованими логічними контролерами, які будуть в онлайн-режимі аналізувати ступінь завантаження електродвигунів насосів, рівні води в водозбірниках і при необхідності підключати або відключати насоси. Це дозволить забезпечити необхідний рівень енергоефективності роботи електрообладнання водовідливних установок шахт.

Додаток А 4. Вимоги до розбудови водовідливних комплексів залізорудних шахт

Згідно з вимогами Правил безпеки, головні і дільничні водовідливні комплекси шахт повинні мати декілька водозбірників, котрі розташовуються на підземних горизонтах. Загальна місткість водозбірників головного водовідливу шахти повинна бути розрахована не менш ніж на 4-годинний нормальний приплив, а дільничних – на 2-годинний приплив. Насосна камера головного водовідливу повинна з'єднуватися: зі стовбуром шахти – похилим хідником, місце введення якого в стовбур повинне бути розташоване не нижче 7 м від рівня підлоги насосної камери; з пристовбурним двором – хідником з герметичними дверима; з водозбірником – за допомогою пристрою, що дозволяє регулювати надходження води та герметизувати насосну камеру.

При притоках менше 50 м³/год допускається влаштування дільничних водовідливних установок без спеціальних камер і на розсуд головного інженера шахти дозволяється мати водозбірники, які складаються з однієї виробки. Забруднена та мінералізована шахтна вода в водозбірниках піддається очищенню і освітленню.

В результаті цього процесу відстоювання води, водозбірники забруднюються осілим мулом, в результаті чого зменшується їх корисний об'єм і скорочується поперечний переріз. Для забезпечення нормальної роботи водовідливного комплексу водозбірники необхідно регулярно чистити. Для цього процесу, з умовою чистити водозбірники без зупинки водовідливної установки, його (водозбірник) ділять на дві частини, надійно відокремлені одна від одної.

Головні водовідливні установки і установки в основних виробках з припливом води понад 50 м³/год повинні бути обладнані не менше ніж трьома насосними агрегатами. Подача кожного агрегату або групи робочих агрегатів, не враховуючи резервних, повинна забезпечувати відкачку нормального добового

припливу води не більше ніж за 20 год. При проходці або поглибленні стволів, незалежно від рівня припливу води, дозволяється застосування одного підвісного насоса при обов'язковій наявності другого поблизу шахтного стовбура.

Головна водовідливна установка повинна бути обладнана не менше ніж двома напірними трубопроводами, з яких один є резервним, а для дільничних водовідливних установок допускається мати один трубопровід. Трубопроводи повинні бути закільцьовані і забезпечені засувками, що дозволяють при необхідності швидко переключити насосні агрегати на будь-який з трубопроводів.

На шахтах повинен бути встановлений контроль за справністю водовідливних установок. Всі водовідливні установки не рідше одного разу на добу повинні оглядатися відповідними особами, і не рідше одного разу на рік повинна проводитися ревзія та наладка головної водовідливної установки спеціалізованою організацією, про що повинен складатися акт, який затверджується головним механіком чи енергетиком виробничого об'єднання (комбінату, тресту). Вода, що стікає по шахтному стовбуру, збирається в зумпф а та, що стікає з боків і ґрунту виробок, спеціально направляється в водовідвідні канали, з яких вона самопливом надходить в водозбірники головного або дільничного водовідливу. Для стоку води в ґрунті канали підземних виробок надають поперечний ухил 0,002. Поздовжній ухил канали повинен складати від 0002 до 0007. Для осадження мінеральних часток та бруду уздовж канали через кожні 100 м влаштовують водовідстійні колодязі.

Будова головної водовідливної установки шахти значною мірою визначається вимогами ПБ. Вода, що повинна відкачуватися, надходить до водозбірника зі спеціальної похилої виробки, яка знаходиться поблизу допоміжного стовбура. У водозбірнику з води осаджуються тверді частинки завдяки чому вона освітлюється.

Згідно з ПБ водозбірники головної водовідливної установки повинні складатися не менше ніж із двох ізольованих одна від одної гілок. Це дозволяє використовувати частину водозбірника й одночасно очищувати інші його гілки, забезпечуючи таким чином високу надійність роботи установки. Місткість водозбірників головного водовідливу повинна розраховуватися не менше ніж на 4-годинний максимальний приплив, не враховуючи замулювання. Водозбірники необхідно підтримувати в робочому стані – їх замулювання не повинно перевищувати 30 % від об'єму.

Насоси головного водовідливного комплексу розміщуються в спеціальній насосній камері, що розташовується в пристовбурному дворі допоміжного ствола. Насосна камера з'єднується:

- зі стволом шахти – похилим хідником, місце введення якого в ствол повинно розташовуватися не нижче як на 7 м від рівня підлоги насосної камери;
- з пристовбурним двором – хідником із герметичними дверима;
- із водозбірником – однією або кількома спеціальними виробками, які облаштовані пристосуваннями, що дозволяють регулювати надходження води до камери та герметизувати насосну камеру.

Похилий хідник проводиться під кутом 25...30° і в місці з'єднання зі стовбуром має горизонтальний майданчик. Цей хідник використовується для прокладки труб і кабелів, а також рейкової колії та сходів. Його розміри вибираються з умови транспортування по ньому насосів і електродвигунів. Підлога насосної камери влаштовується на 0,5 м вище підосви пристовбурного двору.

Кожен насос разом з приводним двигуном монтується на загальній фундаментальній залізобетонній плиті. Фундамент насоса повинен перевищувати рівень підлоги насосної камери на 0,1...0,2 м. Для зменшення поперечних розмірів камери осі насосів розміщують відповідно її довжини. Між насосами залишають прохід від 1,0 м до 1,5 м. Зазор між насосами та однією із

стіни камери приймається 0,7 м. З другого боку прокладається утеплена в підлогу рейкова колія. Над насосами на спеціальних балках розміщується вантажопідйомний пристрій для монтажу обладнання.

В насосній камері розташовуються приймальні колодязі, які з'єднуються з водозбірником виробками з регульовальними пристроями. Один приймальний колодязь робиться на 3 – 4 насоси. На кінцях усмоктувальних трубопроводів насосів, що опускаються в приймальні колодязі, обов'язково встановлюються зворотні клапани із захисними сітками. Підлога насосної камери виконується з нахилом у бік приймального колодязя.

Згідно з ПБ головні водовідливні установки шахт повинні складатися не менше ніж із трьох насосних агрегатів. Якщо агрегат складається з одного насоса, то загальна кількість насосів у камері три – робочий насос, резервний та ремонтний.

Передбачається резервування напірних трубопроводів у головній водовідливній установці – вона повинна мати не менше, ніж два напірних трубопроводи, один з яких є резервним. Якщо кількість робочих трубопроводів не перевищує 3-х, повинен бути один резервний трубопровід, при більшій кількості – два резервних трубопроводи. Напірні трубопроводи в насосній камері повинні бути за кільцьовані й обладнані засувками таким чином, щоб можна було підключати насоси до будь-якого трубопроводу, а також відключати їх від мережі. На виході з кожного насоса встановлюється зворотний клапан, який автоматично відключає насос від мережі в разі його зупинки.

Залежно від глибини шахти та кількості горизонтів, на яких ведуться роботи, можливі дві основні гідравлічні схеми головного водовідливу – пряма відкачка води на поверхню та ступенева схема з перекачкою води із нижче-розташованого горизонту на верхній (див. розділ 1). При такій ступеневій схемі насоси кожного підземного горизонту звідки відкачується вода працюють

незалежно один від одного. Методика розрахунків технологічних параметрів обох схем ідентична.

В деяких умовах може бути доцільною інша ступенева схема головного водовідливу, при якій насос вище розташованого горизонту підключається послідовно до нижче розташованого насоса.

В абсолютній більшості випадків насоси в насосних камерах розміщуються вище рівня води у водозбірниках, хоча інколи вони розташовуються нижче цього рівня.

Додаток А 5. Аналіз технологічних параметрів функціонування головних водовідливних комплексів ряду залізрудних шахт України

А 5.1 Стан головного водовідливу шахти «Криворізька»

Стан головного водовідливу шахти «Криворізька» не відповідає проекту.

1) Головний водовідлив шахти «Криворізька» складається з 4-ох ступенів й укомплектований насосами типу ЦНС 300 (табл. А 5.1).

Таблиця А 5.1 – Кількість насосних агрегатів та водонапірних ставів головного водовідливу шахти «Криворізька» (м. Кривий Ріг)

Горизонт	Кількість насосних агрегатів, водонапірних ставів					
	насосні агрегати		відхи-лення	водонапірні стави		відхи-лення
	за проектом	фактично	+/-	за проектом	фактично	+/-
500 м	7	3	-4	3	1	-2
840 м	7	3	-4	3	2	-1
1240 м	6	3	-3	3	2	-1
1465 м	6	4	-2	3	1	-2
Усього	26	13	-13	12	6	-6

2) Сумарний проектний об'єм водозбірників головних водовідливів складає 11800 м³, фактичний – 6400 м³.

3) Середній сумарний водоприплив ш. «Криворізька» складає 476,2 м³/год. в 2020 році (за даними гідрологічної служби шахти).

4) Існуюча 46 % зашламованість водозбірників не дозволяє накопичувати воду протягом доби згідно інструкції взаємодії ГЗП «Кривбасводопостачання» та ПАТ «Кривбасзалізрудком» (табл. А 5.2).

Таблиця А 5.2 – Об'єм водозбірників головного водовідливу шахти «Криворізька» (м. Кривий Ріг)

Горизонт	Проектний об'єм водозбірників, м ³		
	за проектом	фактично	відхилення
500 м	3000	1500	-1500
840 м	2400	1200	-1200
1240 м	2400	1200	-1200
1465 м	4000	2500	-1500
Усього	11800	6400	-5400

А 5.2 Стан головного водовідливу шахти «Тернівська»

Стан головного водовідливу шахти «Тернівська» не відповідає проекту.

1) Головний водовідлив шахти «Тернівська» складається з 4-ох ступенів й укомплектований насосами типу ЦНС 300 (табл. А 5.3).

Таблиця А 5.3 – Кількість насосних агрегатів та водонапірних ставів головного водовідливу шахти «Тернівська» (м. Кривий Ріг)

Горизонт	Кількість насосних агрегатів, водонапірних ставів					
	насосні агрегати		відхи-лення	водонапірні стави		відхи-лення
	за проектом	фактично	+/-	за проектом	фактично	+/-
527 м	5	2	-3	2	1	-1
1050 м	4	3	-1	2	1	-1
1200 м	4	3	-1	2	2	0
1350 м	4	3	-1	2	2	0
Усього	17	11	-6	8	6	-2

2) Сумарний проектний об'єм водозбірників головних водовідливів складає 7774 м³, фактичний – 3900 м³.

3) Середній сумарний водоприплив ш. «Тернівська» (з урахуванням ш. ім. «Орджонікідзе») складає 183,1 м³/год. в 2020 році (за даними гідрологічної служби шахти).

4) Добовий водоприплив ш. «Тернівська» складає 4394,4 м³, що на 12 % більше фактичного об'єму водозбірників.

5) Існуюча 50 % зашламованість водозбірників не дозволяє накопичувати воду протягом доби згідно інструкції взаємодії ГЗП «Кривбасводопостачання» та ПАТ «Кривбасзалізрудком» (табл. А 5.4).

Таблиця А 5.4 – Об’єм водозбірників головного водовідливу шахти «Тернівська» (м. Кривий Ріг)

Горизонт	Проектний об’єм водозбірників, м ³		
	за проектом	фактично	відхилення
527 м	1958	1000	-958
1050 м	1753	900	-853
1200 м	2063	1000	-1063
1350 м	2000	1000	-1000
Усього	7774	3900	-3874

А 5.3 Стан головного водовідливу шахти «Покровська»

Стан головного водовідливу шахти «Покровська» не відповідає проекту.

1) Головний водовідлив шахти «Покровська» складається з 4-ох ступенів та укомплектований насосами типу ЦНС 300 (табл. А 5.5).

Таблиця А 5.5 – Кількість насосних агрегатів та водонапірних ставів головного водовідливу шахти «Покровська» (м. Кривий Ріг)

Горизонт	Кількість насосних агрегатів, водонапірних ставів					
	насосні агрегати		відхи- лення	водонапірні стави		відхи- лення
	за проектом	фактично	+/-	за проектом	фактично	+/-
437 м	4	1	-3	2	1	-1
965 м	4	1	-3	2	1	-1
1115 м	4	1	-3	2	2	0
1265 м	4	1	-3	2	1	-1
Усього	16	4	-12	8	5	-3

2) Сумарний проектний об’єм водозбірників головних водовідливів складає 9190 м³, фактичний – 6701 м³.

3) Середній сумарний водоприплив ш. «Покровська» складає 129,7 м³/год. в 2020 році (за даними гідрологічної служби шахти).

4) Добовий водоприплив ш. «Покровська» складає 3112,8 м³.

5) Існуюча 27 % зашламованість водозбірників не дозволяє накопичувати воду протягом доби згідно інструкції взаємодії ГЗП «Кривбасводопостачання» та ПАТ «Кривбасзалізрудком» (табл. А 5.6).

Таблиця А 5.6 – Об'єм водозбірників головного водовідливу шахти «Покровська» (м. Кривий Ріг)

Горизонт	Проектний об'єм водозбірників, м ³		
	за проектом	фактично	відхилення
437 м	2900	2110	-790
965 м	2100	1506	-594
1115 м	2950	2115	-835
1265 м	1240	970	-270
Усього	9190	6701	-2489

А 5.4 Стан головного водовідливу шахти «Козацька»

Стан головного водовідливу шахти «Козацька» не відповідає проекту.

1) Головний водовідлив шахти «Козацька» складається з 4-ох ступенів та укомплектований насосами типу ЦНС 300 (табл. А 5.7).

Таблиця А 5.7 – Кількість насосних агрегатів та водонапірних ставів головного водовідливу шахти «Козацька» (м. Кривий Ріг)

Горизонт	Кількість насосних агрегатів, водонапірних ставів					
	насосні агрегати		відхилення	водонапірні стави		відхилення
	за проектом	фактично	+/-	за проектом	фактично	+/-
472 м	5	3	-2	2	2	0
792 м	4	2	-2	2	2	0
1190 м	4	2	-2	2	2	0
1350 м	3	3	0	2	2	0
Усього	16	10	-6	8	8	0

2) Сумарний проектний об'єм водозбірників головних водовідливів складає 7500 м³, фактичний – 4750 м³.

3) Середній сумарний водо притік ш. «Козацька» складає 142,1 м³/год. в 2020 році (за даними гідрологічної служби шахти).

4) Добовий водоприплив ш. «Козацька» складає 3410,4 м³.

5) Існуюча 37 % зашламованість водозбірників не дозволяє накопичувати воду протягом доби згідно інструкції взаємодії ГЗП «Кривбасводопостачання» й ПАТ «Кривбасзалізрудком» (табл. А 5.8).

Таблиця А 5.8 – Об'єм водозбірників головного водовідливу шахти «Козацька» (м. Кривий Ріг)

Горизонт	Проектний об'єм водозбірників, м ³		
	за проектом	фактично	відхилення
472 м	2000	1000	-1000
792 м	1500	750	-750
1190 м	2000	1000	-1000
1350 м	2000	2000	0
Усього	7500	4750	-2750

Резюме:

1) Головні водовідливи шахт виконують допоміжну роботу по відкачуванню шахтної води при підземному видобутку руди.

2) Головний водовідлив кожної шахти складається з 4 – х ступенів, котра включає в себе:

- водозбірники;
- насосну камеру;
- камеру підстанції тощо.

2) Кожна насосна камера обладнана стаціонарними насосними агрегатами, котрі складаються з:

- насосу ЦНС – 300;
- електродвигуна;
- вакуум баку;
- запірної арматури тощо.

3) Кількість насосних агрегатів кожного ступеню на кожній з шахт визначені проектом.

4) У першому півріччі 2020 року притоки води по шахтам склали:

- ш. «Тернівська» 183,1 м³/год.;
- ш. «Козацька» 142,1 м³/год.;
- ш. «Покровська» 129,7 м³/год.;
- ш. «Криворізька» 476,2 м³/год.

5) За станом на 18.09.2020 р. усі головні водовідливи шахт не укомплектовані проектною кількістю насосних агрегатів » (табл. А 5.9).

Таблиця А 5.9 – Проектний об'єм водозбірників

Шахта	Проектний об'єм водозбірників, м ³		
	за проектом	фактично	відхилення
ш. «Тернівська»	17	11	-6
ш. «Козацька»	16	10	-6
ш. «Покровська»	16	4	-12
ш. «Криворізька»	26	13	-13
Комбінат	75	28	-37

Висновки:

1) Річні витрати на відкачування шахтної води структурними підрозділами ПАТ «Кривбасзалізрудком» складають 60224,6 тис. грн в 2020 році.

2) Приведення головних водовідливів до проектного стану дозволяє знизити річні витрати до 42857,1 тис. грн., що дозволяє заощадити 17367,5 тис. грн. щорічно.

3) Для приведення головних водовідливів у проектний стан необхідно придбати насоси ЦНС–300 у кількості 37 шт. та відновити 11 водовідливних ставів.

4) У даній роботі не передбачені інвестиційні вкладення на придбання насосів ЦНС–300 та відновлення водовідливних ставів.

Додаток Б 1. Статистика шахти «Покровська»

Таблиця Б 1.1 – Описова статистика шахти «Покровська»

Ск.ПУ		Вентил		Водоот		Д С Ф	
Середнє	9698,077	Середнє	13054,92	Середнє	12577	Середнє	7194,462
Стандартн	825,2093	Стандартн	968,5881	Стандартн	1161,515	Стандартн	740,7621
Медіана	9148	Медіана	14333	Медіана	11362	Медіана	6128
Стандартн	2975,334	Стандартн	3492,294	Стандартн	4187,901	Стандартн	2670,856
Дисперси	8852615	Дисперси	12196117	Дисперси	17538514	Дисперси	7133470
Ексцесс	-0,69336	Ексцесс	1,539413	Ексцесс	-1,70323	Ексцесс	1,635643
Асимметр	-0,01005	Асимметр	-1,23451	Асимметр	0,072024	Асимметр	1,269334
Інтервал	9800	Інтервал	12909	Інтервал	11918	Інтервал	9461
Мінімум	4657	Мінімум	4657	Мінімум	6208	Мінімум	4264
Максимум	14457	Максимум	17566	Максимум	18126	Максимум	13725
Сумма	126075	Сумма	169714	Сумма	163501	Сумма	93528
Счет	13	Счет	13	Счет	13	Счет	13
Найбільш	14457	Найбільш	17566	Найбільш	18126	Найбільш	13725
Найменш	4657	Найменш	4657	Найменш	6208	Найменш	4264
Уровень н	1797,977	Уровень н	2110,372	Уровень н	2530,723	Уровень н	1613,982

Таблиця Б 1.2 – Описова статистика шахти «Покровська»

Показники	ЕЕ	Добуток руди	Водо- притік	Горизонт	Потужність
Середнє	3596321	1461500	1391133	1052	600
Стандартна похибка	69349,97	53133,01	40420,05	132,3971	89,44272
Медіана	3599982	1428000	1401125	1190	600
Стандартне відхилення	169872,1	130148,8	99008,5	324,3054	219,089
Дисперсія вибірки	2,89E+10	1,69E+10	9,8E+09	105174	48000
Ексцес	1,188057	-1,56828	-2,41988	3,198167	-3,33333
Асиметричність	0,544515	0,597699	-0,16238	-1,7945	-6,7E-17
Інтервал	505484	317000	226359	828	400
Мінімум	3369876	1329000	1273886	437	400
Максимум	3875360	1646000	1500245	1265	800
Сума	21577926	8769000	8346798	6312	3600
Кількість	6	6	6	6	6
Найбільший (1)	3875360	1646000	1500245	1265	800

Найменший (1)	3369876	1329000	1273886	437	400
Рівень надійності (95,0%)	178269,8	136582,7	103903,1	340,3377	229,9198

Таблиця Б 1.3 – Регресійна статистика та дисперсійний аналіз шахти «Покровська»

<i>Регрессионная статистика</i>								
Множественный коэффициент корреляции R	0,984836							
Квадрат множественного коэффициента корреляции R-квадрат	0,969901							
Нормированный коэффициент корреляции	0,849507							
Стандартная ошибка	65899,21							
Наблюдения	6							
<i>Дисперсионный анализ</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>значимость F</i>			
Регрессия	4	1,4E+11	3,5E+10	8,056029	0,257623			
Остаток	1	4,34E+09	4,34E+09					
Итого	5	1,44E+11						
<i>Коэффициенты регрессии</i>								
У-пересечение	1568560	13056620	0,120135	0,923884	-1,6E+08	1,67E+08	-1,6E+08	1,67E+08
Переменная 1	1,549974	3,007178	0,515425	0,697025	-36,6598	39,75979	-36,6598	39,75979
Переменная 2	0,253796	6,582224	0,038558	0,975466	-83,3813	83,88888	-83,3813	83,88888
Переменная 3	-686,033	227,8454	-3,01096	0,204137	-3581,08	2209,017	-3581,08	2209,017
Переменная 4	218,5287	1129,87	0,193411	0,878373	-14137,8	14574,88	-14137,8	14574,88

Рівняння регресії:

$$Y = 1568560 + 1.55x_1 + 0.25x_2 - 686.033x_3 + 218.53x_4, \quad (\text{Б } 1.1)$$

де x_1 – добуток руди, x_2 – водоприплив, x_3 – горизонт, x_4 – потужність.

Додаток Б 2. Статистика шахти «Козацька»

Таблиця Б 2.1 – Описова статистика шахти «К»

Ск.ПУ		Вентил		Водоот		Д С Ф	
Среднее	12670,30769	Среднее	13626,30769	Среднее	2950,692	Среднее	4066,84615
Стандартная оши	963,426706	Стандартна	345,2778217	Стандартн	545,8176	Стандартн	536,655441
Медиана	13292	Медиана	13534	Медиана	2823	Медиана	3880
Стандартное отк	3473,684388	Стандартно	1244,91689	Стандартн	1967,974	Стандартн	1934,93871
Дисперсия выбо	12066483,23	Дисперсия	1549818,064	Дисперси	3872920	Дисперси	3743987,81
Эксцесс	-0,042569567	Эксцесс	0,220913399	Эксцесс	0,830259	Эксцесс	-0,8551358
Асимметричност	-0,765072498	Асимметри	0,470049305	Асимметр	0,803559	Асимметр	0,11274526
Интервал	10826	Интервал	4548	Интервал	6927	Интервал	6190
Минимум	5979	Минимум	11625	Минимум	526	Минимум	1125
Максимум	16805	Максимум	16173	Максимум	7453	Максимум	7315
Сумма	164714	Сумма	177142	Сумма	38359	Сумма	52869
Счет	13	Счет	13	Счет	13	Счет	13
Наибольший(1)	16805	Наибольш	16173	Наибольш	7453	Наибольш	7315
Наименьший(1)	5979	Наименьш	11625	Наименьс	526	Наименьс	1125
Уровень надежн	2099,126467	Уровень на	752,2957477	Уровень н	1189,234	Уровень н	1169,27176

Таблиця Б 2.2 – Описова статистика шахти «Козацька»

ЕЕ		доб.руди		водоприт		горизонт		потужн	
Среднее	3509076	Среднее	1585667	Среднее	1162179	Среднее	1084	Среднее	807,5
Стандартн	48394,35	Стандартн	34820,17	Стандартн	55639,9	Стандартн	150,9207	Стандартн	313,865
Медиана	3456129	Медиана	1599500	Медиана	1184417	Медиана	1270	Медиана	557,5
Мода	#Н/Д	Мода	#Н/Д	Мода	#Н/Д	Мода	1350	Мода	315
Стандартн	118541,5	Стандартн	85291,66	Стандартн	136289,4	Стандартн	369,6788	Стандартн	768,8091
Дисперси	1,41E+10	Дисперси	7,27E+09	Дисперси	1,86E+10	Дисперси	136662,4	Дисперси	591067,5
Эксцесс	-1,33037	Эксцесс	1,329829	Эксцесс	0,905606	Эксцесс	-0,15205	Эксцесс	4,045818
Асимметр	0,873616	Асимметр	-1,11765	Асимметр	-0,997	Асимметр	-1,16662	Асимметр	1,958274
Интервал	288528	Интервал	237000	Интервал	381066	Интервал	878	Интервал	1985
Минимум	3396473	Минимум	1437000	Минимум	929286	Минимум	472	Минимум	315
Максимум	3685001	Максимум	1674000	Максимум	1310352	Максимум	1350	Максимум	2300
Сумма	21054456	Сумма	9514000	Сумма	6973076	Сумма	6504	Сумма	4845
Счет	6	Счет	6	Счет	6	Счет	6	Счет	6
Наибольш	3685001	Наибольш	1674000	Наибольш	1310352	Наибольш	1350	Наибольш	2300
Наименьс	3396473	Наименьс	1437000	Наименьс	929286	Наименьс	472	Наименьс	315
Уровень н	124401,6	Уровень н	89508,1	Уровень н	143026,9	Уровень н	387,9541	Уровень н	806,8157

Таблиця Б 2.3 – Регресійна статистика та дисперсійний аналіз шахти «Козацька»

Регрессионная статистика								
Множественный коэффициент	0,948951							
R-квадрат	0,900508							
Нормированный	0,502539							
Стандартная ошибка	83608,39							
Наблюдения	6							
Дисперсионный анализ								
	df	SS	MS	F	значимость F			
Регрессия	4	6,33E+10	1,58E+10	2,262759	0,457445			
Остаток	1	6,99E+09	6,99E+09					
Итого	5	7,03E+10						
Коэффициентная статистика						Значения	нижние 95%	верхние 95%
У-пересечение	1955439	1367043	1,430415	0,388415	-1,5E+07	19325366	-1,5E+07	19325366
Переменная 1	1,056213	0,931812	1,133504	0,460215	-10,7836	12,89601	-10,7836	12,89601
Переменная 2	0,138616	0,39814	0,348158	0,786711	-4,92023	5,197464	-4,92023	5,197464
Переменная 3	-263,528	138,3194	-1,90521	0,30771	-2021,04	1493,987	-2021,04	1493,987
Переменная 4	4,215945	128,9796	0,032687	0,979198	-1634,63	1643,057	-1634,63	1643,057

Рівняння регресії:

$$Y = 1955439 + 1.06x_1 + 0.138x_2 - 263.528x_3 + 4.215x_4, \text{ (Б 2.1)}$$

де x_1 – добуток руди, x_2 – водоприплив, x_3 – горизонт, x_4 – потужність.

Додаток Б 3. Статистика шахти «Тернівська»

Таблиця Б 3.1 – Описова статистика шахти «Тернівська»

Ск.ПУ		Вентил		Водоот		Д С Ф	
Среднее	8347,077	Среднее	16163,23	Среднее	15861,85	Среднее	4311,692
Стандартная	1018,687	Стандарт	136,0387	Стандартная	1696,129	Стандарт	1773,009
Медиана	9507	Медиана	16154	Медиана	16001	Медиана	2670
Стандартное	3672,927	Стандарт	490,4945	Стандартное	6115,482	Стандарт	6392,675
Дисперсия в	13490389	Дисперси	240584,9	Дисперсия в	37399114	Дисперси	40866293
Эксцесс	0,723781	Эксцесс	0,164116	Эксцесс	-1,46017	Эксцесс	11,99727
Асимметрич	-1,02018	Асимметр	-0,05756	Асимметрич	0,032699	Асимметр	3,403832
Интервал	12376	Интервал	1765	Интервал	17771	Интервал	25254
Минимум	0	Минимум	15197	Минимум	7483	Минимум	0
Максимум	12376	Максимум	16962	Максимум	25254	Максимум	25254
Сумма	108512	Сумма	210122	Сумма	206204	Сумма	56052
Счет	13	Счет	13	Счет	13	Счет	13
Наибольший	12376	Наибольш	16962	Наибольш	25254	Наибольш	25254
Наименьший	0	Наименьш	15197	Наименьш	7483	Наименьш	0
Уровень над	2219,527	Уровень н	296,4029	Уровень на	3695,549	Уровень н	3863,055

Таблиця Б 3.2 – Описова статистика шахти «Тернівська»

ЕЕ		доб.руди		водоприт		горизонт		потужн	
Среднее	3358034	Среднее	1606333	Среднее	1551794	Среднее	1087,833	Среднее	546,6667
Стандарт	73370,82	Стандарт	97041,8	Стандарт	55981,55	Стандарт	124,8253	Стандарт	113,7077
Медиана	3429173	Медиана	1596500	Медиана	1556083	Медиана	1125	Медиана	557,5
Мода	#Н/Д	Мода	#Н/Д	Мода	#Н/Д	Мода	1050	Мода	800
Стандарт	179721,1	Стандарт	237702,9	Стандарт	137126,2	Стандарт	305,7583	Стандарт	278,5259
Дисперси	3,23E+10	Дисперси	5,65E+10	Дисперси	1,88E+10	Дисперси	93488,17	Дисперси	77576,67
Эксцесс	-1,63203	Эксцесс	-1,33649	Эксцесс	0,850278	Эксцесс	2,443262	Эксцесс	-3,24173
Асимметр	-0,82557	Асимметр	-0,11344	Асимметр	-0,32918	Асимметр	-1,45945	Асимметр	-0,03057
Интервал	409533	Интервал	616000	Интервал	408202	Интервал	823	Интервал	550
Минимум	3103905	Минимум	1276000	Минимум	1335485	Минимум	527	Минимум	250
Максимум	3513438	Максимум	1892000	Максимум	1743687	Максимум	1350	Максимум	800
Сумма	20148201	Сумма	9638000	Сумма	9310766	Сумма	6527	Сумма	3280
Счет	6	Счет	6	Счет	6	Счет	6	Счет	6
Наибольш	3513438	Наибольш	1892000	Наибольш	1743687	Наибольш	1350	Наибольш	800
Наименьш	3103905	Наименьш	1276000	Наименьш	1335485	Наименьш	527	Наименьш	250
Уровень н	188605,7	Уровень н	249453,9	Уровень н	143905,2	Уровень н	320,8737	Уровень н	292,295

Таблиця Б 3.3 – Регресійна статистика та дисперсійний аналіз шахти «Тернівська»

<i>Регрессионная статистика</i>									
Множественный коэффициент корреляции	0,995153								
R-квадрат	0,990329								
Нормированный коэффициент корреляции	0,951647								
Стандартная ошибка	39519,51								
Наблюдения	6								
<i>Дисперсионный анализ</i>									
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>значимость F</i>				
Регрессия	4	1,599E+11	3,998E+10	25,601447	0,147034				
Остаток	1	1,562E+09	1,562E+09						
Итого	5	1,615E+11							
<i>Коэффициенты регрессии, стандартная ошибка, статистика t, P-Значение, нижние 95%, верхние 95%, нижние 95%, верхние 95%, средние 95%, средние 95%</i>									
У-пересечение	2700843	295030,9	9,154441	0,0692675	-1047880	6449566	-1047880	6449566	
Переменная 1	0,48272	0,0854287	5,6505574	0,1115104	-0,60275	1,568194	-0,60275	1,568194	
Переменная 2	0,308677	0,1684528	1,8324247	0,3180267	-1,83172	2,449073	-1,83172	2,449073	
Переменная 3	-528,973	86,582083	-6,1094979	0,1032858	-1629,1	571,1566	-1629,1	571,1566	
Переменная 4	-39,8545	80,636137	-0,4942512	0,7077673	-1064,43	984,7248	-1064,43	984,7248	

Рівняння регресії:

$$Y = 2700843 + 0.483x_1 + 0.309x_2 - 528.973x_3 - 39.855x_4, \quad (\text{Б 3.1})$$

де x_1 – добуток руди, x_2 – водоприплив, x_3 – горизонт, x_4 – потужність.

Додаток Б 4. Статистика шахти «Криворізька»

Таблиця Б 4.1 – Описова статистика шахти «Криворізька»

Ск.ПУ		Вентил		Водоот		Д С Ф	
Среднее	9293,538	Среднее	15770,08	Среднее	28610,77	Среднее	3098,692
Стандарт	1348,895	Стандарт	2308,19	Стандарт	3675,394	Стандарт	600,9673
Медиана	9696	Медиана	20398	Медиана	31733	Медиана	3464
Стандарт	4863,511	Стандарт	8322,297	Стандарт	13251,82	Стандарт	2166,819
Дисперси	23653743	Дисперси	69260620	Дисперси	1,76E+08	Дисперси	4695103
Эксцесс	0,404605	Эксцесс	0,022119	Эксцесс	2,271752	Эксцесс	-0,45811
Асимметр	-0,96056	Асимметр	-1,26843	Асимметр	-1,79113	Асимметр	-0,10715
Интервал	15528	Интервал	22964	Интервал	40686	Интервал	6970
Минимум	0	Минимум	0	Минимум	0	Минимум	0
Максимум	15528	Максимум	22964	Максимум	40686	Максимум	6970
Сумма	120816	Сумма	205011	Сумма	371940	Сумма	40283
Счет	13	Счет	13	Счет	13	Счет	13
Наибольш	15528	Наибольш	22964	Наибольш	40686	Наибольш	6970
Наименьш	0	Наименьш	0	Наименьш	0	Наименьш	0
Уровень	2938,991	Уровень	5029,113	Уровень	8007,995	Уровень	1309,395

Таблиця Б 4.2 – Описова статистика шахти «Криворізька»

ЕЕ		доб.руди		водоприт		горизонт		потужн	
Среднее	5636638	Среднее	1749833	Среднее	3247328	Среднее	1179,167	Среднее	760
Стандарт	84224,99	Стандарт	146311,9	Стандарт	594771,7	Стандарт	159,924	Стандарт	40
Медиана	5685942	Медиана	1762000	Медиана	3495443	Медиана	1352,5	Медиана	800
Мода	#Н/Д	Мода	#Н/Д	Мода	#Н/Д	Мода	1465	Мода	800
Стандарт	206308,2	Стандарт	358389,4	Стандарт	1456887	Стандарт	391,7323	Стандарт	97,97959
Дисперси	4,26E+10	Дисперси	1,28E+11	Дисперси	2,12E+12	Дисперси	153454,2	Дисперси	9600
Эксцесс	2,623841	Эксцесс	-1,6447	Эксцесс	-1,89638	Эксцесс	0,767728	Эксцесс	6
Асимметр	-1,31188	Асимметр	-0,25876	Асимметр	-0,37103	Асимметр	-1,28096	Асимметр	-2,44949
Интервал	611664	Интервал	896000	Интервал	3367738	Интервал	965	Интервал	240
Минимум	5261898	Минимум	1248000	Минимум	1416601	Минимум	500	Минимум	560
Максимум	5873562	Максимум	2144000	Максимум	4784339	Максимум	1465	Максимум	800
Сумма	33819829	Сумма	10499000	Сумма	19483967	Сумма	7075	Сумма	4560
Счет	6	Счет	6	Счет	6	Счет	6	Счет	6
Наибольш	5873562	Наибольш	2144000	Наибольш	4784339	Наибольш	1465	Наибольш	800
Наименьш	5261898	Наименьш	1248000	Наименьш	1416601	Наименьш	500	Наименьш	560
Уровень	216507,2	Уровень	376106,6	Уровень	1528909	Уровень	411,0978	Уровень	102,8233

Таблиця Б 4.3 – Регресійна статистика та дисперсійний аналіз шахти «Криворізька»

Регрессионная статистика								
Множественный коэффициент	0,967811							
R-квадрат	0,936657							
Нормированный коэффициент	0,683287							
Стандартная ошибка	116104,7							
Наблюдения	6							
Дисперсионный анализ								
	df	SS	MS	F	значимость F			
Регрессия	4	1,99E+11	4,98E+10	3,696785	0,369549			
Остаток	1	1,35E+10	1,35E+10					
Итого	5	2,13E+11						
Коэффициенты регрессии			Стандартная ошибка	Значение t	Вероятность F	Верхняя граница 95%	Нижняя граница 95%	Среднее значение 95%
У-пересечение	6715359	1626302	4,129221	0,151262	-1,4E+07	27379481	-1,4E+07	27379481
Переменная 1	0,019286	0,400665	0,048134	0,969381	-5,07164	5,110213	-5,07164	5,110213
Переменная 2	0,122289	0,061957	1,973762	0,298543	-0,66495	0,909528	-0,66495	0,909528
Переменная 3	-386,103	351,8126	-1,09747	0,470438	-4856,31	4084,1	-4856,31	4084,1
Переменная 4	-1387,24	1044,605	-1,328	0,410891	-14660,2	11885,73	-14660,2	11885,73

Рівняння регресії:

$$Y = 6715359 + 0,019x_1 + 0,122x_2 - 386,103x_3 - 1387,24x_4, \text{ (Б 4.1)}$$

де x_1 – добуток руди, x_2 – водоприплив, x_3 – горизонт, x_4 – потужність.

Додаток В 1. Узагальнений опис блоків алгоритму роботи «АСК електропостачання-електроспоживання»

Узагальнений алгоритм роботи автоматизованої багатофункціональної системи керування електроспоживанням залізорудної шахти показано на рис. В 3.1.

Перший блок інформує про початок роботи системи.

У блоці №2 здійснюється актуалізація чинної нормативно-правової бази України у сфері споживання та постачання електроенергії. Також тут здійснюється введення первинної інформації (поточних параметрів) відповідно до існуючих критеріїв керування та постановки завдання [25-28, 48, 132-140].

Умовний блок №3 перевіряє, чи є на підприємстві чинна угода (договір) з енергогенеруючою компанією на постачання ЕЕ. Якщо така угода є, то дія алгоритму продовжується з наступного блока (№4).

В протилежному випадку (угоди немає) подальші розрахунки можна буде здійснювати на загальних підставах або ініціювати укладання в подальшому такої угоди (тобто, блок №5.1, Кат = {«А»} та далі блок №6).

Аналогічно умовний блок №4 перевіряє, чи є на підприємстві чинна угода (договір) з енерготранспортуючою компанією на транспортування ЕЕ. Якщо така угода є, то дія алгоритму продовжується з наступного блока (№5.2). В протилежному випадку (угоди немає) дія цього алгоритму припиняється, та подальші розрахунки можна буде здійснювати на загальних підставах або ініціювати укладання в подальшому такої угоди.

Блоки №5.1-5.2 дозволяє обрати категорію промислового споживача (зараз це категорії «А» або «Б»). Тобто, Кат = {«А», «Б»}.

У блоці №6 передбачається можливість підприємству обрати (замовити у енергогенеруючої компанії) необхідний тариф на добу (T_d) та планує мий обсяг споживання ЕЕ. Замовлений обсяг бажано витримати максимально точно, бо

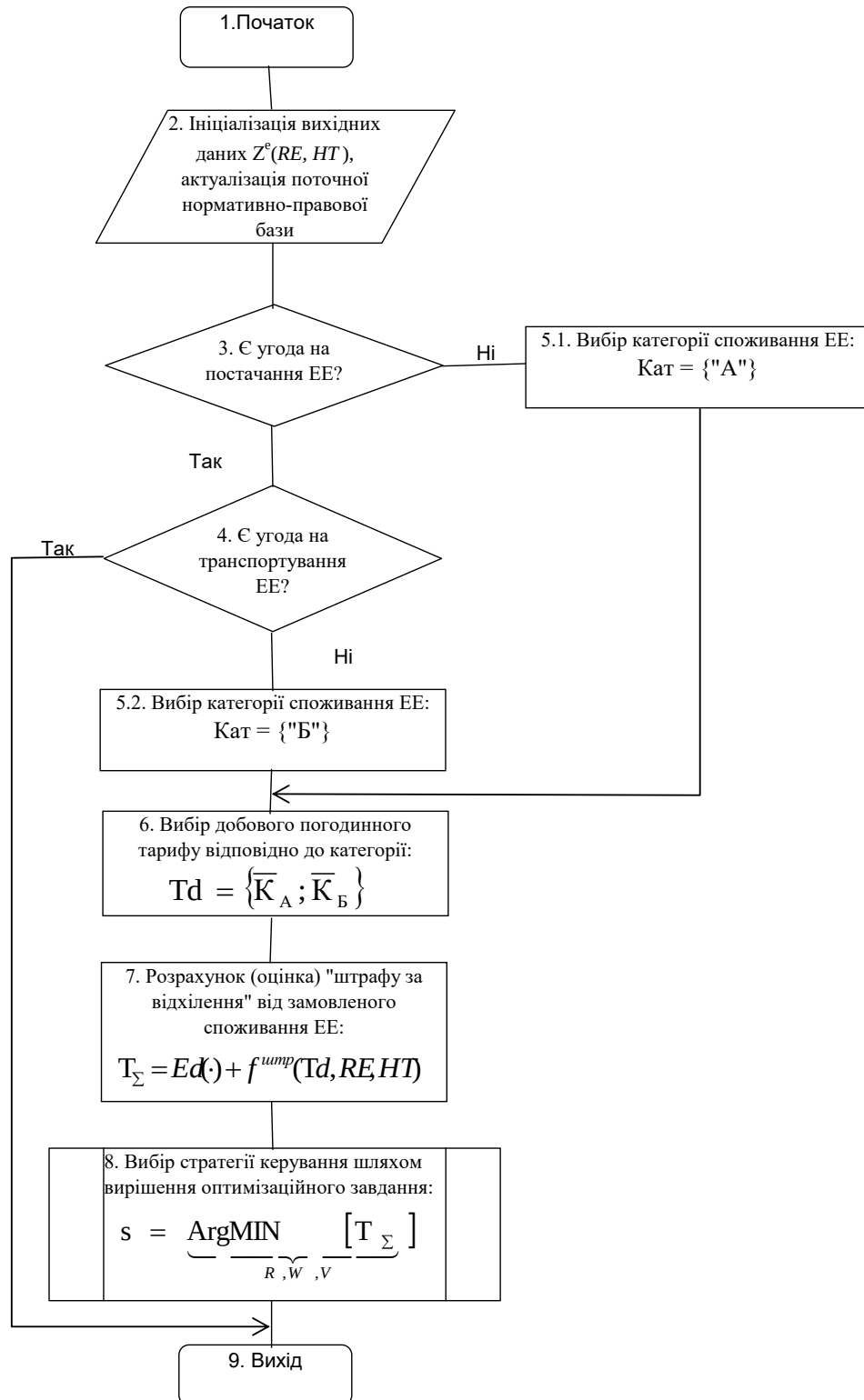


Рисунок В 3.1 – Узагальнений алгоритм роботи «АСК електропостачання-електроспоживання» залізорудної шахти. Варіант багатифункціонального керування

недовиконання чи навпаки – перевиконання замовленого обсягу може бути пов’язано з потенційними економічними втратами підприємства.

З урахуванням вимог виконання заявленого рівня енергоспоживання у блоці №7 формується комплексний оціночний показник (T_{Σ}), що враховує фактичне споживання ЕЕ та спеціальну функцію «штрафу». Корисною властивістю останньої є те, що значення штрафу має наближатися до 0 («штрафу» немає, або він мінімальний), якщо зазначених відхилень немає. У протилежному випадку (позитивне або негативне відхилення) функція починає різко зростати (тобто «штраф» максимізується). Прикладом штрафної функції [132] є

$$f^{ump} = r \sum_{i=1}^{NS} \left[\frac{|\bar{T}_i - T_i^{don.}| + (\bar{T}_i - T_i^{don.})}{2} \right]^2, \quad (B3.1)$$

де $\bar{T}_i$ – середньодобове значення i -го тарифу; $T_i^{don.}$ – обмеження на відхилення у споживанні ЕЕ при застосуванні i -го тарифу в системі; NS – кількість встановлених тарифних інтервалів; r – коефіцієнт штрафу (ціле число, що обирається емпірично).

$$I = [Ed(R, W, V) + f^{ump}(Td, E^{(-)}, E^{(+)})] \rightarrow MIN, \quad (B3.2)$$

де I – результуюча функція мети; $Ed = (E^{(-)} + E^{(+)})$ – оцінка фактичного балансу (споживання, генерація) ЕЕ у системі, що оцінюється за критерієм (3.1); Td – тариф діючий.

Блок №8 фактично призначений для вибору оптимальної стратегії (s) керування електроенергоспоживанням через вирішення оптимізаційної задачі з певними параметрами векторів станів. Фактичним рішенням з урахуванням базових алгоритмів (рис. 3.2, рис. В 3.1) будуть такі параметри рудопотоків, водовідведення та вентиляції (R, W, V), за яких досягається мінімальне значення цільового функціоналу типу:

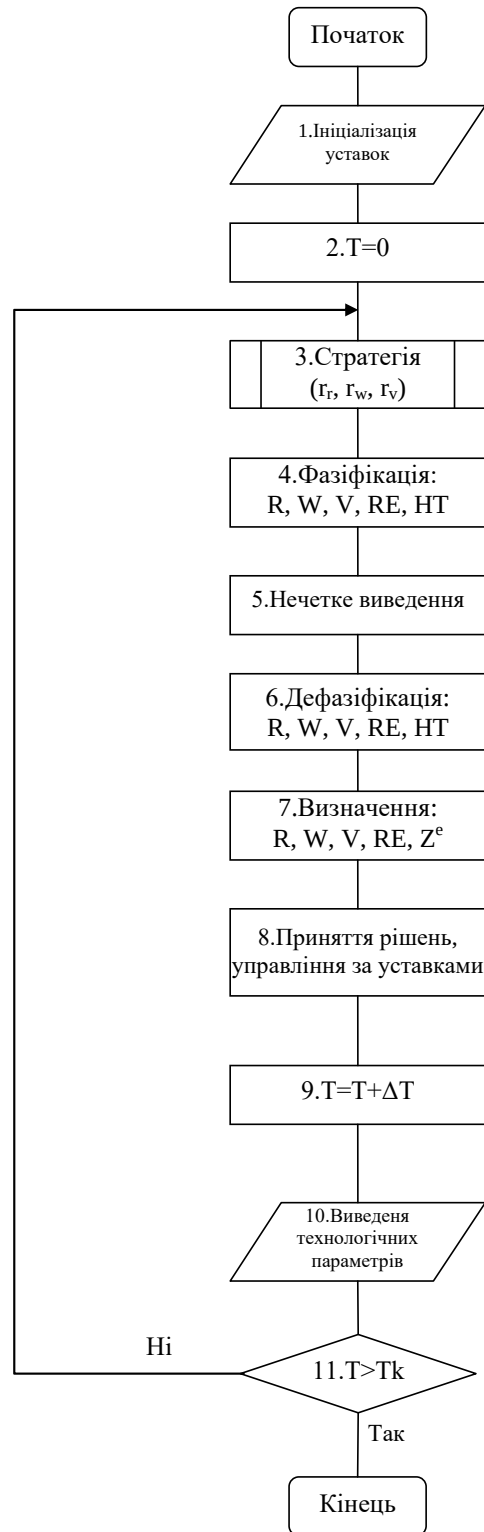


Рисунок В 3.2– Алгоритм роботи варіанту нечіткої «АСК електропостачання-електроспоживання» залізорудної шахти. Варіант багатфункціонального керування

$$s = \underbrace{\text{ArgMIN}[I]}_{R,W,V}, \quad (\text{B3.3})$$

де s – це номер оптимальної стратегії керування відповідно до алгоритму (рис. В 3.2).

Завершальний блок №9 алгоритму фактично зупиняє роботу відповідного розрахунку та дозволяє в подальшому реалізувати більш складні інтелектуальні підходи до керування електроенергоспоживанням:

$$Z^e = F(RE, HT) \Rightarrow \min, \quad (\text{B3.4})$$

де Z^e – загальні витрати підприємства за спожиту електроенергію (ЕЕ, почасово, подобово), грн.; RE – споживання ЕЕ (почасово, подобово), кВт; HT – часовий (0-24) тариф на ЕЕ, грн./кВт; $F(\cdot)$ – деяка визначена функціональна залежність.

Значення витрати електроенергії в системі в цілому або в окремих переділах з локального критерію цільової функції (3.3) таким чином можна перевизначити у вигляді

$$RE = f(R, W, V), \quad (\text{B3.5})$$

де $f(\cdot)$ – деяка функція або апроксимація.

Додаток Д 1. Варіант формату розбудови структур ГАЕС на платформі головних водовідливних комплексів в умовах залізрудних шахт

Згідно структурної технології розбудови водовідливних комплексів залізрудні вітчизняні шахти діляться на об'єкти з індивідуальною системою водовідведення, коли шахта незалежно від інших самостійно відкачує весь обсяг водоприпливу на поверхню, та на групові, коли підземні води з декількох шахт накопичуються в водозбірнику однієї і вже звідти відкачуються в поверхневий водозбірник.

В останньому варіанті вода з сателітів водовідведення головної шахти з може надходити в головні водозбірники як самостійно, так і з допомогою проміжних насосів. При цьому, як в першому, так і в другому варіанті розбудови структури водовідведення, пікова ГАЕС повинна будуватися на головній шахті – там, де знаходиться базовий накопичувальний водозбірник.

На рис. Д 1.1 наведено один варіант структури проєкту розбудови пікової ГАЕС на основі шахтного комплексу водовідведення типової залізрудної шахти [29, 75].

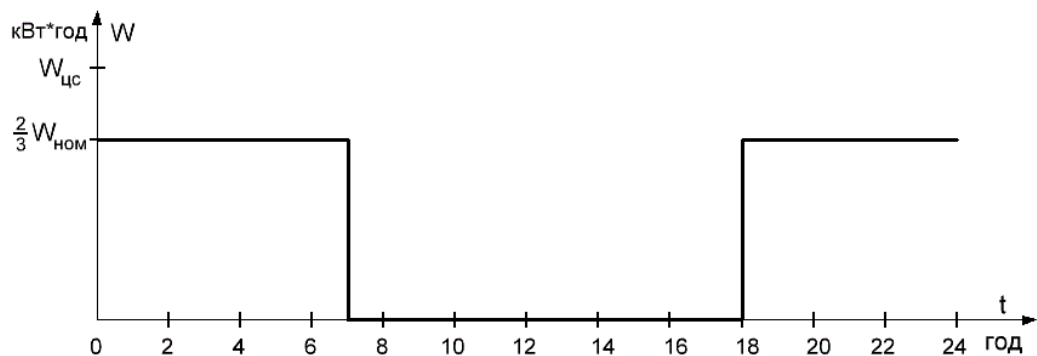


Рисунок Д 1.1 – Ідеалізований графік функціонування синергетичного гідроенергетичного комплексу водовідливів та ГАЕС: $W_{цс}$ – об'єми централізованого споживання електроенергії від генеруючої компанії; $\frac{2}{3} \cdot W_{ном}$ – максимально допустимий рівень споживання електроенергії згідно замовлених обсягів підприємства на поточну добу

Згідно теоретичних викладок розділів 2 і 3 в ідеальному випадку графік функціонування синергетичного енергетичного комплексу шахт ГАЕС–ГВК повинен мати вигляд (рис. Д 1.1).

При цьому максимальний рівень споживання електричної енергії згідно замовлених обсягів підприємства на поточну добу повинен відповідати мінімально допустимому значенню згідно технології функціонування споживачів електроенергії шахти.

Як знову таки зазначено в попередніх розділах даного дослідження на технологічних ландшафтах залізрудних басейнів України і інших країн знаходяться як діючі шахти, так і виведені з експлуатації – законсервовані. У законсервованих шахтах можуть бути встановлені комплекси гідроаккумуляції, що забезпечують накопичення шахтних вод в нічний час і генерацію електричної енергії в години пік доби для покриття дефіциту або вирівнювання графіків електричних навантажень. Це актуально в промислових містах, де поряд з видобувними шахтами, можуть перебувати й інші потужні споживачі, які створюють істотний вплив на якість електричної енергії при централізованому варіанті розбудови мережі живлення.

У діючих шахтах комплекси гідроаккумуляції можуть встановлюватися на підземних горизонтах. Водозбірники на поверхні шахти і на підземних горизонтах розташовуються в безпосередній близькості до вентиляційного ствола шахти, де встановлюються напірні стави для перекачування шахтної води в комплексах гідроаккумуляції.

На рис. Д 1.2 наведена технологічна схема варіанту шахтної пікової гідроакмулюючої електростанції із загальним напірним станом.

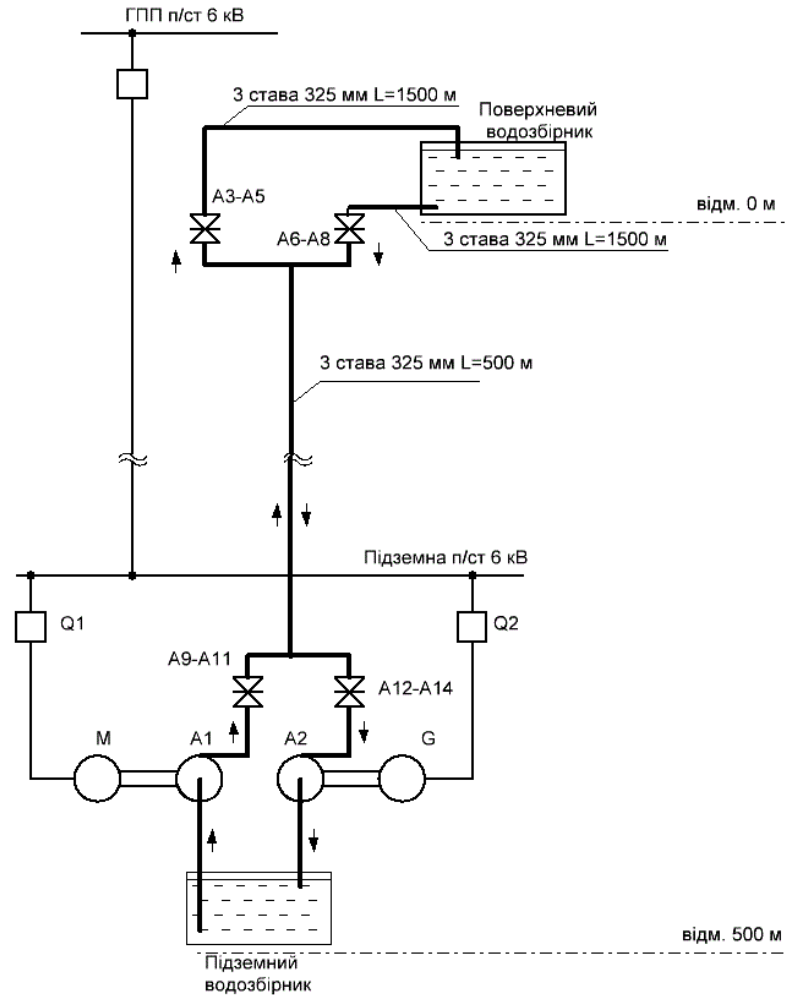


Рисунок Д 1.2 – Варіант технологічної схеми пікової гідроакумуючої електростанції із загальним напірним ставом в умовах залізорудної шахти

Поверхневий водозбірник може бути як відкритого так і закритого типу. Обсяг водозбірника визначається виходячи з необхідного обсягу генерованої електроенергії в денний час:

$$V = \frac{W}{\gamma \cdot g \cdot H \cdot \eta}, \text{ м}^3, \quad (\text{Д } 1.1)$$

де W – електрична електроенергія, кВт·год;

γ – щільність рідини, що використовується для перекачування в гідроакумуючій системі, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

H – різниця рівнів рідини водозбірників, м;

η – коефіцієнт корисної дії генератора і гідротурбіни.

На обсяг генерованої електроенергії впливає також потужність насосів, які здійснюють відкачування шахтної води в нічний час, тривалість нічного періоду зі зниженим тарифом на електроенергію і пропускну здатність напірних ставів, розташованих в стовбурі шахти.

На представленій схемі показані технічні рішення по використанню комплексу гідроаккумуляції на горизонті 500 м з трьома напірними ставами діаметром 325 мм кожен. Перемикання труб па поверхні з верхнього на нижній рівень і навпаки яри зміні напрямку потоку води, а також па підземному горизонті з насосів на гідротурбіну Пелтон і навпаки здійснюється за допомогою клинових засувок з електроприводом. Управління цими засувками може здійснюватися програмованим логічним контролером з урахуванням нічного часу доби. Гідротурбіна Пелтон приводить в рух синхронний генератор G з вихідною напругою 6000 В, який забезпечує електроенергією відцентрові насоси ЦНС з асинхронними двигунами M .

Електроенергія, що виробляється генератором G подається на підстанцію ГПП 6 кВ і покриває витрати внутрішньошахтних споживачів і враховується в загальному балансі електроенергії при щомісячній оплаті за електроенергію електропостачальної організації.

Може бути розглянутий варіант з прокладкою двох комплектів напірних ставів и шахтному стовбурі: один з трьох труб па відкачування рідини з підземного горизонту на поверхню і другий з трьох труб для скидання рідини з поверхні на підземний горизонт. У цьому випадку виключаються засувки з електроприводом і програмований логічний контролер.

На рис. Д 1.3 наведена технологічна схема шахтної пікової ГАЕС без засувки на напірних ставах. У цій технологічній схемі збільшується довжина труб

напірних ставів, але виключаються засувки, що призводить до підвищення надійності функціонування пікової ГАЕС.

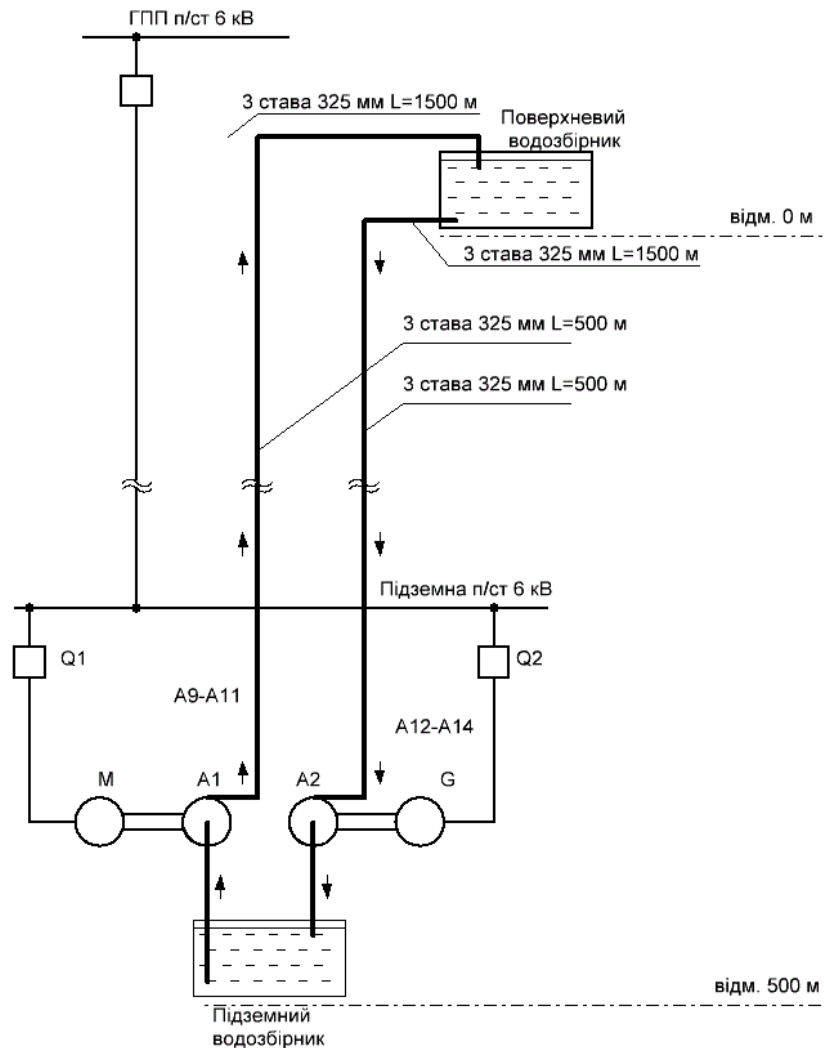


Рисунок Д 1.3 – Варіант технологічної схеми пікової гідроакumuлюючої електростанції з окремими напірними ставами в умовах залізрудної шахти

Для синхронізації вихідної частоти синхронного генератора необхідно регулювати його частоту обертання шляхом відповідної подачі шахтної води на лопатки гідротурбіни, або ж підключати синхронний генератор до живлячої мережі через випрямляч і інвертор напруги з широтно-імпульсною модуляцією. Такий інвертор забезпечить надходження електричної енергії в мережу з необхідною напругою і частотою.

Додаток Д 2. Економічні показники роботи системи електропостачання з розподіленою генерацією на базі пікової ГАЕС, що містить одну гідротурбину розміщену на підземному горизонті 500 метрів

Д 2.1 Варіант застосування базового тарифу на електроенергію

Результати обчислювального експерименту занесено до табл. Д 2.1 - Д 2.4.

На рис. Д 2.1 та рис. Д 2.2 показані дисконтовані експлуатаційні витрати та чисті приведені вартості системи електропостачання окремих споживачів шахти при впровадженні додаткового об'єкту генерації – пікова ГАЕС, що містить одну гідротурбину, при дії тарифу $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$. Окремо на графіках позначені економічні показники, що відповідають мережі підприємства (grid) і пікової ГЕС (НТ), а також загальні показники системи розподіленої генерації (system).

Таблиця Д 2.1 – Розрахункова чиста приведена вартість систем електропостачання горизонту 500 шахти «Криворізька» при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

№ з/п	E, кВт·год/день	Витрати води через гідрогенератор, м³/с	NPV, грн	
			Електропостачання від мережі	Електропостачання від мережі та пікової ГАЕС
1	10800	0,07	3929427,39	4744160,92
2	10800	0,15	3929427,39	2095383,12
3	10800	0,23	3929427,39	1820973,14
4	21600	0,07	7858854,77	8673588,3
5	21600	0,15	7858854,77	6024810,51
6	21600	0,23	7858854,77	2727270,31
7	43200	0,07	15717709,55	16532443,08
8	43200	0,15	15717709,55	13883665,28
9	43200	0,23	15717709,55	10586125,09

Графіки демонструють, що при низькому рівні енергоспоживання та витратах води через гідротурбіну близьких до номінального значення, коли $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ чиста приведена вартість системи зумовлюється експлуатаційними витратами на пікову ГАЕС. Це пов'язано з тим, що генерація гідротурбіною повністю задовольняє поточний рівень енергоспоживання, тому придбання електроенергії з зовнішньої електричної мережі оператора розподілу не здійснюється. Енергосистема розподіленої генерації працює автономному режимі.

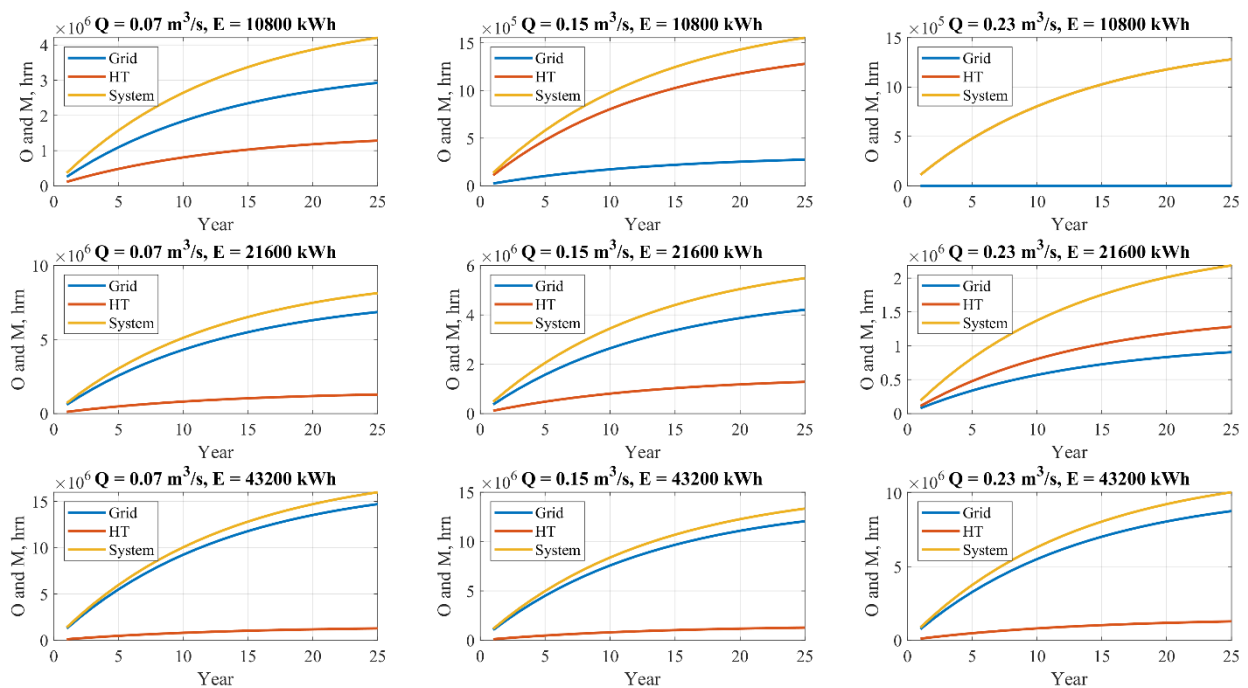


Рисунок Д 2.1 – Експлуатаційні витрати варіанту синергетичної структури системи електропостачання з піковою ГАЕС протягом періоду функціонування для різних значень витрат води через гідротурбіну і середньодобового електроспоживання при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

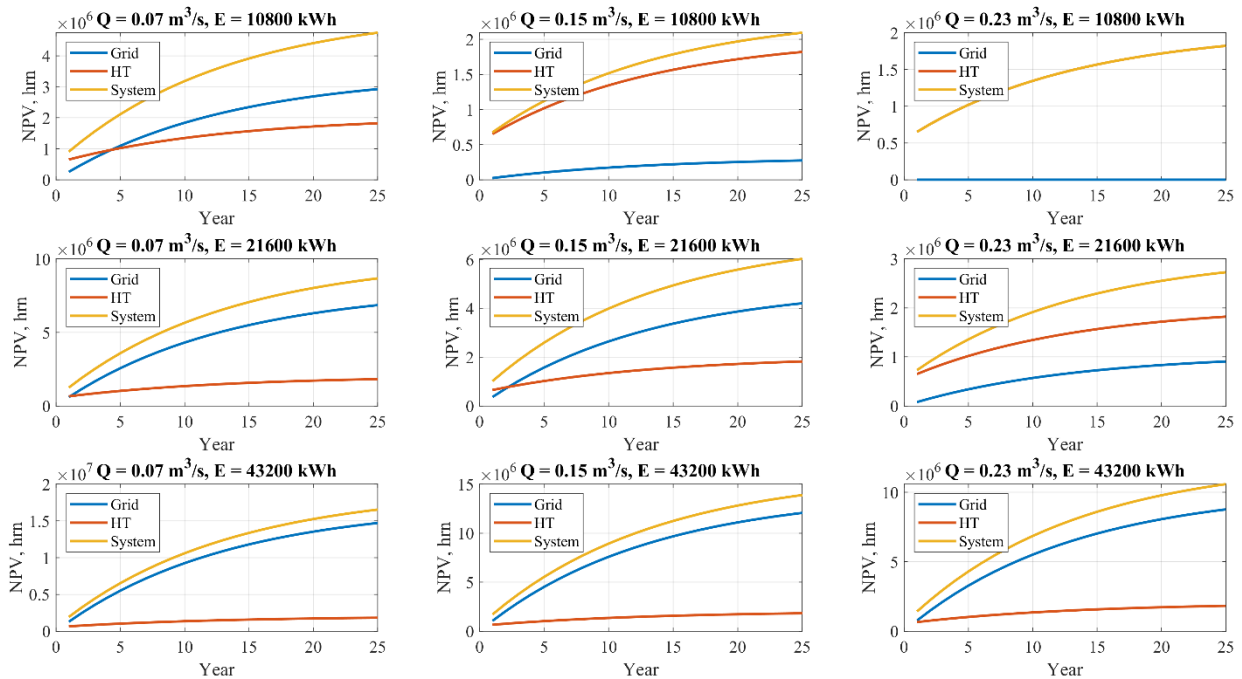


Рисунок Д 2.2 – Чиста приведена вартість варіанту синергетичної структури системи електропостачання з піковою ГАЕС протягом терміну експлуатації для різних значень витрат води через гідротурбіну і середньодобового електроспоживання при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$

При типових умовах функціонування $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, а також при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ чиста приведена вартість системи практично зумовлюється NPV пікової ГАЕС. Так частка NPV від використання виробництва електроенергії гідротурбінами становить 86,9 % при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та 66,76 % при $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$.

Зі збільшенням енергоспоживання дефіцит потужності пікової ГАЕС починає покриватися зовнішнім електропостачанням. При $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$; $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$; $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$; $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ і $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$; $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ чиста приведена вартість системи практично повністю залежить від витрат на придбання електроенергії у оператора розподілу, що пояснюється низьким

рівнем генерації пікової ГАЕС. Так частка NPV від роботи гідротурбіни у загальній структурі NPV системи становить лише 11,01 % при $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, 13,12 % при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, 20,99 % при $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та 17,2 % при $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, відповідно. У цих випадках використовувати розглянуту конфігурацію системи недоцільно.

Порівнявши економічні показники роботи двох запропонованих варіантів живлення споживачів шахти – тільки від мережі та від комбінованої системи електропостачання з піковою ГАЕС (див. табл. Д 2.1) встановлено, що при зростанні Q до номінального значення гідрогенератора $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ величина NPV для системи з піковою ГАЕС знижується. Так, під час роботи електроустаткування зі споживанням $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ чиста приведена вартість системи з піковою ГАЕС складає на 23,34 % менше в порівнянні із системою без неї, а при $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ – на 65,3 % (більше на 41,96 % ніж при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$). За умови введення в роботу двох насосів, тобто зі збільшенням рівня споживання потужності до $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день, чиста приведена вартість при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ для системи з піковою ГАЕС менша на 11,67 %, а при $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ – на 32,65 % (більше на 20,98 % порівняно з $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$). Отже, зі збільшенням установленної потужності споживачів водовідливу ефективність системи з піковою ГАЕС зростає не так інтенсивно. Це пояснюється тим, що з певних причин гідротурбіна не може повністю задовольнити потреби об'єкта, тому виникає дефіцит потужності.

У табл. Д 2.2 приведені розрахункові дані щодо вартості електроенергії у системі комбінованого електропостачання для різних умов функціонування.

Результати обчислень показали, що при низькій інтенсивності потоку через гідротурбіну пікової ГАЕС під час скидання шахтних вод, зокрема при

$Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і енергоспоживанні від номінального значення і вище, вартість електроенергії перевищує тариф встановлений оператором розподілу. Це пояснюється тим, що витрати на обслуговування та ремонт гідротурбін перевищують економічний ефект від додаткової генерації через велику різницю між обсягами виробництва електроенергії і споживаною потужністю.

Таблиця Д 2.2 – Очікувана вартість електроенергії про впровадженні на горизонті 500 метрів системи розподіленої генерації з піковою ГАЕС при тарифі $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

№ з/п	E , кВт·год/день	Витрати води через гідрогенератор, $\text{м}^3/\text{с}$	Вартість електроенергії, грн/кВт·год	
			Електропостачання від мережі	Електропостачання від мережі та пікової ГАЕС
1	10800	0,07	0.09338	0.112742
2	10800	0,15	0.09338	0.049795
3	10800	0,23	0.09338	0.043274
4	21600	0,07	0.09338	0.103061
5	21600	0,15	0.09338	0.071588
6	21600	0,23	0.09338	0.032406
7	43200	0,07	0.09338	0.098220
8	43200	0,15	0.09338	0.082484
9	43200	0,23	0.09338	0.062893

Додатково побудовано залежність чистої приведеної вартості системи комбінованого електропостачання від витрат води через гідротурбін у рівня споживання потужності та визначені області параметрів у межах яких доцільно застосовувати ту чи іншу конфігурацію. Графічна інтерпретація оптимальних областей застосування певного варіанту електропостачання виконана за

аналогією з Optimal System Plot прикладного пакету Homer Pro [143]. Для проведення обчислень було зменшено інтервали зміни незалежних параметрів: витрат води через гідротурбін у і енергоспоживання. Так Q змінювалася у межах $[0,07 \text{ м}^3/\text{с}, 0,23 \text{ м}^3/\text{с}]$ з кроком $1 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{с}$, а середньодобова потужність – у межах $[450 \text{ кВт}, 1800 \text{ кВт}]$ з кроком 10 кВт .

На рис. Д 2.4 і у подальшому жовтим кольором позначено область раціонального застосування системи електропостачання, що передбачає отримання живлення від електричної мережі, що не включає пікову ГАЕС, синім – системи розподіленої генерації з піковою ГАЕС.

Аналіз отриманих результатів (рис. Д 2.3, рис. Д 2.4) показує, що при чинному тарифі на електроенергію $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$ систему комбінованого електропостачання з гідрогенератором доцільно застосовувати у разі забезпечення інтенсивності водного потоку вище $0,1339 \text{ м}^3/\text{с}$ при середньодобовому споживанні потужності $10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день; $0,1899 \text{ м}^3/\text{с}$ – при $21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ – при $29520 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день.

Зменшення витрати води нижче зазначених показників призводить до перевищення NPV для систем без пікової ГАЕС у порівнянні з варіантом без неї, що свідчить про неефективність застосування системи комбінованого електропостачання. Відзначимо також, що при рівні енергоспоживання вище $29520 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ застосування системи з піковою ГАЕС недоцільне.

Площа області ефективного застосування системи комбінованого електропостачання з власними об'єктами розподіленої генерації у межах розглянутої зміни параметрів при $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$ склала 17,2 %. Це найбільш несприятливі умови для модернізації енергосистеми з усіх розглянутих, так як їх сукупність продемонструвала найнижчу область, коли застосування системи розподіленої генерації є доцільним.

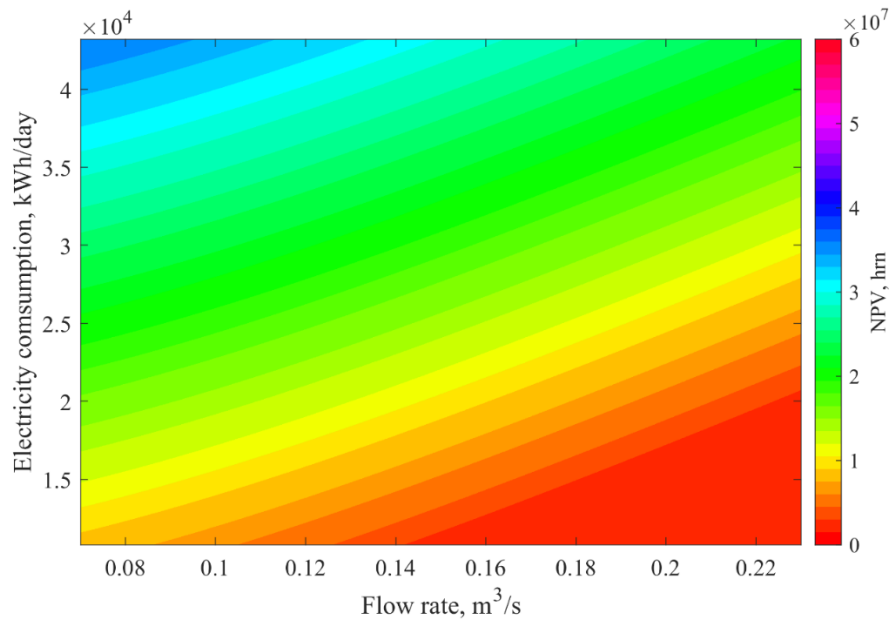


Рисунок Д 2.3 – Залежність чистої приведеної вартості варіанту синергетичної структури системи електропостачання від витрат води через гідротурбіну та рівня споживання потужності $NPV = f(Q, E)$ при впровадженні однієї гідротурбіни на горизонті 500 (тариф $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{MBt} \cdot \text{год}$)

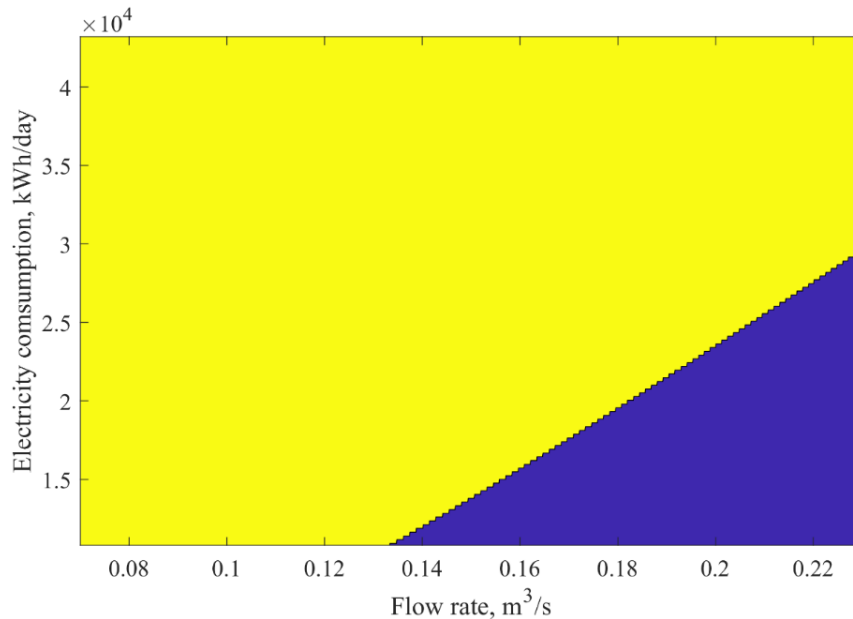


Рисунок Д 2.4 – Оптимальність, за критерієм чистої приведеної вартості варіанту синергетичної структури системи електропостачання горизонту 500 при впровадженні однієї гідротурбіни, залежно від зміни навантаження та витрат води (тариф $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{MBt} \cdot \text{год}$)

Д 2.2 Варіант застосування пікового тарифу на електроенергію

Застосування тарифу для пікових годин – $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$ (табл. Д 2.3, рис. Д 2.5, рис. Д 2.6) очікувано призводить до підвищення ефективності системи комбінованого електропостачання, що містить пікову ГАЕС з однією гідротурбіною на горизонті 500 метрів.

Це пояснюється збільшенням витрат на придбання електроенергії із зовнішньої енергосистеми зумовлено збільшенням її вартості. При цьому витрати на придбання, обслуговування і попереджувальні ремонти гідрогенератора залишаються незмінними в порівнянні з випадком використання базового тарифу.

Таблиця Д 2.3 – Розрахункова чиста приведена вартість систем електропостачання горизонту 500 шахти «Криворізька» при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

№ з/п	E, кВт·год/день	Витрати води через гідрогенератор, м³/с	NPV, грн	
			Електропостачання від мережі	Електропостачання від мережі та пікової ГАЕС
1	10800	0,07	5894141,08	6205754,8
2	10800	0,15	5894141,08	2232588,11
3	10800	0,23	5894141,08	1820973,14
4	21600	0,07	11788282,16	12099895,89
5	21600	0,15	11788282,16	8126729,19
6	21600	0,23	11788282,16	3180418,9
7	43200	0,07	23576564,32	23888178,05
8	43200	0,15	23576564,32	19915011,36
9	43200	0,23	23576564,32	14968701,06

Відзначимо також, що частка чистої приведеної вартості пікової ГАЕС суттєво знизилася для таких умов як-от $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та склала 29,34 % і 22,41 % (38,38 % і 30,22 % при $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$), відповідно. Це зумовлюється збільшенням витрат на придбання електроенергії з зовнішньої електричної мережі.

При номінальних умовах $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, а також при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ NPV зумовлена придбанням електроенергії з зовнішньої електричної мережі все ще залишається нижчим за NPV пікової ГАЕС.

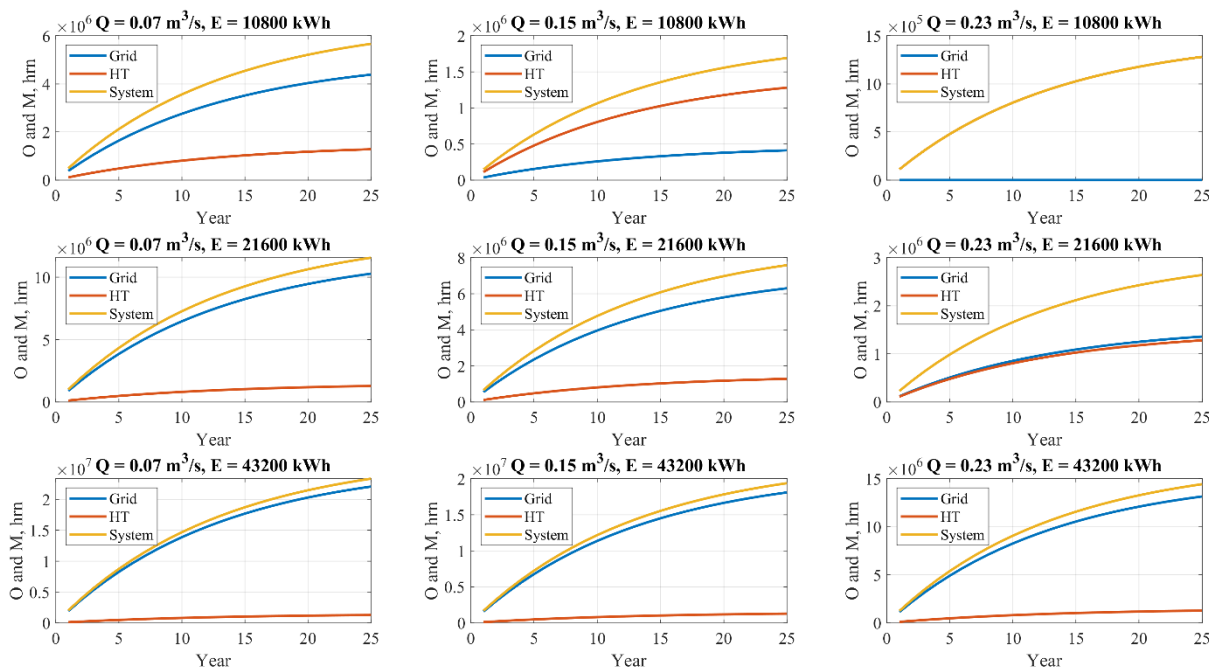


Рисунок Д 2.5 – Експлуатаційні витрати варіанту синергетичної структури системи електропостачання з піковою ГАЕС протягом періоду функціонування для різних значень витрат води через гідротурбінну і середньодобового електроспоживання при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

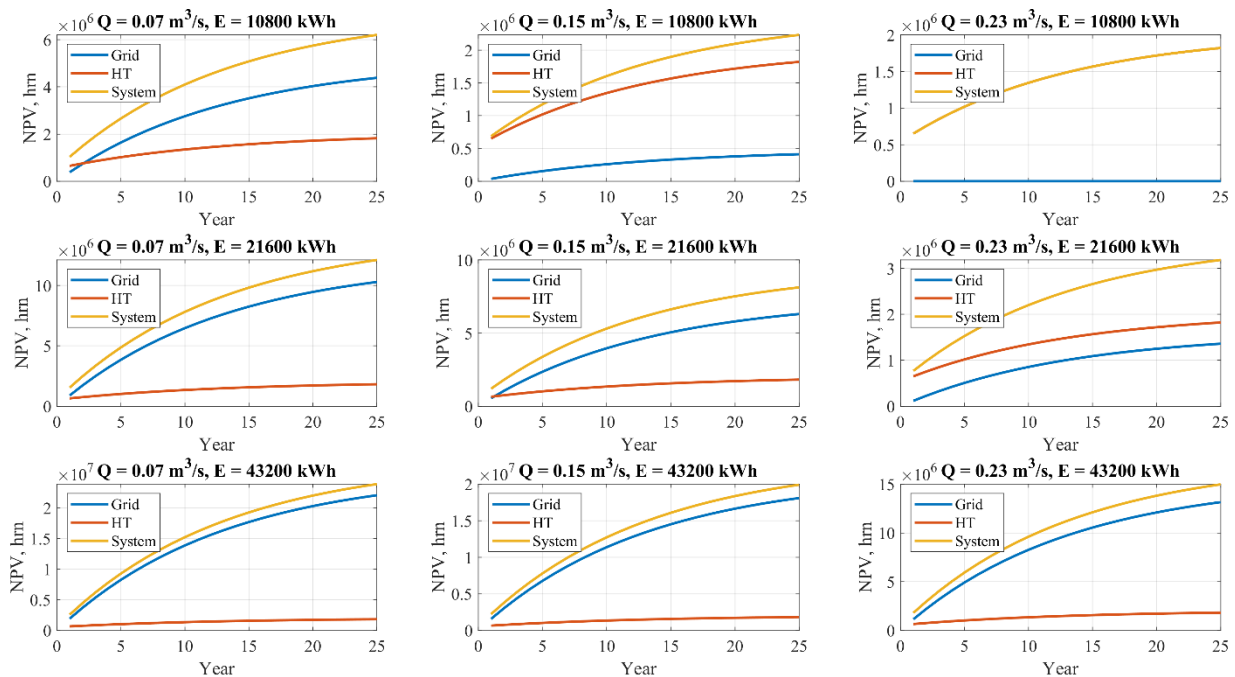


Рисунок Д 2.6 – Чиста приведена вартість варіанту синергетичної структури системи електропостачання з піковою ГАЕС протягом терміну експлуатації для різних значень витрат води через гідротурбінну і середньодобового електроспоживання при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год}$

Чиста приведена вартість для систем із піковою ГАЕС, порівнюючи з базовим тарифом, збільшується більш суттєво при зростанні витрат води до номінального значення.

Наприклад, для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день, що відповідає роботі споживача потужністю 900 кВт, NPV при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ менший на 31,06 % для системи комбінованого електропостачання в порівнянні із живленням тільки від зовнішньої енергосистеми (при базовому тарифі зменшення становило 23,34 %), а при $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ менший на 73,02 % (65,3 % для базового тарифу).

У разі одночасної роботи двох споживачів потужністю 900 кВт, тобто $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день, чиста приведена вартість системи з піковою ГАЕС

на 15,53 % нижча для $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ (11,67 % для базового тарифу) і на 36,51 % нижча для $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ (32,65 % для базового тарифу).

Тобто при зростанні витрат води через гідротурбіну до номінального значення відсоток зменшення NPV для системи з піковою ГАЕС практично співставний: 73,02 % проти 65,3 % для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ і 36,51 % проти 32,65 % для $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$.

Також при збільшенні встановленої потужності різниця в зменшенні NPV не така суттєва для двох розглянутих варіантів вартості електроенергії – базової та пікової.

Приведена вартість електроенергії в системі з піковою ГАЕС (табл. Д 2.4) перевищує піковий тариф при $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ для всіх розглянутих варіантів споживаної потужності, що свідчить про низьку ефективність системи розподіленої генерації при низьких витратах води через генеруючий гідроагрегат. Відзначимо, що вартість електроенергії в системі комбінованого електропостачання близька до пікового тарифу при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і рівні енергоспоживання $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ – менша лише на 15,53 %.

Графік залежності $NPV = f(Q, E)$ наведений на рис. Д 2.7 показує більш інтенсивне зростання чистої приведеної при зростанні енергоспоживання і зменшенні витрат води через гідротурбіну.

Графік (рис. Д 2.8) демонструє, що систему без пікової ГАЕС доцільно застосовувати при інтенсивності водного потоку нижче $0,1264 \text{ м}^3/\text{с}$ для $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день, $0,1839 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 30960 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день. Тобто область застосування системи розподіленої генерації з піковою ГАЕС збільшується до 19,6 % у порівнянні з тарифом $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$, проте не значно тільки на 2,4 %. Відзначимо

також, що при рівні енергоспоживання вище $30960 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ застосування системи з піковою ГАЕС недоцільне.

Таблиця Д 2.4 – Очікувана вартість електроенергії про впровадженні на горизонті 500 метрів системи розподіленої генерації з піковою ГАЕС при тарифі $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн} / \text{МВт} \cdot \text{год}$

№ з/п	E , кВт·год/день	Витрати води через гідрогенератор, $\text{м}^3/\text{с}$	Вартість електроенергії, грн/кВт·год	
			Електропостачання від мережі	Електропостачання від мережі та пікової ГАЕС
1	10800	0,07	0.14007	0.147475
2	10800	0,15	0.14007	0.053056
3	10800	0,23	0.14007	0.043274
4	21600	0,07	0.14007	0.143773
5	21600	0,15	0.14007	0.096563
6	21600	0,23	0.14007	0.037790
7	43200	0,07	0.14007	0.141921
8	43200	0,15	0.14007	0.118316
9	43200	0,23	0.14007	0.088930

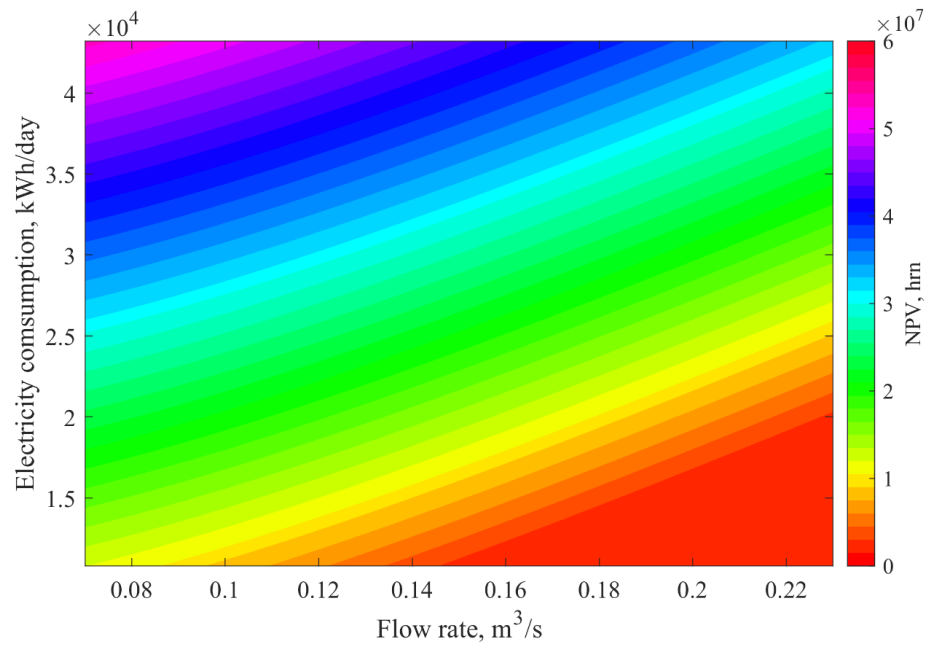


Рисунок Д 2.7 – Залежність чистої приведеної вартості варіанту синергетичної системи електропостачання від витрат води через гідротурбіну та рівня споживання потужності $NPV = f(Q, E)$ при впровадженні однієї гідротурбіни на горизонті 500 (тариф $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{MBt} \cdot \text{год}$)

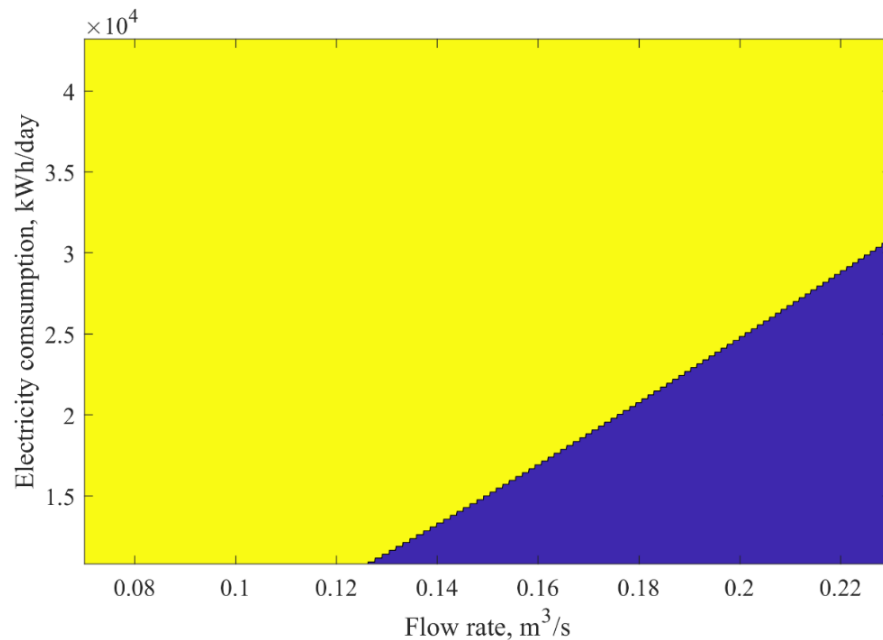


Рисунок Д 2.8 – Оптимальність, за критерієм чистої приведеної вартості варіанту синергетичної системи електропостачання горизонту 500 при впровадженні однієї гідротурбіни, залежно від зміни навантаження та витрат води (тариф $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{MBt} \cdot \text{год}$)

**Додаток Д 3. Економічні показники роботи системи
електропостачання з розподіленою генерацією на базі пікової ГАЕС, що
містить дві гідротурбіни, які розміщені на підземному горизонті 500 метрів**

На наступному етапі досліджень проведено розрахунки для варіанту встановлення двох гідротурбін на горизонті 500 метрів шахти «Криворізька». Така можливість забезпечується за рахунок підвищення гідроакумуючого потенціалу зумовленого використанням додаткових вод з декількох сусідніх шахт. Аналогічно до попереднього випадку було визначено витрати на експлуатацію та ремонт, чиста приведена вартість, приведений тариф на електроенергію у системах з піковою ГАЕС та без неї. Побудовані відповідні графіки залежності. Розглянуто випадки придбання електроенергії у зовнішнього оператора розподілу за базовим $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$ і $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$ піковим тарифами. Встановленні області зміни витрат води через гідроагрегати і рівня споживання потужності при яких доцільно впроваджувати той чи інший варіант електропостачання споживачів.

Д 3.1 Варіант застосування базового тарифу на електроенергію

Результати обчислювального експерименту для базового тарифу $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$ зведені у табл. Д 3.1 4.6 і табл. Д 3.2. А їх графічне представлення наведене на рис. Д 3.1 – рис. Д 3.4.

Отримані дані показують зростання долі чистої приведеної вартості пікової ГАЕС у структурі NPV системи (рис. Д 3.1 і рис. Д 3.2). Це пов'язано зі зростанням обсягів генерації електроенергії гідроагрегатами і зменшенням дефіциту потужності. Як наслідок зменшуються витрати на придбання електроенергії у зовнішнього оператора розподілу.

Таблиця Д 3.1 – Розрахункова чиста приведена вартість систем електропостачання споживачів шахти «Криворізька» при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

№ з/п	E , кВт·год/день	Витрати води через гідрогенератор, $\text{м}^3/\text{с}$	NPV, грн	
			Електропостачання від мережі	Електропостачання від мережі та пікової ГАЕС (дві гідротурбіни)
1	10800	0,07	3929427,39	5558894,45
2	10800	0,15	3929427,39	3641946,29
3	10800	0,23	3929427,39	3641946,29
4	21600	0,07	7858854,77	9488321,83
5	21600	0,15	7858854,77	4190766,25
6	21600	0,23	7858854,77	3641946,29
7	43200	0,07	15717709,55	17347176,61
8	43200	0,15	15717709,55	12049621,02
9	43200	0,23	15717709,55	5454540,63

Так відповідно до рис. Д 3.2 для вже раніше визначених трьох найбільш несприятливих умов застосування пікової ГАЕС $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ частка NPV становить 29,34 %, 15,04 % і 22,41 %, відповідно. Тобто доля суттєво зростає порівняно з варіантом, коли застосовувався один гідроагрегат, але все ще не перевищує дисконтовану вартість придбання електроенергії з зовнішньої електричної мережі протягом 25 років.

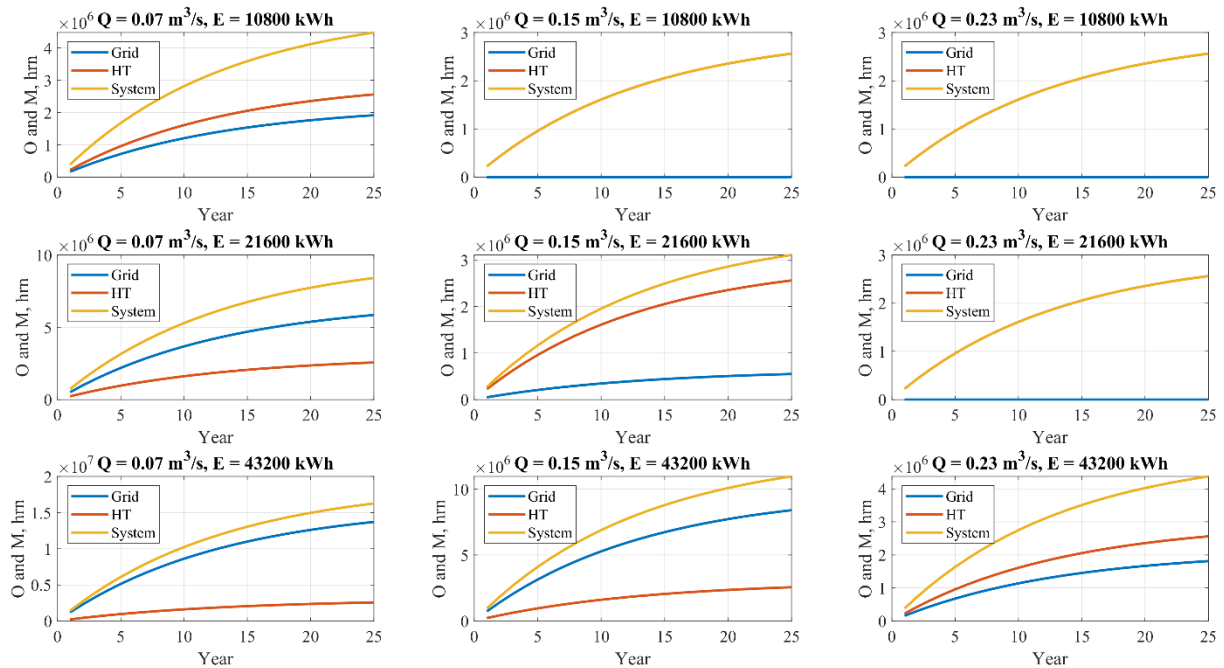


Рисунок Д 3.1 – Експлуатаційні витрати варіанту синергетичної системи електропостачання з піковою ГАЕС (дві гідротурбіни на горизонті 500 метрів) протягом періоду функціонування для різних значень витрат води через гідротурбіну і середньодобового електроспоживання при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

NPV системи при $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ починає переважно залежати від NPV пікової ГАЕС (55,88 %, 81,56 % і 57,26 %, відповідно), а при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ повністю визначається витратами на гідротурбіни, що пояснюється збільшенням генерації до рівня, коли здійснюється автономне електропостачання споживачів.

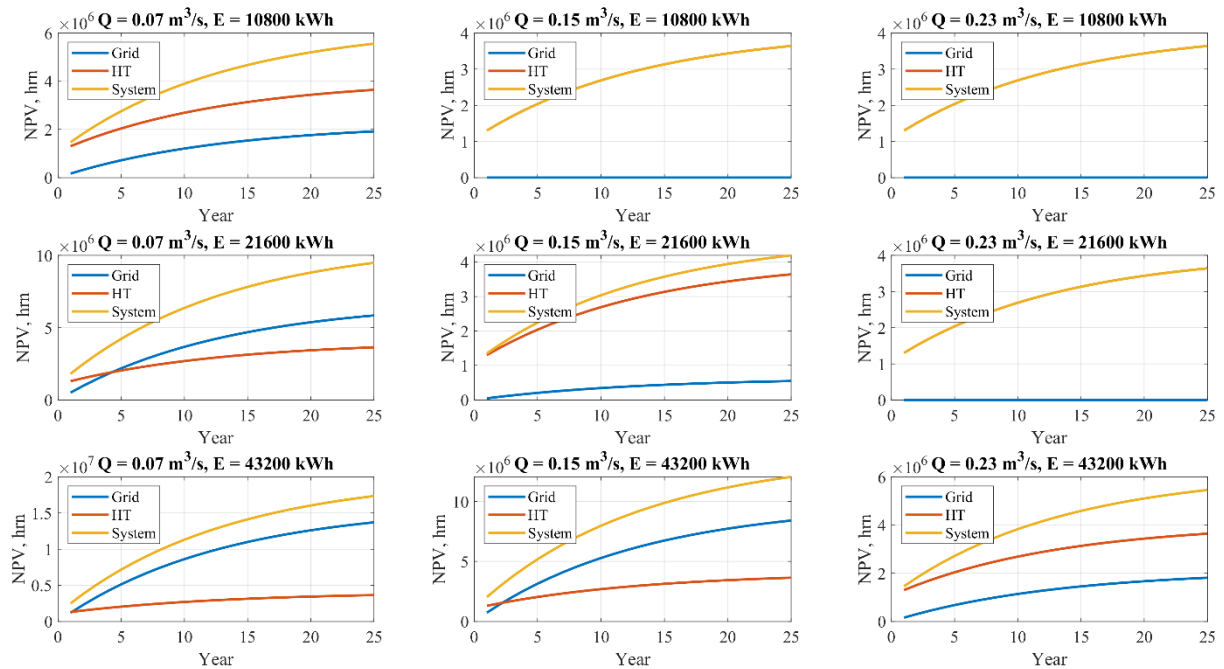


Рисунок Д 3.2 – Чиста приведена вартість варіанту синергетичної системи електропостачання з піковою ГАЕС (дві гідротурбіни на горизонті 500 метрів) протягом терміну експлуатації для різних значень витрат води через гідротурбіну і середньодобового електроспоживання при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$

Разом з тим, порівнявши результати наведені у табл. Д 3.1 та табл. Д 3.2 видно, що приведена вартість електроенергії в системі з піковою ГАЕС і двома гідротурбінами зростає. Це зумовлюється збільшенням у два рази капітальних витрат на придбання генеруючого обладнання та річної вартості обслуговування і планово-попереджувальних ремонтів.

Як і у попередніх випадках, при зростанні витрат води через гідроагрегати до номінального значення $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ чиста приведена вартість системи комбінованого електропостачання з піковою ГАЕС стає меншою за NPV системи, що отримує живлення тільки від мережі. Для рівня споживання електроенергії

$E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ вона менша на 57,94 %, для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ – на 64,52 % і для $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на 29,05 %.

Вартість електроенергії (див. табл. Д 3.2) перевищує тариф встановлений електропостачальною компанією для всіх варіантів енергоспоживання при $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$. У випадку коли $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ приведена вартість близька до базового тарифу і менший за нього лише на 7,32 %.

Таблиця Д 3.2 – Очікувана вартість електроенергії про впровадженні на горизонті 500 метрів системи розподіленої генерації з двома гідротурбінами у складі пікової ГАЕС при тарифі $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

№ з/п	E , кВт·год/день	Витрати води через гідрогенератор, $\text{м}^3/\text{с}$	Вартість електроенергії, грн/кВт·год	
			Електропостачання від мережі	Електропостачання від мережі та пікової ГАЕС (дві гідротурбіни)
1	10800	0,07	0.09338	0.132103
2	10800	0,15	0.09338	0.086548
3	10800	0,23	0.09338	0.086548
4	21600	0,07	0.09338	0.112742
5	21600	0,15	0.09338	0.049795
6	21600	0,23	0.09338	0.043274
7	43200	0,07	0.09338	0.103061
8	43200	0,15	0.09338	0.071588
9	43200	0,23	0.09338	0.032406

Порівнявши графіки на рис. Д 3.2 і рис. Д 3.3 можна стверджувати, що інтенсивність зростання NPV системи зменшується, через вище початкове значення NPV в області, що відповідає більшим значенням витрат води через гідротурбіну і нижчим обсягам енергоспоживання.

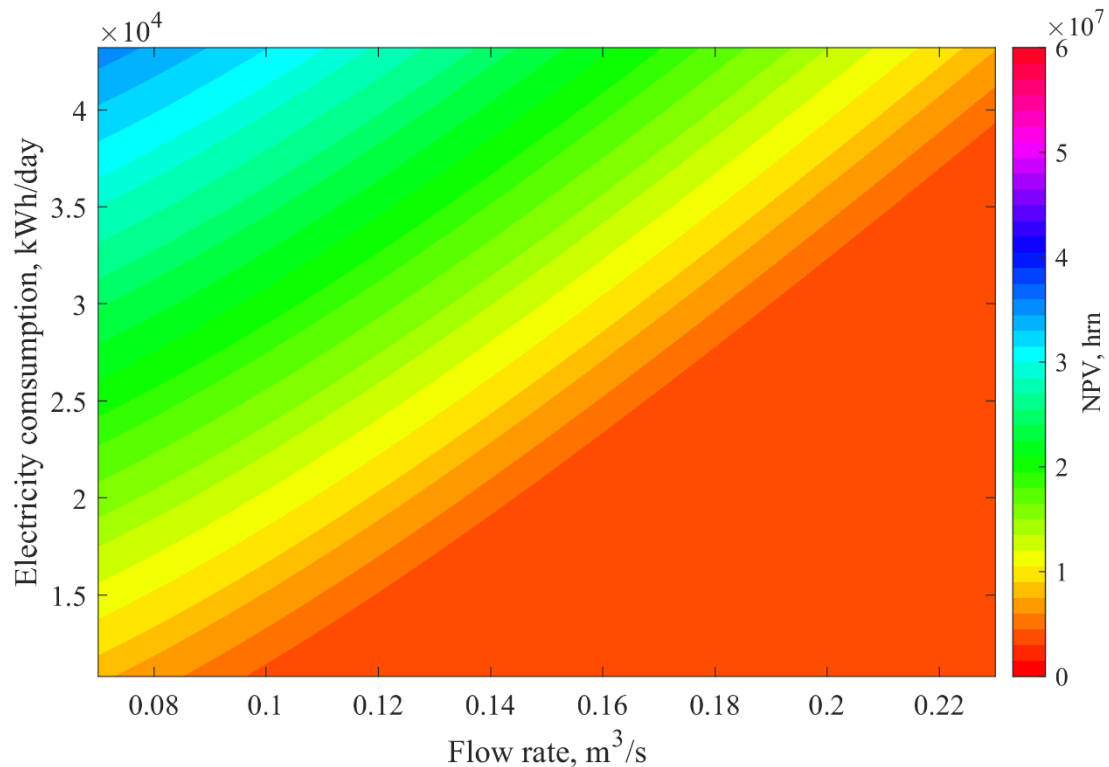


Рисунок Д 3.3 – Залежність чистої приведеної вартості варіанту синергетичної системи комбінованого електропостачання від витрат води через гідротурбіну та рівня споживання потужності $NPV = f(Q, E)$ при впровадженні двох гідротурбін на горизонті 500 (тариф $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$)

Графік (рис. Д 3.3) демонструє, що систему без пікової ГАЕС доцільно застосовувати при інтенсивності водного потоку нижче $0,1006 \text{ м}^3/\text{с}$ для $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день, $0,1334 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і $0,1906 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день. Тобто область застосування системи розподіленої генерації з піковою ГАЕС та двома гідротурбінами суттєво зростає і складає 51,57 %, що більше на 37,37 % і 31,97 % ніж для системи з одним гідроагрегатом під час дії базового і піковим тарифів, відповідно.

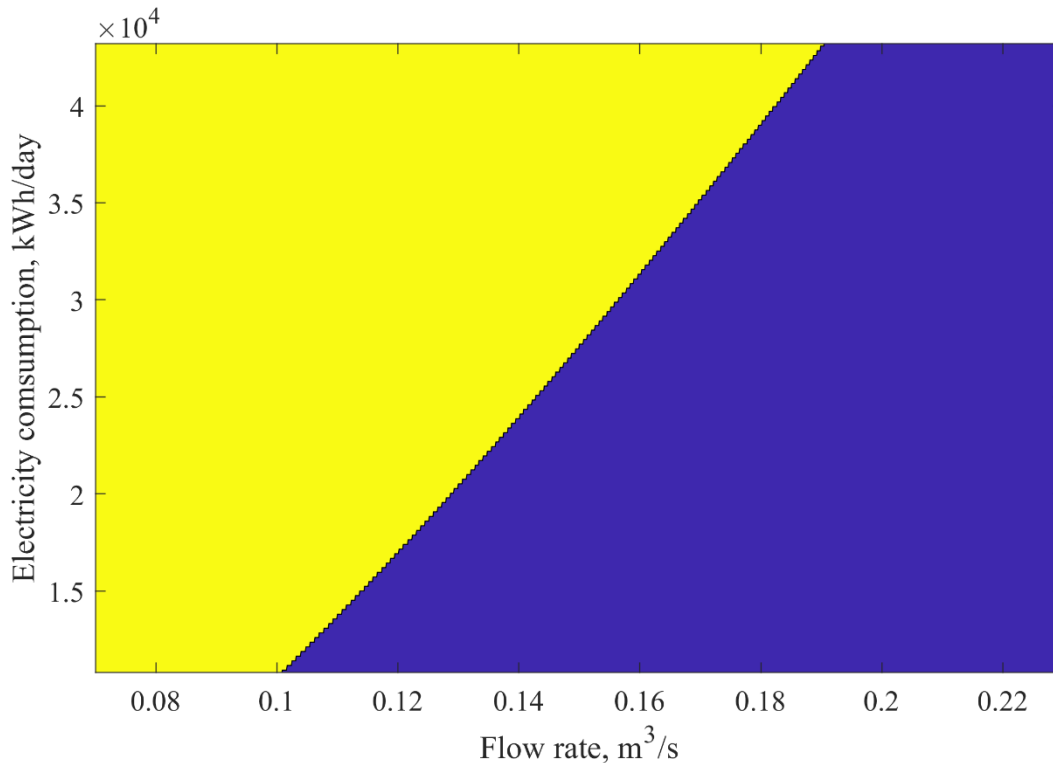


Рисунок Д 3.4 – Оптимальність, за критерієм чистої приведеної вартості варіанту синергетичної системи електропостачання горизонту 500 при впровадженні двох гідротурбін, залежно від зміни навантаження та витрат води (тариф $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$)

Д 3.2 Варіант застосування пікового тарифу на електроенергію

При застосуванні пікового тарифу на електроенергію в умовах функціонування гідротурбін з номінальними витратами води $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ NPV для системи з піковою ГАЕС менше на 38,21 %, 69,12 % і 73,02 % при рівнях споживання $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, відповідно, ніж для системи без неї. Про це свідчать результати обчислень наведені у табл. Д 3.3. Порівнюючи з варіантом, коли діє базовий тариф (табл. Д 3.1), видно, що за критерієм чистої приведеної вартості ефективність систем розподіленої генерації зростає, так як різниця між NPV стає більш значною.

Таблиця Д 3.3 – Розрахункова чиста приведена вартість систем електропостачання споживачів шахти «Криворізька» при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

№ з/п	E , кВт·год/день	Витрати води через гідрогенератор, $\text{м}^3/\text{с}$	NPV, грн	
			Електропостачання від мережі	Електропостачання від мережі та пікової ГАЕС (дві гідротурбіни)
1	10800	0,07	5894141,08	6517368,53
2	10800	0,15	5894141,08	3641946,29
?	10800	0,23	5894141,08	3641946,29
4	21600	0,07	11788282,16	12411509,61
5	21600	0,15	11788282,16	4465176,23
6	21600	0,23	11788282,16	3641946,29
7	43200	0,07	23576564,32	24199791,77
8	43200	0,15	23576564,32	16253458,39
9	43200	0,23	23576564,32	6360837,8

NPV системи при $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ переважно залежить від NPV пікової ГАЕС, частка якої для наведених пар параметрів становить 55,88 %, 81,56 % і 57,25 %, відповідно. Тобто, у першому і останньому випадку NPV практично зрівнюються з дисконтованою вартістю придбання електроенергії з зовнішньої електричної мережі. При $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і

$E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ здійснюється автономне електропостачання від власних джерел генерації.

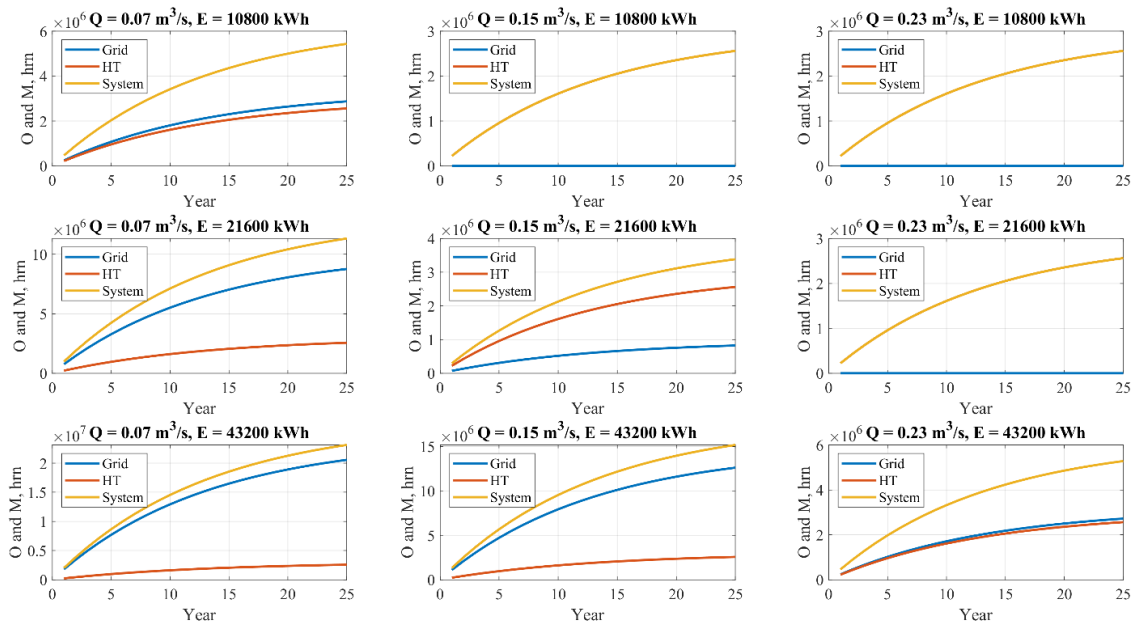


Рисунок Д 3.5 – Експлуатаційні витрати варіанту синергетичної системи електропостачання з піковою ГАЕС (дві гідротурбіни на горизонті 500 метрів) протягом періоду функціонування для різних значень витрат води через гідротурбіну і середньодобового електроспоживання при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

Дані про розрахунок приведеної вартості електроенергії в системі з двома гідроагрегатами (табл. Д 3.4) та за умови дії пікового тарифу показують, що порівняно з варіантом, де дефіцит потужності покривається за рахунок придбання електроенергії за базовим тарифом (табл. Д 3.2), вартість зростає. Проте окрім випадків коли $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ вона залишається нижчою за $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$.

Таблиця Д 3.4 – Очікувана вартість електроенергії про впровадженні на горизонті 500 метрів системи розподіленої генерації з двома гідротурбінами у складі при тарифі $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год}$

№ з/п	E , кВт·год/день	Витрати води через гідрогенератор, м ³ /с	Вартість електроенергії, грн/кВт·год	
			Електропостачання від мережі	Електропостачання від мережі та пікової ГАЕС (дві гідротурбіни)
1	10800	0,07	0.14007	0.154881
2	10800	0,15	0.14007	0.086548
3	10800	0,23	0.14007	0.086548
4	21600	0,07	0.14007	0.147475
5	21600	0,15	0.14007	0.053056
6	21600	0,23	0.14007	0.043274
7	43200	0,07	0.14007	0.143773
8	43200	0,15	0.14007	0.096563
9	43200	0,23	0.14007	0.037790

Графік (рис. Д 3.8) демонструє, що систему без пікової ГАЕС доцільно застосовувати при інтенсивності водного потоку нижче 0,0926 м³/с для $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день, 0,1261 м³/с – для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і 0,1839 м³/с – для $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день. Тобто область у межах якої застосування системи електропостачання з піковою ГАЕС дещо розширюється на 4,34 % до 55,91 % порівняно з варіантом наведеним на рис. Д 3.7, який відповідає базовому тарифу.

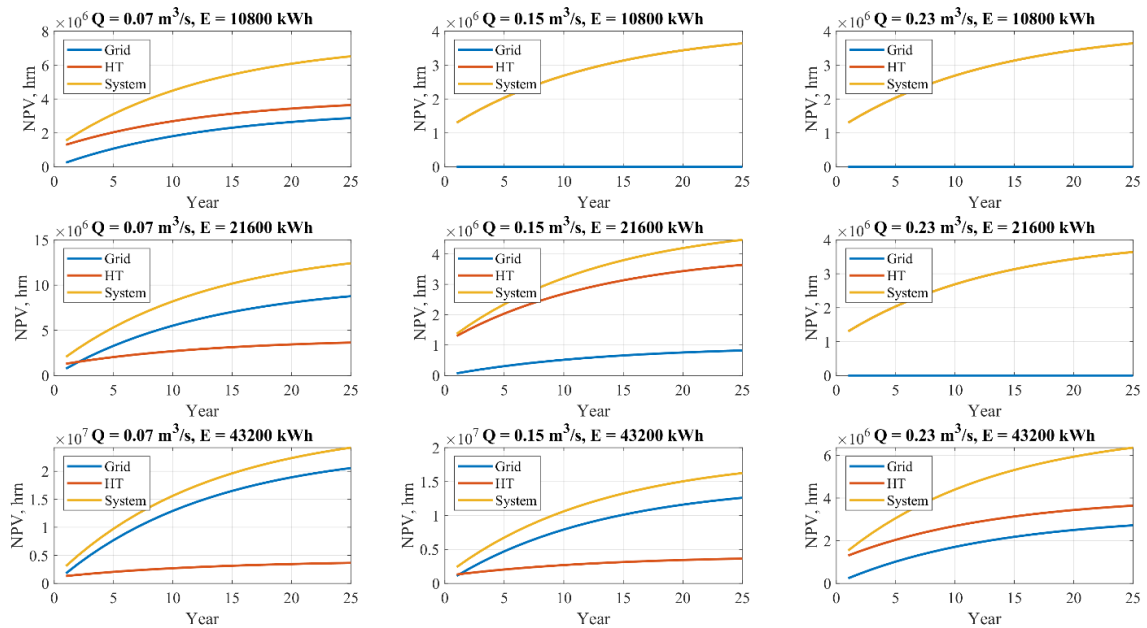


Рисунок Д 3.6 – Чиста приведена вартість варіанту синергетичної структури системи електропостачання з піковою ГАЕС (дві гідротурбіни на горизонті 500 метрів) протягом терміну експлуатації для різних значень витрат води через гідротурбіну і середньодобового електроспоживання при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$

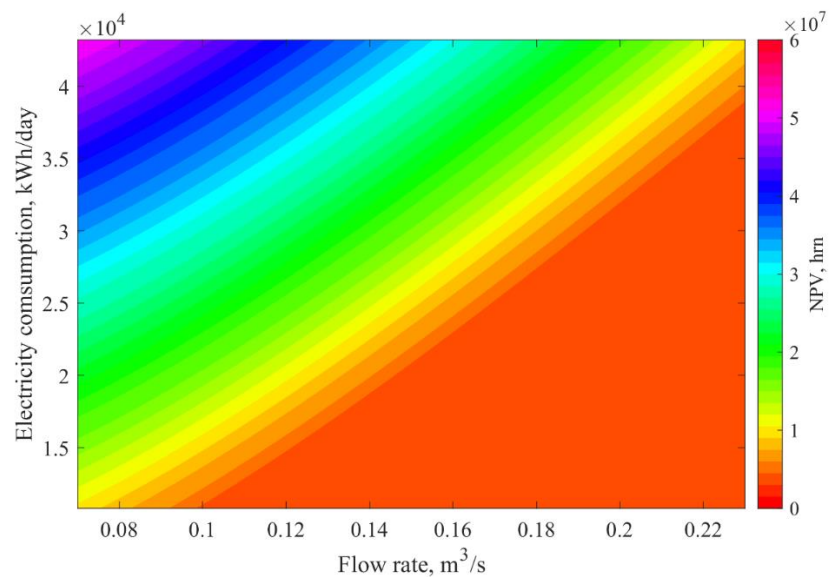


Рисунок Д 3.7 – Залежність чистої приведеної вартості варіанту синергетичної структури системи електропостачання від витрат води через гідротурбіну та рівня споживання потужності $NPV = f(Q, E)$ при впровадженні двох гідротурбін на горизонті 500 (тариф $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$)

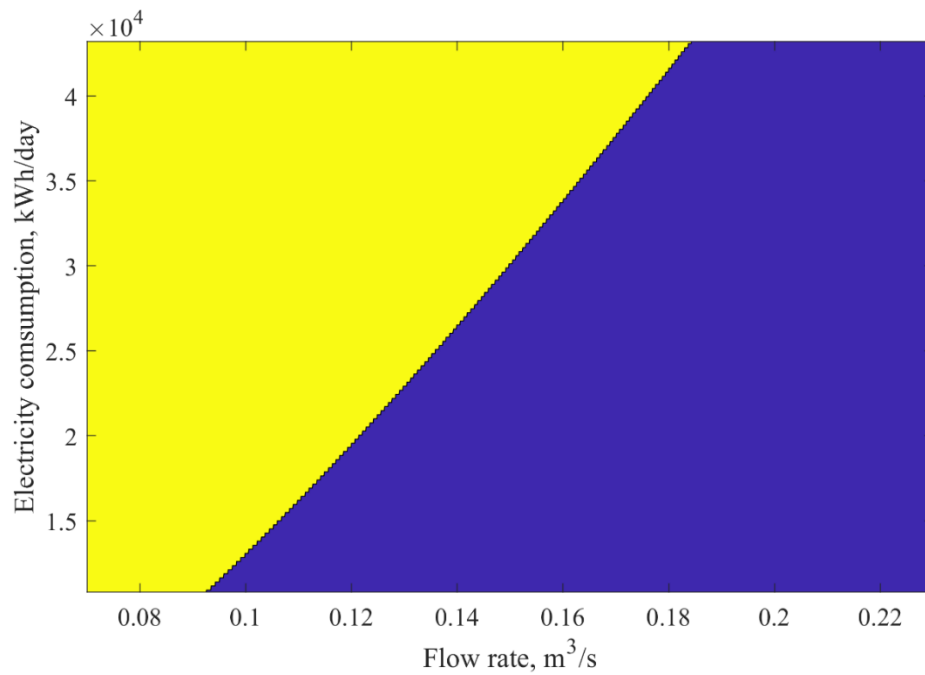


Рисунок Д 3.8 – Оптимальність, за критерієм чистої приведеної вартості варіанту синергетичної структури системи електропостачання горизонту 500 при впровадженні двох гідротурбін, залежно від зміни навантаження та витрат води (тариф $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{MBt} \cdot \text{год}$)

**Додаток Д 4. Економічні показники роботи системи
електропостачання з розподіленою генерацією на базі пікової ГАЕС, що
містить чотири гідротурбіни, які розміщені на підземних горизонтах 500 і
940 метрів (по дві на кожному)**

Д 4.1 Варіант застосування базового тарифу на електроенергію

На завершальному етапі було розглянуто доцільність впровадження системи розподіленої генерації з піковою ГАЕС, розміщеними на горизонтах 500 і 940 шахти «Криворізька». Враховуючи, що у даному варіанті використовується енергетичний потенціал скидання вод з декількох шахт, тому передбачається встановлення чотирьох гідроагрегатів – по два на кожному горизонті.

Отримані дані (див. табл. Д 4.1) показують, що NPV системи електропостачання шахти з піковою ГАЕС суттєво зростає. Вона залишається меншою за NPV, коли живлення споживачів здійснюється від зовнішньої електричної мережі тільки у чотирьох випадках $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ (менше на 7,32 %), $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ (менше на 7,32 %), $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ (менше на 46,67 %), та $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ (менше на 53,66 %).

У цілому NPV системи з піковою ГАЕС, яка складається з чотирьох гідротурбін, при використанні базового тарифу у номінальних умовах роботи ($Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$) збільшується порівняно з застосуванням одного або двох гідроагрегатів у 2,67 і 1,99 разів, відповідно.

Таблиця Д 4.1 – Розрахункова чиста приведена вартість систем електропостачання споживачів шахти «Криворізька» при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

№ з/п	E , кВт·год/день	Витрати води через гідрогенератор, $\text{м}^3/\text{с}$	NPV, грн	
			Електропостачання від мережі	Електропостачання від мережі та пікової ГАЕС (4 гідротурбіни)
1	10800	0,07	3929427,39	7283892,57
2	10800	0,15	3929427,39	7283892,57
3	10800	0,23	3929427,39	7283892,57
4	21600	0,07	7858854,77	11117788,9
5	21600	0,15	7858854,77	7283892,57
6	21600	0,23	7858854,77	7283892,57
7	43200	0,07	15717709,55	18976643,67
8	43200	0,15	15717709,55	8381532,49
9	43200	0,23	15717709,55	7283892,57

Аналіз складових NPV системи при комбінованому електропостачанні (рис. Д 4.1, рис. Д 4.2) показують ще більше зростання долі чистої приведеної вартості пікової ГАЕС у структурі NPV системи порівняно з варіантом, у якому генерації електроенергії здійснювалася двома гідроагрегатами, встановленими біля водозбірника горизонту 500 метрів. При цьому рівень виробництва електроенергії достатній для автономного електропостачання забезпечується у цьому варіанті у всіх випадках окрім умов $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$. При чому при $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ NPV системи залежить переважно від NPV пікової ГАЕС.

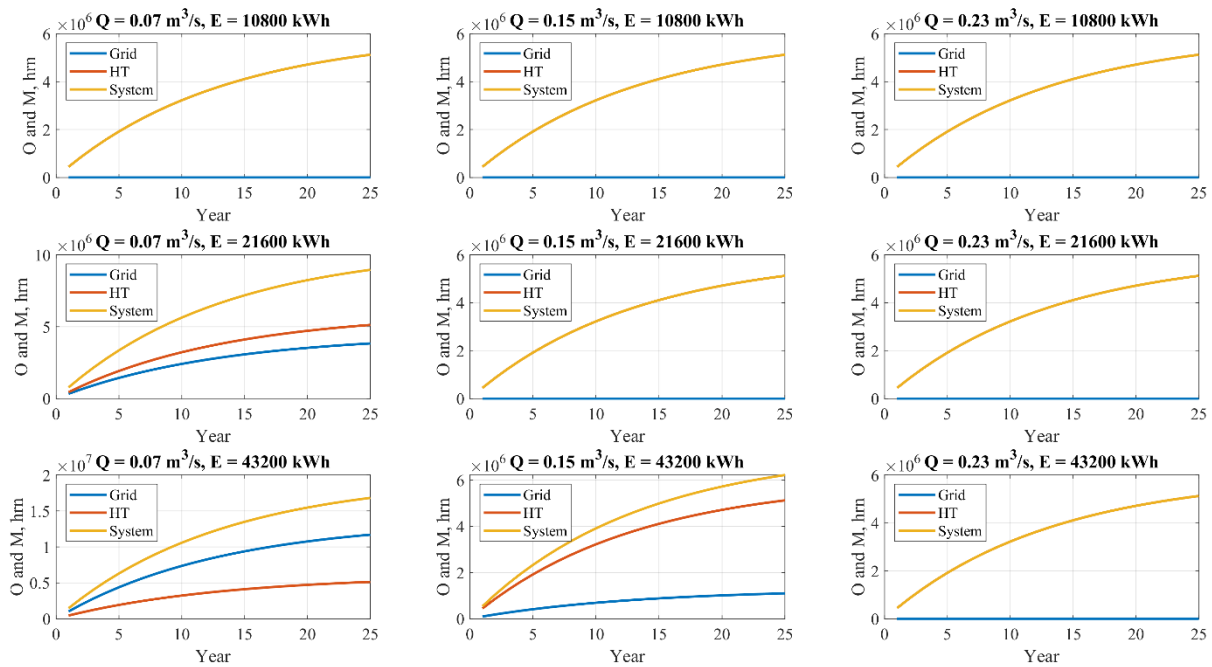


Рисунок Д 4.1 – Експлуатаційні витрати варіанту синергетичної структури системи електропостачання з піковою ГАЕС (по дві гідротурбіни на горизонтах 500 і 940 метрів) протягом періоду функціонування для різних значень витрат води через гідротурбіну і середньодобового електроспоживання при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$

Доля NPV пікової ГАЕС для цих умов складає 65,52 % і 86,9 %. Тобто при $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ NPV мережі та пікової ГАЕС практично рівні.

У результаті тільки при $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ NPV системи зумовлено вартістю електроенергії, придбаної ззовні. Її частка складає 61,62 %.

Значне збільшення витрат на придбання генеруючого обладнання (чотирьох гідротурбін) та його подальше обслуговування призводить до перевищення тарифу $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$ приведеною вартістю електроенергії у системі розподіленої генерації, окрім випадків, коли енергоспоживання становить $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ при витратах води $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ та $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$.

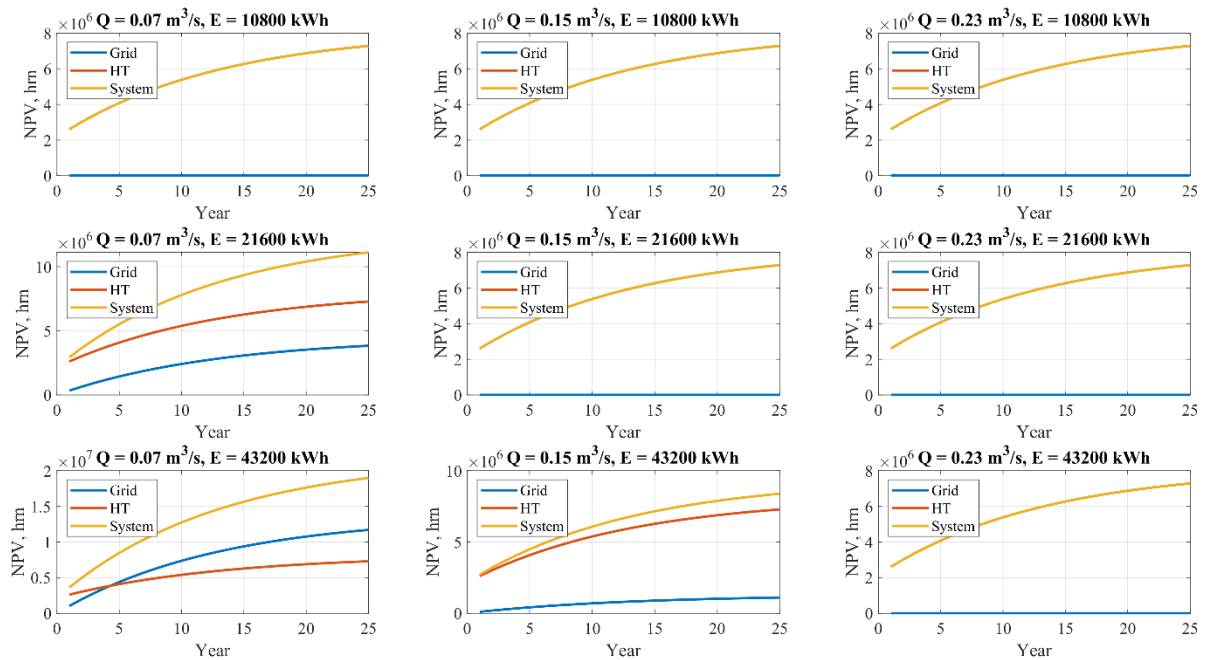


Рисунок Д 4.2 – Чиста приведена вартість варіанту синергетичної структури системи електропостачання з піковою ГАЕС (по дві гідротурбіни на горизонтах 500 і 940 метрів) протягом терміну експлуатації для різних значень витрат води через гідротурбіну і середньодобового електроспоживання при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$

В умовах низького споживання потужності й інтенсивності водного потоку через гідроагрегати, вигідно здійснювати електропостачання споживачів тільки від мережі з придбанням електроенергії у оператора розподілу. Модернізація електричної мережі шахти зі зведенням пікової ГАЕС при цьому не доцільна, тому що економічний ефект від генерації протягом 25 років не покриває капіталовкладень та експлуатаційних витрат. Для більш ефективного використання енергетичного потенціалу пікової ГАЕС горизонтів 500 і 9400 метрів від них потрібно забезпечувати живлення більшої кількості споживачів.

Таблиця Д 4.2 – Очікувана вартість електроенергії про впровадженні на горизонтах 500 і 940 метрів системи розподіленої генерації з піковою ГАЕС при тарифі $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год}$

№ з/п	E , кВт·год/день	Витрати води через гідрогенератор, $\text{м}^3/\text{с}$	Вартість електроенергії, грн/кВт·год	
			Електропостачання від мережі	Електропостачання від мережі та пікової ГАЕС (4 гідротурбіни)
1	10800	0,07	0.09338	0.173096
2	10800	0,15	0.09338	0.173096
3	10800	0,23	0.09338	0.173096
4	21600	0,07	0.09338	0.132103
5	21600	0,15	0.09338	0.086548
6	21600	0,23	0.09338	0.086548
7	43200	0,07	0.09338	0.112742
8	43200	0,15	0.09338	0.049795
9	43200	0,23	0.09338	0.043274

Графік залежності $NPV = f(Q, E)$, наведений на рис. Д 4.3, показує збільшення чистої приведеної вартості системи в області зростання енергоспоживання від $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ до $E = 32100 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ і витрат води від $Q = 0,12 \text{ м}^3/\text{с}$ до $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ (позначена помаранчевим кольором).

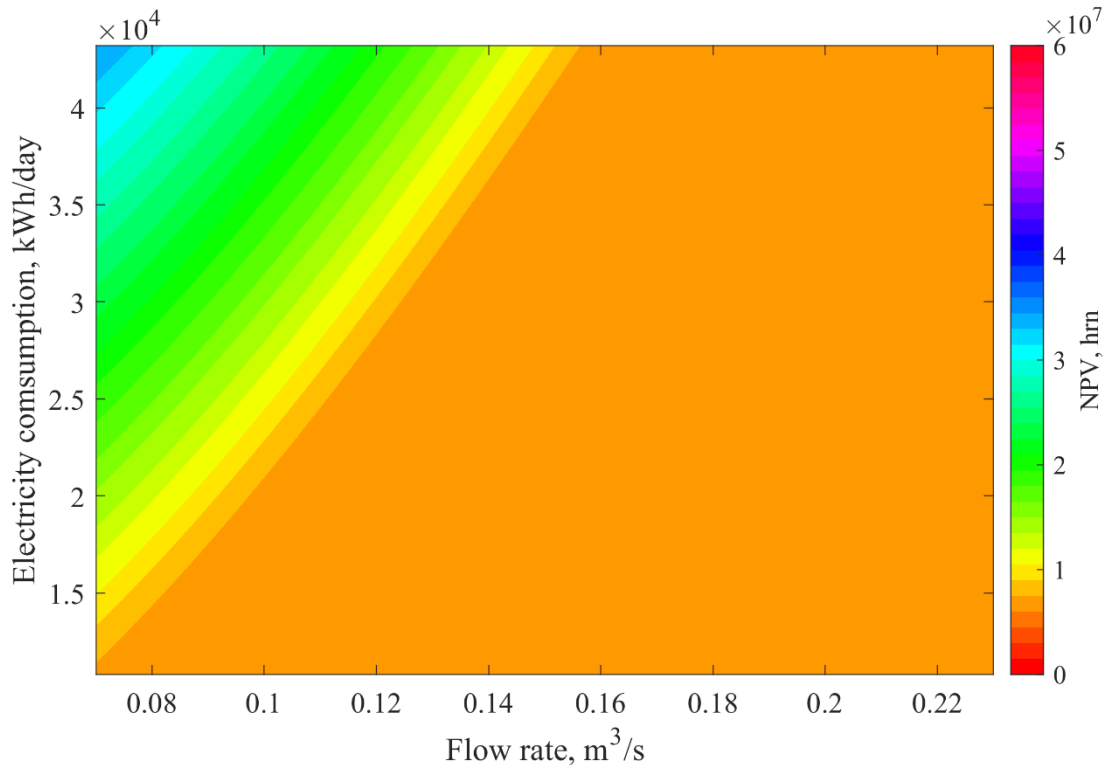


Рисунок Д 4.3 – Залежність чистої приведеної вартості варіанту синергетичної структури системи електропостачання від витрат води через гідротурбінну та рівня споживання потужності $NPV = f(Q, E)$ при впровадженні двох гідротурбін на горизонті 500 і двох гідротурбін на горизонті 940 (тариф $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$)

Графік (рис. Д 4.4) демонструє, що систему без пікової ГАЕС доцільно застосовувати при інтенсивності водного потоку нижче на день, $0,1011 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і $0,1336 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день. Особливістю даного випадку є те, що при рівні енергоспоживання нижче $E = 20160 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ використання пікової ГАЕС у системі електропостачання недоцільне при будь-якому значенні витрат води через гідротурбіни. У результаті область у межах зміни параметрів, де застосування системи розподіленої генерації, дещо зменшилася на 0,93 % до 50,64 % порівняно з випадком, коли діє базовий тариф і встановлюються дві гідротурбіни на горизонті 500 метрів.

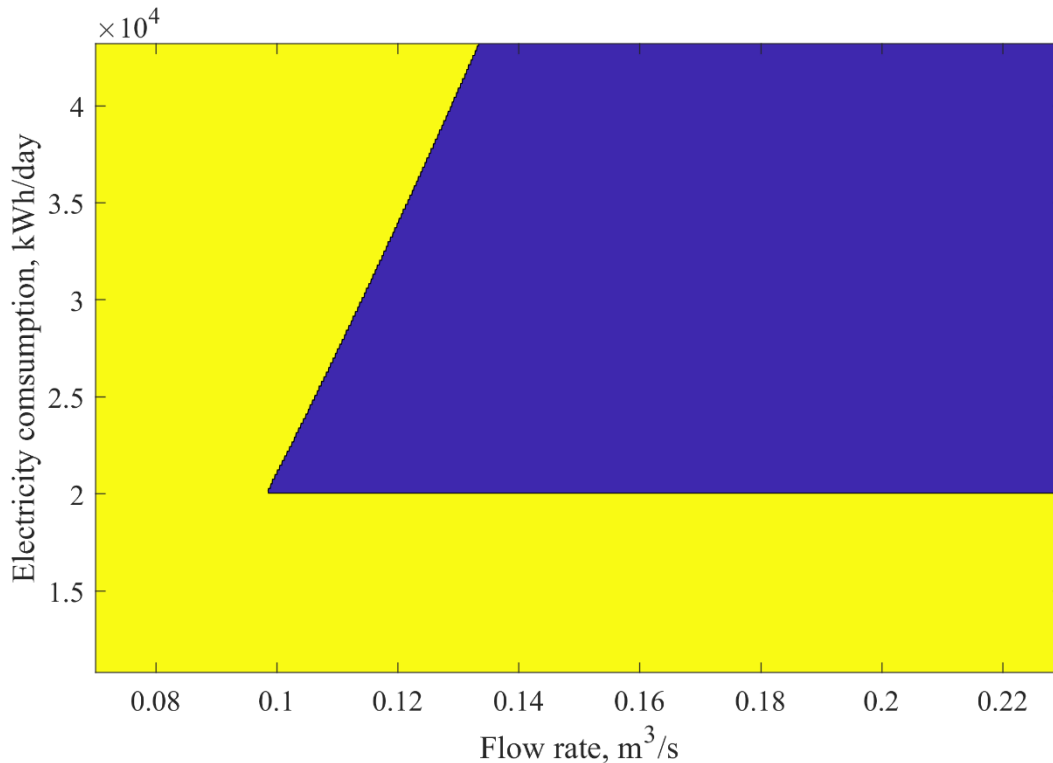


Рисунок Д 4.4 – Оптимальність за критерієм чистої приведеної вартості варіанту синергетичної структури системи електропостачання горизонту 500 і 940 при впровадженні чотирьох гідротурбін, залежно від зміни навантаження та витрат води (тариф $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$)

Д 4.2 Варіант застосування пікового тарифу на електроенергію

Під час дії пікового тарифу $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$ NPV запропонованої системи електропостачання з піковою ГАЕС нижче NPV системи, у якій живлення споживачів здійснюється тільки від зовнішньої електричної мережі, тільки при енергоспоживанні $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та витратах води $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ (див. табл. Д 4.3). Так при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ вона менше на 38,21 %, при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ – на 62,12 %, а при $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ – 69,11 %. При базовому тарифі ці відсотки для аналогічних умов склали 7,32 %, 69,11 %.

7,32 %, 46,67 % та 53,66 %. Збільшення різниці між NPV пояснюється зростанням вартості придбання електроенергії у електропостачальної компанії через дію пікового тарифу при збереженні рівня генерації власними гідроагрегатами, а також капітальних витрат і витрат на експлуатацію та планово-попереджувальні ремонти.

Таблиця Д 4.3 – Розрахункова чиста приведена вартість систем електропостачання споживачів шахти «Криворізька» при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

№ з/п	E , кВт·год/день	Витрати води через гідрогенератор, $\text{м}^3/\text{с}$	NPV, грн	
			Електропостачання від мережі	Електропостачання від мережі та пікової ГАЕС (4 гідротурбіни)
1	10800	0,07	5894141,08	7283892,57
2	10800	0,15	5894141,08	7283892,57
3	10800	0,23	5894141,08	7283892,57
4	21600	0,07	11788282,16	13034737,06
5	21600	0,15	11788282,16	7283892,57
6	21600	0,23	11788282,16	7283892,57
7	43200	0,07	23576564,32	24823019,22
8	43200	0,15	23576564,32	8930352,45
9	43200	0,23	23576564,32	7283892,57

Аналіз складових NPV системи при комбінованому електропостачанні (див. рис. Д 4.5 і рис. Д 4.6) показує, що для пари параметрів $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ чиста приведена вартість системи зумовлена дисконтованою

вартістю електроенергії, доля якої становить 70,66 %, що на 9,04 % вище ніж при $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$.

У таких умовах як-от $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ частка чистої приведеної вартості пікової ГАЕС перевищує NPV мережі підприємства на 63,12 %, і становить відповідно 81,56 % проти 18,44 % (див. рис. Д 4.5, рис. Д 4.6). Для $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ вони приймають практично однакові значення – NPV мережі перевищує NPV пікової ГАЕС лише на 2,75 %.

У всіх інших умовах, окрім означених, NPV системи повністю визначається NPV пікової ГАЕС, так як виробленої електроенергії достатньо для автономного електропостачання споживачів водовідливу.

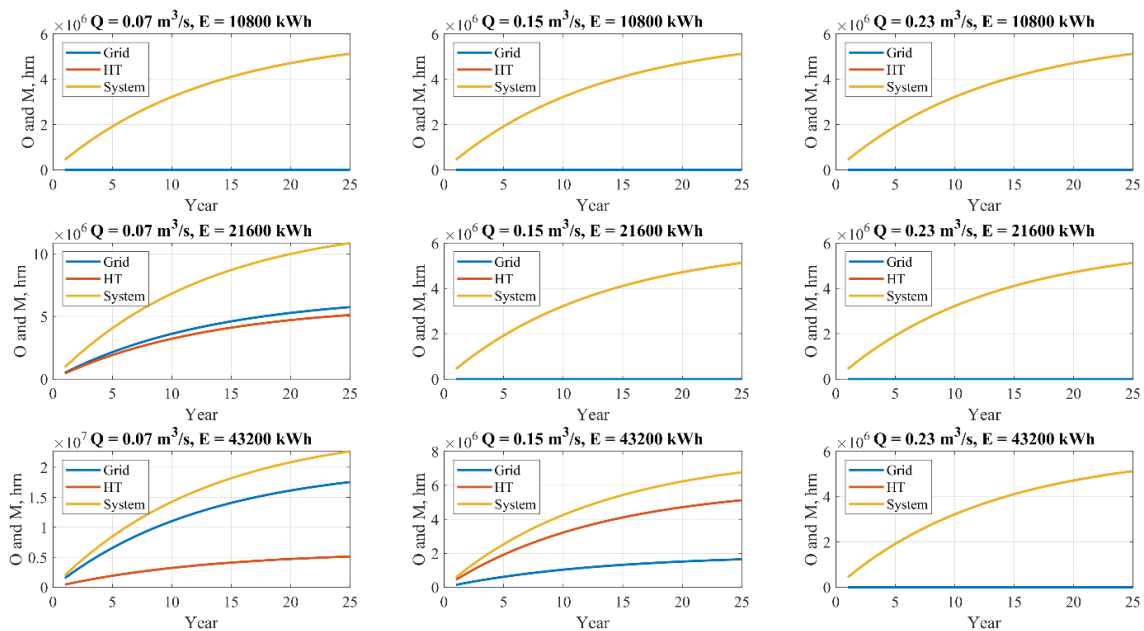


Рисунок Д 4.5 – Експлуатаційні витрати варіанту синергетичної структури системи електропостачання з піковою ГАЕС (по дві гідротурбіни на горизонтах 500 і 940 метрів) протягом періоду функціонування для різних значень витрат води через гідротурбіну і середньодобового електроспоживання при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$

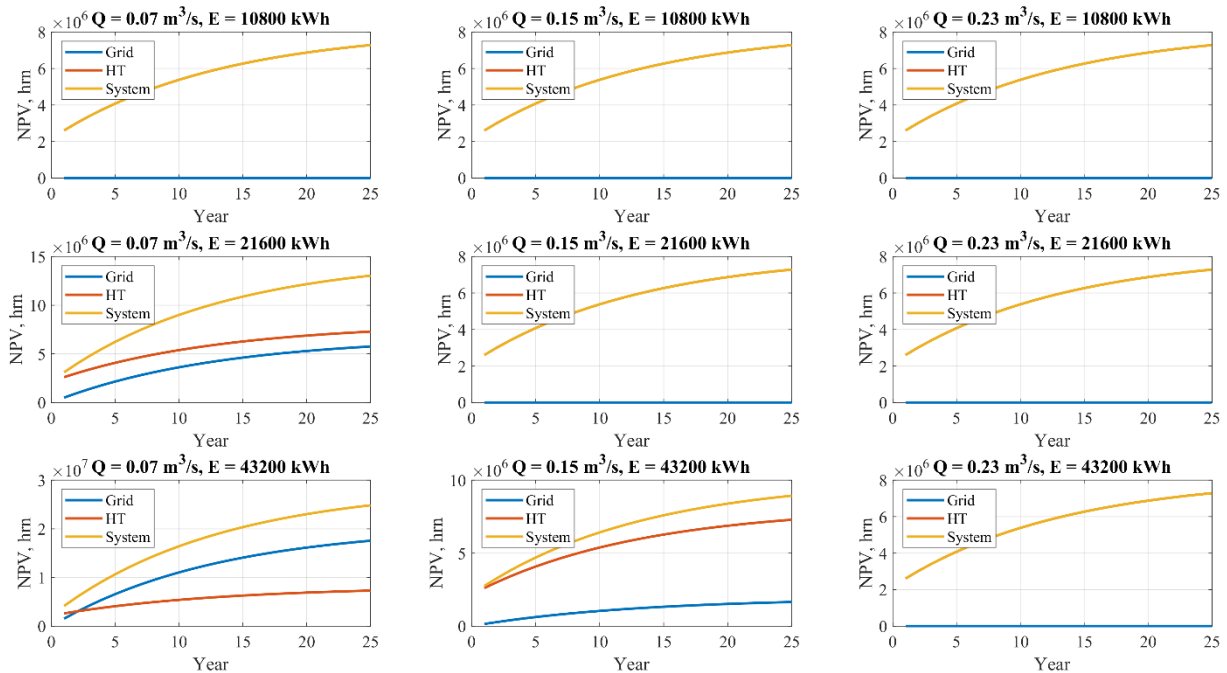


Рисунок Д 4.6 – Чиста приведена вартість варіанту синергетичної структури системи електропостачання з піковою ГАЕС (по дві гідротурбіни на горизонтах 500 і 940 метрів) протягом терміну експлуатації для різних значень витрат води через гідротурбіну і середньодобового електроспоживання при вартості електроенергії $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$

Враховуючи, що у даному випадку тариф на електроенергію збільшується у 1,5 рази до $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$ і, відповідно, зростають витрати на її придбання з мережі оператора розподілу, приведена вартість електроенергії системи розподіленої генерації з піковою ГАЕС (див. табл. Д 4.4) стає нижчою за діючий тариф не тільки при $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ як для $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{MВт} \cdot \text{год}$, а й при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$, тобто енергетичний потенціал водовідливу використовується ефективніше.

Графік залежності $NPV = f(Q, E)$, наведений на рис. Д 4.7, показує більш інтенсивне зростання чистої приведеної при зростанні енергоспоживання і зменшенні витрат води через гідротурбіну.

Таблиця Д 4.4 – Очікувана вартість електроенергії про впровадженні на горизонтах 500 і 940 метрів системи розподіленої генерації з піковою ГАЕС при тарифі $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$

№ з/п	E , кВт·год/день	Витрати води через гідрогенератор, м ³ /с	Вартість електроенергії, грн/кВт·год	
			Електропостачання від мережі	Електропостачання від мережі та пікової ГАЕС (4 гідротурбіни)
1	10800	0,07	0.14007	0.173096
2	10800	0,15	0.14007	0.173096
3	10800	0,23	0.14007	0.173096
4	21600	0,07	0.14007	0.154881
5	21600	0,15	0.14007	0.086548
6	21600	0,23	0.14007	0.086548
7	43200	0,07	0.14007	0.147475
8	43200	0,15	0.14007	0.053056
9	43200	0,23	0.14007	0.043274

Графік (рис. Д 4.8) демонструє, що систему без пікової ГАЕС доцільно застосовувати при інтенсивності водного потоку нижче 0,0926 м³/с – для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і 0,1259 м³/с – для $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день. У даному випадку на відміну від дії базового тарифу, систему з піковою ГАЕС недоцільно застосовувати при зниженні електроспоживання нижче $E = 13440 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ (для $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн}/\text{МВт} \cdot \text{год}$ ця межа становила $E = 20160 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ див. рис. Д 4.4).

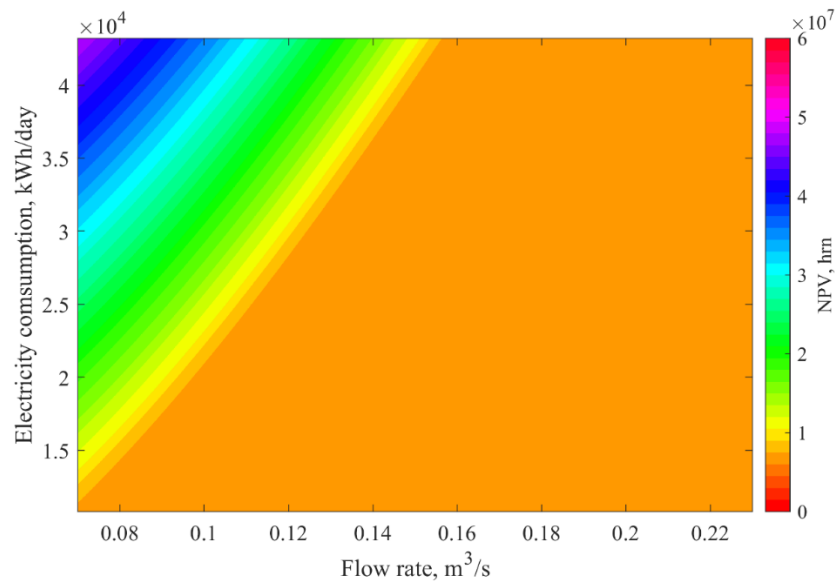


Рисунок Д 4.7 – Залежність чистої приведеної вартості варіанту синергетичної структури системи електропостачання від витрат води через гідротурбіну та рівня споживання потужності $NPV = f(Q, E)$ при впровадженні двох гідротурбін на горизонті 500 і двох гідротурбін на горизонті 940 (тариф $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{MBt} \cdot \text{год}$)

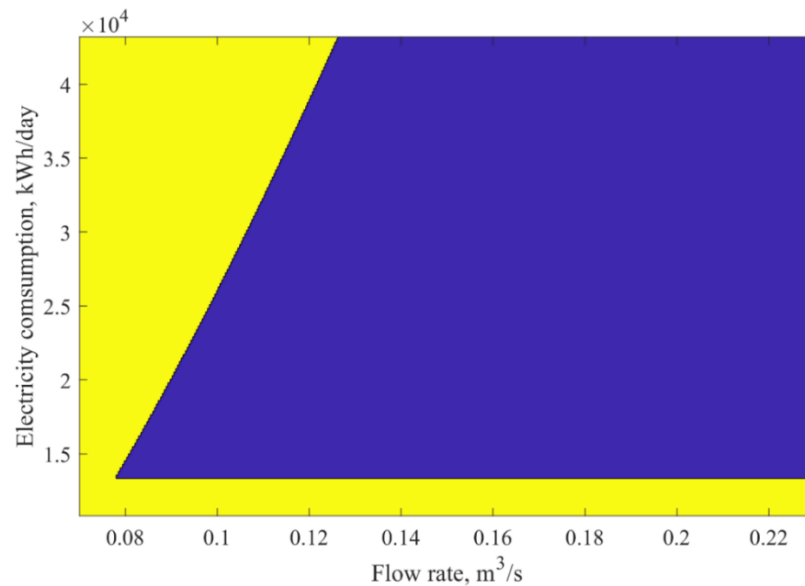


Рисунок Д 4.8 – Оптимальність за критерієм чистої приведеної вартості варіанту синергетичної структури системи електропостачання горизонту 500 і 940 при впровадженні чотирьох гідротурбін, залежно від зміни навантаження та витрат води (тариф $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн}/\text{MBt} \cdot \text{год}$)

Це значно розширило область застосування системи електропостачання з об'єктами розподіленої генерації порівняно з попереднім випадком. Відзначимо також, що порівнюючи площу області раціонального застосування системи з чотирма гідроагрегатами з відповідними площами при встановленні однієї або двох гідротурбін, то вона є найбільшою і становить 72,84 %.

Тобто незважаючи на високий рівень капітальних витрат на придбання генеруючого обладнання та подальше його обслуговування даний варіант є найкращим для електропостачання в умовах, коли відбувається зміна електроспоживання або витрат води через гідротурбіни.

Додаток Д 5. Впровадження результатів дисертаційної роботи

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Директор ТОВ «НБК Криворіжелектромонтаж»
Кулемін В. В.

м. Кривий Ріг
28 квітня 2022 р.

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи

Буднікова Кирила Всеволодовича «Варіативність систем енергоефективного
функціонування комплексів водовідведення в структурах електричних мереж
залізорудних шахт» в практику роботи
ТОВ «НБК Криворіжелектромонтаж»

ТОВ «НБК Криворіжелектромонтаж» – провідне спеціалізоване підприємство криворізького регіону – базового з видобутку залізної руди в Україні, по розробці проектуванню, монтажу та налагодженню систем електропостачання гірничорудних підприємств.

Підприємство веде постійний пошук нових сучасних і перспективних розробок для втілення їх в практику своєї роботи по розробці систем які дозволять в перспективі знизити витрати електричної енергії при видобутку залізорудної сировини, що призведе до підвищення енергоефективності енергоємних комплексів до яких відноситься системи водовідведення залізорудних шахт

У зв'язку з цим, в такому варіанті діяльності підприємства цікавими виглядають результати досліджень Буднікова Кирила Всеволодовича які викладені в дисертаційній роботі «Варіативність систем енергоефективного функціонування комплексів водовідведення в структурах електричних мереж залізорудних шахт». Проектувальники та розробники комплексів систем електропостачання підприємств ТОВ «НБК Криворіжелектромонтаж», згідно

пропозицій Буднікова Кирила Всеволодовича використовують наступні доробки його дисертаційної роботи:

- метод який використовується для оцінки стану та потенціалу з підвищення енергоефективності комплексів відведення вод з підземних горизонтів залізрудних шахт (рудників);
- методика яка спрямована на форматизації структури розбудови в складі загальношахтної «АСК-електроспоживання» підсистеми автономного керування процесом відведення вод з підземних горизонтів залізрудних шахт;

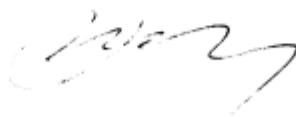
Очікуваний економічний ефект від впровадження таких впроваджень, в середньому, може скласти близько 3 млн. грн. в рік (в цінах 2022 р.) на одне гірничорудне підприємство – залізрудну шахту.

Начальник виробничого
відділу



Северенчук П. П.

Начальник фінансового
відділу



Ніконенко І. А.

Начальник проектно-конструкторського
відділу



Літвяк В. Г.

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Проректор з наукової роботи
Криворізького національного університету
д.т.н. проф. Дмитро БРОВКО



2022

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи БУДНІКОВА Кирила Всеволодовича
«Варіативність систем енергоефективного функціонування комплексів водовідведення
в структурах електричних мереж залізрудних шахт»

Комісія у складі голови декана Електротехнічного факультету, доцента В. Федотова членів комісії: завідувача навчально-методичного відділу С. Івашура, завідувача кафедри АЕСПТ, професора О. Сінчука, асистента кафедри АЕСПТ І. Пересунько, склала цей акт про впровадження у навчальний процес результатів дисертаційної К. Буднікова «Варіативність систем енергоефективного функціонування комплексів водовідведення в структурах електричних мереж залізрудних шахт» шляхом впровадження матеріалів цих дисертаційних досліджень до: лекційного курсу та переліку практичних занять навчального курсу «Системи генерації та передачі електричної енергії в умовах гірничо-металургійних підприємств».

Для забезпечення впровадження матеріалів дисертаційних досліджень були використані наступні складові дисертаційної роботи Буднікова Кирила Всеволодовича:

до лекційного курсу:

- метод прогнозування електроспоживання водовідливними комплексами залізрудних шахт задля прийняття відповідних управлінських рішень щодо забезпечення електроенергоефективності даних видів енергоємних споживачів електричної енергії даних видів підприємств;
- методику для порівняльного аналізу електроенергоефективності функціонування водовідливних комплексів при варіативності алгоритмів їх функціонування.

до практичних занять:

- створено комп'ютерну модель «АСК-електроспоживання» що в свою чергу дозволяє моделювати та робити математичні розрахунки основних параметрів керування процесом відведення вод з підземних горизонтів залізрудних шахт.

Комісія встановила відповідність впроваджених результатів вимогам проведення учбових занять в Криворізькому національному університеті при підготовці студентів за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка, та електромеханіка».

Голова комісії:

Декан електротехнічного факультету,
к.т.н., доц.

Владислав ФЕДОТОВ

Члени комісії:

Завідувача навчально
методичного відділу

Світлана ІВАШУРА

Завідувач каф. «АЕСПТ», д.т.н., проф.

Олег СІНЧУК

Асис. каф. «АЕСПТ», к.т.н.

Ігор ПЕРЕСУНЬКО