

ГІДРОАКУМУЛЮЮЧІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ЯК ДЖЕРЕЛА РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В СКЛАДІ ПРОМИСЛОВИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

О.Ю. Михайленко*, канд. техн. наук, **І.О. Сінчук****, канд. техн. наук, **К.В. Будніков*****, докт. філ.

Криворізький національний університет,
вул. Віталія Матусевича, 11, Кривий Ріг, 50027, Україна
e-mail: mykhailenko@knu.edu.ua

У статті розглянуто економічні аспекти ефективності застосування систем електропостачання споживачів залізничної шахти, що включають пікові гідроакumuлюючі електростанції (ПГАЕС), які використовують резервуари водовідливного комплексу. Порівняння варіантів електропостачання проводилося за критерієм чистої приведеної вартості (NPV), який визначався за зміни водного потоку гідротурбіни та енергоспоживання. У результаті чисельних експериментів встановлено, що найбільшого економічного ефекту можна досягнути шляхом впровадження ПГАЕС, що складається з чотирьох гідротурбін, дві з яких будуть використовуватися в години дії базового тарифу, а в інший час, коли використовується піковий тариф, будуть задіяні всі агрегати. Бібл. 10, рис. 3, таблиця.

Ключові слова: гідроакumuлююча електростанція, розподілена генерація, шахтний водовідлив, чиста приведена вартість, ефективність.

Вступ. Підвищення конкурентоздатності продукції гірничих підприємств може бути забезпечене завдяки підвищенню енергетичної ефективності виробництва. Вона може бути досягнута, з одного боку, оптимізацією режимів роботи наявного обладнання або заміною, де це можливо, застарілого електроустаткування на нове з високим рівнем енергоефективності, а з іншого, упровадженням в енергосистему підприємства додаткових об'єктів генерації для зниження витрат на придбання електроенергії в зовнішніх операторів розподілу.

Для виробництва електроенергії в шахтах потрібно використовувати технологічні об'єкти, які розміщуються безпосередньо в гірських виробках шахт або недалеко від них. Одним із таких об'єктів є шахтний водовідлив, енергетичний потенціал якого наразі використовується не в повному обсязі. Розглядаючи шахтний водовідлив як сукупність резервуарів, розміщених на різній висоті один відносно одного, можна стверджувати, що існують достатні передумови для створення на його основі пікової гідроакumuлюючої гідроелектростанції (ПГАЕС) [1].

Аналіз досліджень і публікацій. Особливості впровадження ГАЕС у енергосистеми гірничодобувних підприємств є предметом дослідження ряду робіт [2–9]. Більшість із них [2–8] присвячені дослідженню впливу конструктивного виконання елементів водовідливу, зокрема водозбірників і гідравлічних систем, або технологічних режимів на роботу ГАЕС в умовах шахт. Так, у статті [2] авторами проведено аналіз геомеханічних характеристик водозбірника в разі використання разом із гідротурбінами ГАЕС. Досліджено вплив матеріалу, який використовують для опор галереї резервуару, на їхню механічну міцність. У [3] досліджено вплив конструктивного виконання водозбірника на роботу ГАЕС. Зокрема розглянуто застосування як резервуара нижнього рівня мережі поєднаних між собою тунелів та галерей. Визначено атмосферний тиск і швидкість змішування шахтних вод у відсіках водозбірника під час скидання води і водоприпливу. Дослідженню зміни атмосферного тиску в підземному водозбірнику під час роботи ГАЕС у режимі водовідливу, тобто насосної станції, і його впливу на елементи конструкції резервуару присвячена робота [4]. У статті [5] аналізуються процеси виникнення хвиль у підземних водозбірниках під час роботи ГАЕС і їхній можливий вплив на механічну міцність конструкцій резервуару (стінки та опори). Дослідженню впливу водоприпливів на ефективність роботи ГАЕС присвячена робота [6]. Оцінка впливу роботи

ГАЕС, а саме відкачки та скидання води на водоприпливи, тобто характер притоку ґрунтових вод проведена в [7]. Зокрема, проаналізовано рівень заповнення водозбірника й гідравлічний напір всередині нього для різних умов роботи ГАЕС. Під час моделювання необхідних обсягів генерації ГАЕС (впливає на інтенсивність відкачки та скидання вод) використовуються дані про вартість електроенергії за 14 днів у зимовий, весняний та літній періоди. У [8] досліджується рівень заповнення водозбірника в процесі роботи ГАЕС у різних режимах.

Економічним аспектам впровадження ГАЕС на водовідливих шахт приділяють дещо менше уваги. У роботі [9] досліджено економічні показники роботи ГАЕС у разі продажу електроенергії зовнішнім споживачам. Побудовані залежності економічних показників, зокрема вартості електроенергії, NPV, IRR терміну окупності від розміру інвестиційних витрат і "турбінних циклів".

Викладення матеріалу та результати. Ефективність упровадження ПГАЕС для комбінованого живлення споживачів шахти розглянемо на прикладі водовідливу шахти «Криворізька» ПАТ «Кривбасзалізрудком». Основне технологічне обладнання водовідливу, а саме насоси та водозбірники, розміщуються на горизонтах 500, 940, 1240 і 1315 метрів.

Під час проведення обчислювальних експериментів передбачається встановлення на ступенях водовідливу гідрогенераторів потужністю 1000 кВт типу CJ A237-W-90/1x5,5 з номінальною витратою води $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і ККД 90 %. Оскільки рівень генерації електроенергії гідротурбіною знаходиться в прямій залежності від величини гідростатичного напору, тому доцільно розміщувати гідротурбіни на горизонтах 500 (відм. 0–500) і 940 (відм. 500–940) метрів.

Під час проведення досліджень розглянуто три конфігурації системи розподіленої генерації з використанням ПГАЕС: встановлення однієї або двох гідротурбін на горизонті 500 м і встановлення чотирьох гідротурбін – по дві на горизонтах 500 і 940 м.

Для кожної конфігурації системи порівняльний аналіз проводився для двох варіантів живлення споживачів. Перший варіант передбачає придбання електроенергії в електропостачальній компанії за чинними тарифами, що повністю задовольняє потреби об'єкта. Другий – електропостачання від гідрогенераторів ПГАЕС разом з отриманням електроенергії від зовнішньої енергосистеми мережі.

Обчислення варіанта із застосуванням ПГАЕС урахує капіталовкладення на придбання гідротурбін вартістю 540 тис. грн/од., а також витрати на планово-попереджувальні ремонти й обслуговування в розмірі 80 тис. грн на рік. Передбачені втрати у гідравлічній системі складають 15 %. Вартість електроенергії, яку отримує підприємство від електропостачальної компанії, складатиме 0,093 грн/кВт·год, як для побутових споживачів першої категорії. Додаткове моделювання проведено для вартості електроенергії в години пік. Це – 0,14 грн/кВт·год. Далі ці тарифи позначатимемо відповідно, як базовий і піковий.

Критерієм для порівняння ефективності двох варіантів виступає значення чистої приведеної вартості системи (NPV) [10]:

$$NPV = \sum_{i=1}^N R_i / (1 + d)^i, \quad (1)$$

де R_i – різниця між прибутком і витратами під час функціонування системи, грн; d – облікова ставка, 8 %; N – кількість років експлуатації системи, 25 років.

Оскільки розглядається окремо лише енергосистема підприємства та не передбачається продаж електроенергії, тому доходна частина буде відсутня. Отже, NPV завжди прийматиме негативне значення. Тоді кращим варіантом системи буде той, коли NPV найменший. Для зручності використовується модульне значення NPV.

Економічний показник використовується під час моделювання для врахування витрат на придбання й обслуговування генеруючого обладнання ПГАЕС.

Очевидним критерієм ефективності системи міг би виступати обсяг потужності, отриманий із зовнішньої енергосистеми й оплачений за чинними тарифами електропостачальної компанії. Проте він є нерепрезентативним, оскільки наявність додаткового джерела живлення в будь-якому випадку призведе до зменшення рівня електроенергії, що споживається від зовнішньої електричної мережі.

Під час моделювання номінальне електричне навантаження здавалося рівномірно розподіленим протягом доби із середнім і піковим значенням потужності 900 кВт та середньодобовим споживанням 21,6 МВт·год (позначатимемо далі ER). Також обчислення здійснювалося для випадків уведення в роботу або, навпаки, відключення додаткового електрообладнання, коли середньодобове споживання збільшується до 43,2 МВт·год (ЕН) та зменшується до 10,8 МВт·год (EL). Другим змінним параметром були прийняті витрати води, що проходить через гідротурбіну. Вони фіксувалися на рівнях 0,23; 0,15; 0,07 м³/с. Надалі позначатимемо їх QR, QM і QL відповідно. Результати обчислювального експерименту занесено до таблиці.

Споживання електроенергії	Витрати води	Мережа		Мережа та ПГАЕС					
				1 гідротурбіна		2 гідротурбіни		4 гідротурбіни	
		Базова вартість	Пікова вартість	Базова вартість	Пікова вартість	Базова вартість	Пікова вартість	Базова вартість	Пікова вартість
EL	QL	3,93	5,89	4,74	6,21	5,56	6,52	7,28	7,28
	QR	3,93	5,89	2,10	2,23	3,64	3,64	7,28	7,28
	QH	3,93	5,89	1,82	1,82	3,64	3,64	7,28	7,28
ER	QL	7,86	11,79	8,67	12,10	9,49	12,41	11,12	13,03
	QR	7,86	11,79	6,02	8,13	4,19	4,47	7,28	7,28
	QH	7,86	11,79	2,73	3,18	3,64	3,64	7,28	7,28
ЕН	QL	15,72	23,58	16,53	23,89	17,35	24,20	18,98	24,82
	QR	15,72	23,58	13,88	19,92	12,05	16,25	8,38	8,93
	QH	15,72	23,58	10,59	14,97	5,45	6,36	7,28	7,28

На рис. 1 показано чисті приведені вартості системи електропостачання окремих споживачів шахти в разі впровадження додаткового об'єкту генерації – ПГАЕС, що містить одну гідротурбіну у випадку дії базового (позначений на осі абсцис 1) і пікового тарифів (позначений на осі ординат 2). Окремо на графіках позначено економічні показники, що відповідають живленню тільки від зовнішньої електромережі (Мережа), живленню тільки від ПГАЕС, а також загальні показники системи розподіленої генерації (СЕР – мережа разом із ПГАЕС).

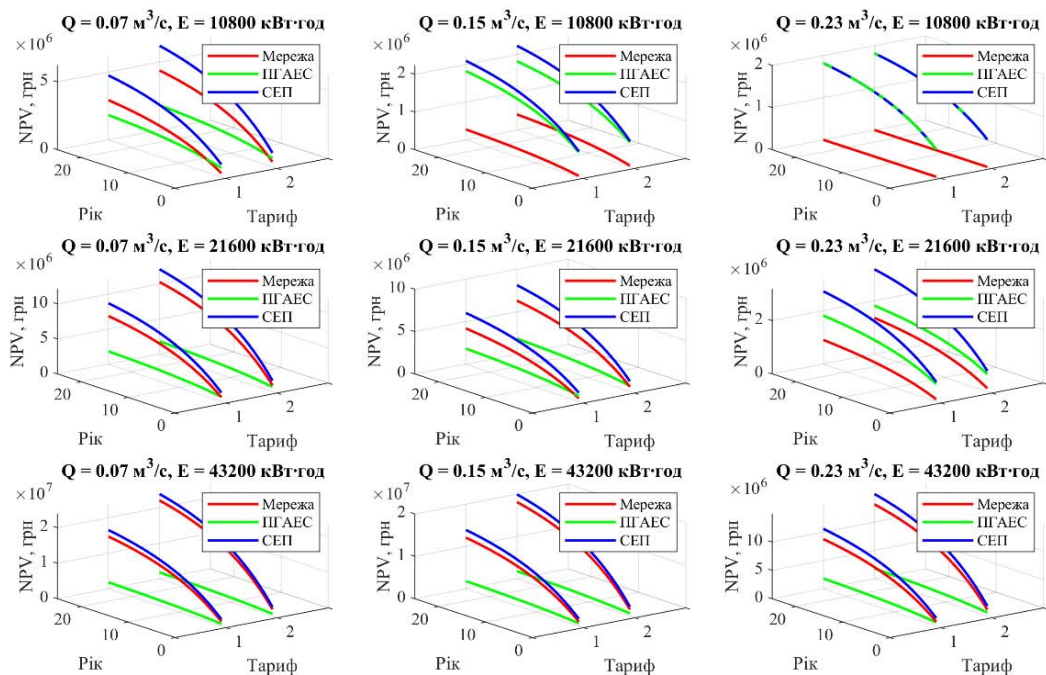


Рис. 1

Графіки демонструють, що за низького рівня енергоспоживання (10,8 кВт·год) та витрат води через гідротурбину, близьких до номінального значення, чиста приведена вартість системи зумовлюється експлуатаційними витратами на ПГАЕС. Це пов'язано з тим, що генерація гідротурбіною повністю задовольняє поточний рівень енергоспоживання, тому придбання електроенергії із зовнішньої електричної мережі оператора розподілу не здійснюється. Енергосистема розподіленої генерації працює в автономному режимі.

За типових умов функціонування QR-ER, а також QM-EL чиста приведена вартість системи практично зумовлюється NPV ПГАЕС. Так, частка NPV від використання виробництва електроенергії гідротурбінами становить 86,9 % при QM-EL та 66,8 % при QR-ER. Зі збільшенням енергоспоживання дефіцит потужності ПГАЕС починає покриватися зовнішнім електропостачанням. При QL-ER, QL-EN, QM-EN і QR-EN чиста приведена вартість системи практично повністю залежить від витрат на придбання електроенергії в оператора розподілу, що пояснюється низьким рівнем генерації ПГАЕС. Так, частка NPV від роботи гідротурбіни в загальній структурі NPV системи становить лише 11 % при QL-EN, 13,1 % – при QM-EN, 21 % – при QL-ER та 17,2 % – при QL-EN 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 ПГАЕС (див. табл.) – встановлено, що в разі зростання Q до номінального значення гідроенергатора $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ величина NPV для системи з ПГАЕС знижується. Так, під час роботи електроустаткування зі споживанням QM-ER чиста приведена вартість системи з ПГАЕС складає на 23,34 % менше порівняно із системою без неї, а при QR – на 65,3 % (більше на 43 % ніж при QM). За умови введення в роботу двох насосів, тобто зі збільшенням рівня споживання потужності до EN, чиста приведена вартість при QM для системи з ПГАЕС менша на 11,8 %, а при QR – на 32,7 % (більше на 21 % порівняно з QM). Отже, зі збільшенням установленної потужності споживачів водовідливу ефективність системи з ПГАЕС зростає не так інтенсивно. Це пояснюється тим, що з певних причин гідротурбіна не може повністю задовольнити потреби об'єкта, тому виникає дефіцит потужності.

Застосування тарифу для пікових годин (табл., рис. 1) очікувано призводить до підвищення ефективності системи комбінованого електропостачання, що містить ПГАЕС із однією гідротурбіною на горизонті 500 метрів.

Це пояснюється збільшенням витрат на придбання електроенергії із зовнішньої енергосистеми та зумовлено збільшенням її вартості. Водночас витрати на придбання, обслуговування й попереджувальні ремонти гідроенергатора залишаються незмінними порівняно з випадком використання базового тарифу.

Так, частка чистої приведеної вартості ПГАЕС під час дії пікового тарифу в найбільш несприятливих умовах функціонування в загальній структурі NPV системи зменшується порівняно з базовим тарифом. Наприклад, вона становить 7,6 % при QL-EN, 9,1 % – при QM-EN, 12,2 % – при QR-EN та 15 % – при QL-ER. Для базового тарифу частка становила 11 %, 13,12 %, 21 % і 17,2 % відповідно.

Відзначимо також, що частка чистої приведеної вартості ПГАЕС суттєво знизилася за умов QL-EL та QM-ER та склала 29,3 % і 22,4 % (38,4 % і 30,2 % за базового тарифу) відповідно. Це зумовлюється збільшенням витрат на придбання електроенергії із зовнішньої електричної мережі.

За номінальних умов QR-ER та QM-EL NPV, зумовлена придбанням електроенергії із зовнішньої електричної мережі, все ще залишається нижчою за NPV ПГАЕС.

Чиста приведена вартість для систем із ПГАЕС, як порівняти з базовим тарифом, збільшується більш суттєво в разі зростання витрат води до номінального значення.

Наприклад, для ER, що відповідає роботі споживача потужністю 900 кВт, NPV при QM менший на 31,06 % для системи комбінованого електропостачання порівняно із живленням тільки від зовнішньої енергосистеми (за базового тарифу зменшення становило 23,34 %), а при QR – менший на 73 % (65,3 % для базового тарифу). У разі одночасної роботи двох споживачів потужністю 900 кВт, тобто QH, чиста приведена вартість системи з ПГАЕС на

15,5 % нижча для QM (11,7 % для базового тарифу) і на 36,5 % нижча для QR (32,7 % для базового тарифу). Тобто в разі зростання витрат води через гідротурбину до номінального значення відсоток зменшення NPV для системи з ПГАЕС практично співставний: 73 % проти 65,3 % для ER і 36,5 % проти 32,7 % для ЕН.

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

На наступному етапі досліджень проведено розрахунки для варіанту встановлення двох гідротурбін на горизонті 500 метрів шахти «Криворізька». Така можливість забезпечується завдяки підвищенню гідроакumuлюючого потенціалу, зумовленого використанням додаткових вод з декількох сусідніх шахт. Аналогічно до попереднього випадку було визначено чисту приведену вартість у системах з ПГАЕС та без неї. Побудовано відповідні графіки залежності. Розглянуто випадки придбання електроенергії у зовнішнього оператора розподілу за базовим і піковим тарифами.

Числові результати обчислювального експерименту для базового тарифу зведено в таблицю. А їхнє графічне представлення наведено на рис. 2.

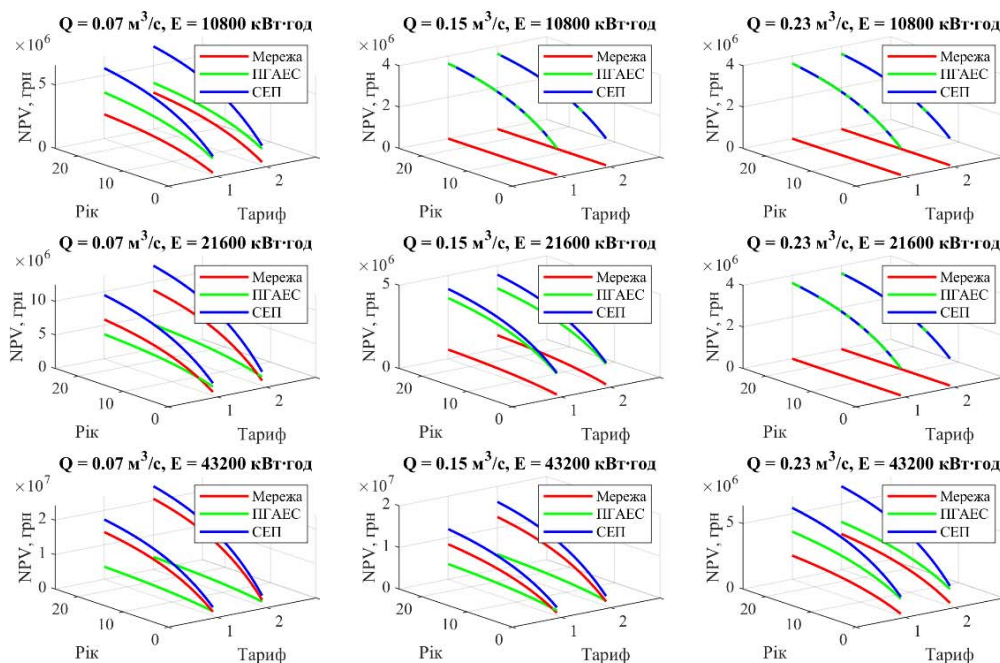


Рис. 2

Отримані дані показують зростання долі чистої приведеної вартості ПГАЕС у структурі NPV системи (рис. 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.

Так, відповідно до рис. 2 для вже раніше визначених трьох найбільш несприятливих умов застосування ПГАЕС QL-ER, QL-ЕН та QM-ЕН частка NPV становить 29,3 %, 15 % і 22,4 % відповідно. Тобто доля суттєво зростає порівняно з варіантом, коли застосовувався один гідроагрегат, але все ще не перевищує дисконтовану вартість придбання електроенергії із зовнішньої електричної мережі протягом 25 років.

NPV системи при QL-EL, QM-ER та QR-ЕН починає переважно залежати від NPV ПГАЕС (55,9 %, 81,6 % і 57,3 % відповідно), а при QM-EL, QR-EL та QR-ER – повністю визначається витратами на гідротурбіни, що пояснюється збільшенням генерації до рівня, коли здійснюється автономне електропостачання споживачів.

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

рівня споживання електроенергії ЕН вона менша на 57,9 %, для ER – на 64,5 % і для EL – на 29,1 %.

У разі застосування пікового тарифу на електроенергію в умовах функціонування гідротурбін з номінальними витратами води $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ NPV для системи з ПГАЕС менше на 38,2 %, 69,1 % і 73 % за рівнів споживання 43,2, 21,6 і $10,8 \text{ МВт}\cdot\text{год}$ відповідно ніж для системи без неї. Про це свідчать результати обчислень, наведені в таблиці. Якщо порівняти з варіантом, коли діє базовий тариф (див. табл.), видно, що за критерієм чистої приведеної вартості ефективність систем розподіленої генерації зростає, оскільки різниця між NPV стає значнішою.

NPV системи при QL-EL, QM-ER та QR-EN переважно залежить від NPV ПГАЕС, частка якої для наведених пар параметрів становить 55,9 %, 81,6 % і 57,2 % відповідно. Тобто, у першому й останньому випадках NPV практично зрівнюються з дисконтованою вартістю придбання електроенергії із зовнішньої електричної мережі. При QM-EL, QR-EL та QR-ER здійснюється автономне електропостачання від власних джерел генерації.

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

Отримані дані (див. табл., рис. 3) показують, що NPV системи електропостачання шахти з ПГАЕС суттєво зростає. Вона залишається меншою за NPV, коли живлення споживачів здійснюється від зовнішньої електричної мережі тільки в чотирьох випадках: QM-ER (менше на 7,3 %), QR-ER (менше на 7,3 %), QM-EN (менше на 46,7 %) та QR-EN (менше на 53,7 %).

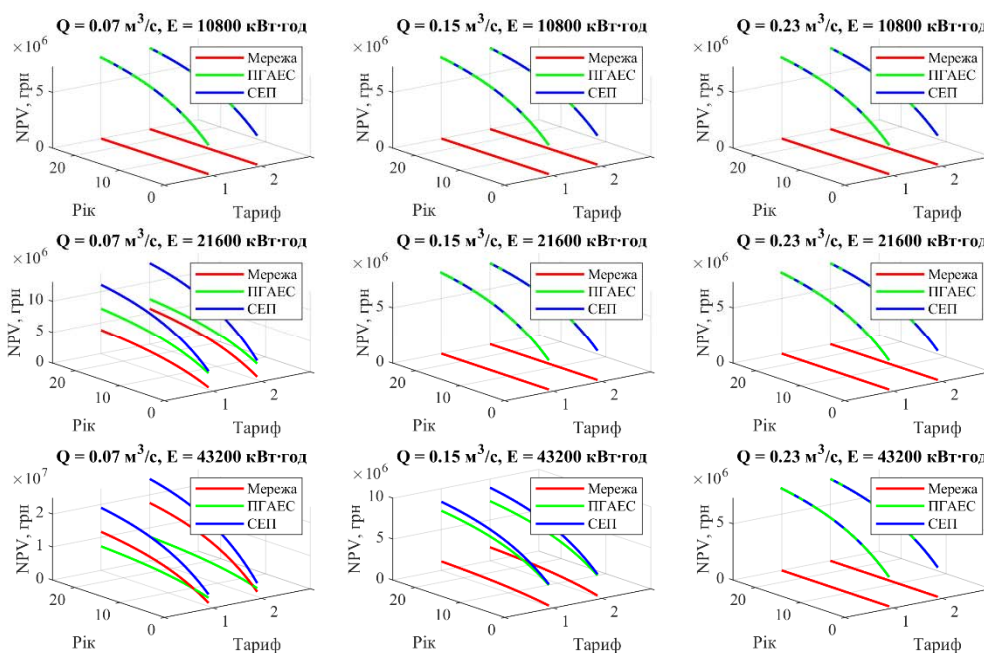


Рис. 3

У цілому NPV системи з ПГАЕС, яка складається з чотирьох гідротурбін, у разі використання базового тарифу в номінальних умовах роботи (QR-ER) збільшується порівняно із застосуванням одного або двох гідроагрегатів у 2,67 і 1,99 рази відповідно.

Аналіз складових NPV системи в разі комбінованого електропостачання (рис. 3, тариф 1) показує ще більше зростання долі чистої приведеної вартості ПГАЕС у структурі NPV системи порівняно з варіантом, у якому генерація електроенергії здійснювалася двома гідроагрегатами, установленими біля водозбірника горизонту 500 метрів. Водночас рівень генерації, достатній для автономного електропостачання, забезпечується в цьому варіанті в усіх випадках, окрім умов QL-ER, QL-EN та QM-EN. До того ж при QL-ER та QM-EN NPV системи за-

лежить переважно від NPV ПГАЕС. Частка NPV ПГАЕС для цих умов складає 65,52 % і 86,9 %. Тобто при QL-ER NPV мережі та ПГАЕС практично рівні. У результаті тільки при QL-EN NPV системи зумовлено вартістю електроенергії, придбаної ззовні. Її частка складає 61,62 %.

Під час дії пікового тарифу NPV запропонованої системи електропостачання з ПГАЕС нижче NPV системи, у якій живлення споживачів здійснюється тільки від зовнішньої електричної мережі, тільки при енергоспоживанні ER і EN та витратах води QM і QR (див. табл.). Так при QM-ER та QR-ER вона менше на 38,2 %, при QM-EN – на 62,1 %, а при QR-EN – на 69,1 %. За базового тарифу ці відсотки для аналогічних умов склали 7,3 %, 7,3 %, 46,7 % та 53,7 %. Збільшення різниці між NPV пояснюється зростанням вартості придбання електроенергії в електропостачальній компанії через дію пікового тарифу за збереження рівня генерації власними гідроагрегатами, а також капітальних витрат і витрат на експлуатацію та планово-попереджувальні ремонти.

Аналіз складових NPV системи в разі комбінованого електропостачання (див. рис. 3, тариф 2) показує, що для пари параметрів QL-EN чиста приведена вартість системи зумовлена дисконтованою вартістю електроенергії, частка якої становить 70,7 %, що на 9 % вище ніж за базового тарифу. В умовах QM-EN частка чистої приведеної вартості ПГАЕС перевищує NPV мережі підприємства на 63,1 %, і становить відповідно 81,56 % проти 18,4 % (див. рис. 3). Для QL-ER вони приймають практично однакові значення – NPV мережі перевищує NPV ПГАЕС лише на 2,8 %.

У всіх інших умовах, окрім означених, NPV системи повністю визначається NPV ПГАЕС, оскільки виробленої електроенергії достатньо для автономного електропостачання споживачів водовідливу.

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

Висновок. Аналіз різних конфігурацій систем електропостачання споживачів шахти «Криворізька» АТ «Кривбасзалізрудком», зокрема зі встановленням однієї або двох гідротурбін на горизонті 500 метрів та чотирьох гідроагрегатів – по два на горизонтах 500 і 940 метрів – продемонстрував, що за умов, близьких до номінальних, використання ПГАЕС з однією гідротурбіною має найвищу приведену вартість NPV через низький рівень генерації, що зумовлює недоцільність застосування такої структури порівняно з іншими конфігураціями. Найкращим варіантом для впровадження в разі пікового тарифу виявилася система з ПГАЕС, що містить чотири гідроагрегати на горизонтах 500 і 940 метрів. Він продемонстрував найнижче значення NPV в умовах, близьких до номінальних, та найвищу область раціонального використання в розглянутих межах зміни електроспоживання та витрат води через гідротурбіни. У разі базового тарифу доцільно застосовувати систему розподіленої генерації тільки з двома гідроагрегатами на горизонті 500 метрів. Вона має найвище значення області раціонального використання серед усіх досліджених конфігурацій.

Таким чином, найбільшого економічного ефекту можна досягти шляхом впровадження ПГАЕС, що складається з чотирьох гідротурбін, дві з яких будуть використовуватися в години дії базового тарифу, а у інший час, коли використовується піковий тариф, будуть задіяні всі агрегати. Таке балансування повинно реалізовуватися системою керування електропостачанням споживачів шахти.

1. Sinchuk I., Mykhailenko O., Kupin A., Ilchenko O., Budnikov K. and Baranovskyi V. Developing the algorithm for the smart control system of distributed power generation of water drainage complexes at iron ore underground mines. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. Pp. 116–122. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969263>
2. Menéndez J., Schmidt F., Konietzky H., Bernardo Sánchez A., Loredó J. Empirical Analysis and Geomechanical Modelling of an Underground Water Reservoir for Hydroelectric Power Plants. *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10 (17). 5853. DOI: <https://doi.org/10.3390/app10175853>

3. Menéndez J., Loredó J., Galdo M., Fernández-Oro J.M. Energy storage in underground coal mines in NW Spain: Assessment of an underground lower water reservoir and preliminary energy balance. *Renewable Energy*. 2019. Vol. 134. Pp. 1381–1391. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.042>
4. Menéndez J., Fernández-Oro J.M., Galdo M., Loredó J. Transient Simulation of Underground Pumped Storage Hydropower Plants Operating in Pumping Mode. *Energies*. 2020. Vol. 13 (7). 1781. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13071781>
5. Pummer E., Schüttrumpf H. Reflection Phenomena in Underground Pumped Storage Reservoirs. *Water*. 2018. Vol. 10 (4). 504. DOI: <https://doi.org/10.3390/w10040504>
6. Pujades E., Poulain A., Orban P., Goderniaux P., Dassargues A. The Impact of Hydrogeological Features on the Performance of Underground Pumped-Storage Hydropower (UPSH). *Applied Sciences*. 2021. Vol. 11 (4). 1760. DOI: <https://doi.org/10.3390/app11041760>
7. Pujades E., Orban P., Archambeau P., Kitsikoudis V., Erpicum S., Dassargues A. Underground Pumped-Storage Hydropower (UPSH) at the Martelange Mine (Belgium): Interactions with Groundwater Flow. *Energies*. 2020. Vol. 13 (9). 2353. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13092353>
8. Kitsikoudis V., Archambeau P., Dewals B., et al. Underground Pumped-Storage Hydropower (UPSH) at the Martelange Mine (Belgium): Underground Reservoir Hydraulics. *Energies*. 2020. Vol. 13 (14). 3512. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13143512>
9. Menéndez J., Fernández-Oro J.M., Loredó J. Economic Feasibility of Underground Pumped Storage Hydropower Plants Providing Ancillary Services. *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10 (11). 3947. DOI: <https://doi.org/10.3390/app10113947>
10. Al-Addous M., Al Hmidan S., Jaradat M., Alasis E., Barbana N. Potential and Feasibility Study of Hybrid Wind–Hydroelectric Power System with Water-Pumping Storage: Jordan as a Case Study. *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10 (9). 3332. DOI: <https://doi.org/10.3390/app10093332>

PUMPED-STORAGE HYDROELECTRIC POWER PLANTS AS SOURCES OF DISTRIBUTED POWER GENERATION AS PART OF INDUSTRIAL POWER SYSTEMS

O. Mykhailenko, I. Sinchuk, K. Budnikov

Kryvyi Rih National University,

Vitaliy Matusevych str., 11, Kryvyi Rih, 50027, Ukraine

e-mail: mykhailenko@knu.edu.ua

The article examines the economic aspects of the efficiency of power systems for mine loads, which include peak pumped-storage hydroelectric power plants that use reservoirs of the mine underground water drainage. The comparison of power supply options was carried out according to the net present value (NPV) criterion, which was determined by changing the water inflow through the hydro turbine and power consumption. As a result of numerical experiments, it has been established that the greatest economic effect can be achieved by implementing a pumped-storage hydroelectric power plant consisting of four hydroturbines, two of which will be used during the half-peak price hours, and at other times, when the peak price is used, all facilities will be used to. Ref. 10, fig. 3, table.

Key words: pumped-storage hydroelectric power plant, distributed power generation, mine drainage, net present value, efficiency.

Надійшла: 08.06.2023

Прийнята: 06.07.2023

Submitted: 08.06.2023

Accepted: 06.07.2023