

НАУКА – НАУКОВО-ТЕХНІЧНОМУ ПРОГРЕСУ В ГІДРОЕНЕРГЕТИЦІ

УДК 626/627:519.8

СТЕФАНИШИН Д.В., докт. техн. наук, пров. наук. співробітник,
Інститут телекомунікацій і глобального інформаційного
простору НАН України, проф. каф. гідроспоруд Національного
університету водного господарства та природокористування.

ПРО ПЕРСПЕКТИВИ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ ТА ВИБІР ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ДНІПРОВСЬКОГО КАСКАДУ З ВРАХУВАННЯМ РИЗИКУ

Аналізуються перспективи розвитку гідроенергетики в Україні в світлі світових тенденцій освоєння гідроресурсів та наводяться результати порівняння модельних варіантів розвитку Дніпровського каскаду гідроелектростанцій на перспективу з врахуванням ризику

Гідроенергетика є однією з найбільш ефективних технологій отримання електроенергії в світі, оскільки використовує відновний енергоресурс. Окрім того, завдяки своїй маневреності, гідроенергетика сприяє вирішенню проблем стійкості енергосистем. Є країни, серед найбільш розвинених країн світу, економічний гідроенергетичний потенціал (ЕГЕП) яких вже використано на 80–100% (Табл. 1).

Рівень освоєння ЕГЕП в Україні на разі оцінюється в 61–64% [3], що є нижчим за середньоєвропейський (71,8%) рівень і рівень більшості розвинених країн, тобто перспективи для розвитку гідроенергетики в Україні, як альтернативного, енергозберігаючого, високо маневреного виду енергетики, все ще залишаються суттєвими.

Слід також зауважити, що в загальному електроенергетичному балансі України гідроенергетика складає лише біля 9 % (Табл. 2). А це практично єдиний вид маневрених і регулюючих потужностей в Україні [4], як і власне "альтернативної", екологічно безпечної, енергозберігаючої енергетики [3, 4].

Переоцінити роль гідроенергетики в забезпеченні енергетичної безпеки України, зважаючи на дефіцит енергетичних ресурсів загалом, важко. В об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України ГЕС являються практично єдиним аварійним резервом, який забезпечує технологічну електроенергетичну безпеку держави [4]. Особливо позитивно проявила себе гідроенергетика в Україні в 1990-х рр. – в період глибокого економічного спаду – стабільністю розвитку галузі, високою ефективністю, соціальною значущістю [3].

Таблиця 1. Освоєння економічного гідроенергетичного потенціалу (ЕГЕП) в різних країнах світу на 2000 р. [1, 2]

Країна	Сумарний ЕГЕП, млрд. кВтґодин	Виробіток електроенергії, млрд. кВтґодин	Рівень освоєння, %
Єгипет	50	11,5	23
Нігерія	29,8	7,0	23,5
Росія	600	165,4	26,0
Колумбія	140	37,0	26,4
Туреччина	123	39,1	34,0
Мозамбiк	31,7	11,5	36,3
Бразилія	763	282,6	37
Аргентина	80	32,0	40,0
Сербія і Чорногорія	27	12,0	44,4
Еквадор	15	7,2	48,0
Румунія	30	16,0	53,3
Австралія	30,0	17,5	60,0
Нова Зеландія	40,0	22,9	60,0
Венесуела	100	60,6	60,6
Україна	17-18	9,8	61-64
Норвегія	179,6	116,3	64,8
Канада	536	350	65,3
Австрія	53,7	37,5	69,8
Фінляндія	19,7	14,6	74,0
Парагвай	68	51,3	75,4
Швеція	90	68,3	75,9
Мексика	32,2	24,6	76,4
США	376	308,8	82,1
Іспанія	41	35,0	85,4
Німеччина	20,0	18,2	86,0
Японія	114,3	95,6	90,0
Італія	54	51,6	95,6
Швейцарія	35,5	34,5	97,2
Франція	71,5	72,0	100,0



Таблиця 2. Гідроенергетика в енергобалансі різних країн світу на 2000 р. [1, 2]

Країна	Виробіток електроенергії на ГЕС, млрд. кВт·годин	Встановлена потужність ГЕС, млн. кВт	Доля ГЕС в енергобалансі, %
США	308,8	75,5	9,0
Японія	95,6	27,2	9,0
Україна	9,8	4,73	9,1
Франція	71,5	25,2	15,0
Мексика	24,6	10,5	15,0
Китай	204	65,0	17,0
Індія	80,0	24,5	17,0
Росія	165,4	44,0	18,9
Італія	51,6	15,3	19,4
Іспанія	35,0	9,3	20,0
Туреччина	39,1	10,8	30,0
Аргентина	32,0	9,6	38,8
Швеція	68,3	16,2	47,7
Швейцарія	34,5	13,2	56,3
Канада	350	67,0	61,3
Нова Зеландія	22,9	5,2	63,2
Колумбія	37,0	8,6	68,0
Венесуела	60,6	13,2	77,0
Бразилія	282,6	58,0	95,2
Норвегія	116,3	27,4	99,4
Парагвай	51,3	8,1	99,5

Можна стверджувати, що оскільки в Україні залишаються значні резерви ЕГЕП, а також існує нагальна потреба в енергозберігаючих технологіях і маневрених джерелах електроенергії, то, відповідно, немає жодних об'єктивних причин, які б не заохочували б до нарощування в країні гідроенергетичних потужностей. В практичній площині питання може стояти тільки у виборі кращого, оптимального варіанту введення нових потужностей гідрогенерації енергії.

В статті, що пропонується, розглядається приклад вибору оптимального (кращого) варіанту розвитку Дніпровського каскаду ГЕС серед кількох модельних варіантів будівництва Канівської ГАЕС та Каховської ГЕС-2 (розширення Каховської ГЕС). Вибір кращого варіанту здійснюється з врахуванням ризику в рамках оригінальної авторської методики використання ризику при прийнятті рішень на основі порівняння варіантів (альтернатив) [5, 6]. Хоча наведений нами приклад має ілюстративний характер, отримані оцінки є достатньо обґрунтованими і можуть бути використані при прийнятті практичних рішень.

Необхідність врахування ризику при прийнятті рішень в гідроенергетиці обумовлюється не

лише значними капітальними затратами на введення нових енергетичних потужностей та тривалими строками будівництва об'єктів гідроенергетики. Затрати та тривалість будівництва об'єктів гідроенергетики апіорі можуть розглядатися як фактори ризику (кредитного, інвестиційного тощо). В гідроенергетиці досить важко забезпечити однозначність або прийнятну достовірність вартісних та енергетичних показників об'єктів, що плануються до будівництва, або будуються. Джерелами невизначеності вартісних та енергетичних показників об'єктів гідроенергетики може бути неповнота знань про інженерно-геологічні, гідрологічні, кліматичні та ін. умови розміщення об'єктів [7], умови будівництва гідроспоруд, їх параметри, неоднозначність оцінок щодо цін на матеріали, устаткування, робочу силу тощо [8]. Тому як вартісні, так і енергетичні показники об'єктів гідроенергетики, зазвичай, подаються у вигляді так званих забезпечених, очікуваних або ж середніх оцінок, що з математичної точки зору можуть розглядатися як ризики.

Надмірні капітальні затрати, поточні витрати тощо, тривалі строки введення нових потужностей звичайно знижуватимуть цінність активів гідрогенерації. Однак на цінність активів гідрогенерації енергії може впливати і дефіцит, відсутність або невчасність введення нових гідроенергетичних потужностей. Останній фактор нами розглядається як додаткова складова повного ризику, а саме як ризик невикористаних (або втрачених) можливостей, у випадках відмови від введення нових потужностей гідрогенерації [9].

Основні положення методики порівняння варіантів за ризиками наступні [5, 6].

Розглянемо скінченну множину A варіантів (альтернатив) $a_i, i = \overline{0, n}$, введення нових гідроенергетичних потужностей. Індекс "0" припишемо "нульовій" альтернативі, тобто варіанту, пов'язаному з відмовою від нових потужностей гідрогенерації.

Нехай l_i, g_i та l_j, g_j — деякі (невід'ємні) значення числових характеристик, що описують програшні l та виграшні g якості альтернатив $a_i \in A, a_j \in A, i \neq j$, відповідно. Упорядкуємо $a_i \in A, i = \overline{0, n}$, за зростанням програшів l_i . В усіх випадках альтернативи a_i, a_j будемо називати ефективними, якщо $l_i < g_j, l_j < g_i$, якщо $l_i < l_j$ то $g_i < g_j$.

Нехай альтернативи $a_i, a_j, i \neq j$, попарно порівнюються і при кожному порівнянні кращим вважається варіант з мінімальним ризиком. При цьому для альтернативи при її порівнянні з аль-



тернативою a_j , $i \neq j$, повним ризиком називатимемо величину r_{ij} , яка є сумою програшу l_i альтернативи a_i та виграшу g_j альтернативи a_j ; $r_{ij} = l_i + g_j$. Відповідно, для альтернативи a_j при її порівнянні з альтернативою a_i : $r_{ji} = l_j + g_i$.

Програш l_i альтернативи a_i при порівнянні a_i з альтернативою a_j , $i \neq j$, можна називати системним (власним) ризиком альтернативи a_i . Виграш g_j варіанту a_j при порівнянні a_i з варіантом a_j , $i \neq j$, називатимемо несистемним (диверсифікованим) ризиком альтернативи a_i або ризиком невикористаних можливостей альтернативи a_i в порівнянні з a_j . Таким чином і "нульова" альтернатива при порівнянні варіантів завжди набуватиме ризику – ризику невикористаних можливостей.

В результаті для кожного з порівнюваних варіантів a_i , $i = \overline{0, n}$, може задаватися $n - 1$ значень повного ризику r_{ij} , які визначаються можливими безпосередніми втратами (програшами) l_i при цьому варіанті та сподіваними позитивними результатами альтернатив, що відкидаються, g_j , $j = \overline{0, n}$, $i \neq j$.

Нехай альтернатива a_i вважатиметься кращою при її порівнянні з альтернативою a_j , якщо $r_{ij} < r_{ji}$. В [6] нами було показано, якщо серед скінченної множини A ефективних альтернатив, упорядкованих за зростанням програшу, знайдеться одна альтернатива a_k , повні ризики якої r_{ki} , r_{kj} при її порівнянні з найближчими сусідніми з нею альтернативами a_i , a_j , з індексами $i = k - 1$, $j = k + 1$, виявляться меншими повних ризиків r_{ik} , r_{jk} альтернатив a_i , a_j при їх порівнянні з a_k , то альтернатива a_k буде кращою при попарному її порівнянні з усіма альтернативами, що належать множині A .

В загальному випадку різні складові повного ризику порівнюваних варіантів можуть мати різні одиниці вимірювання. Для їх кількісного оцінювання використаємо бальний підхід [8].

З математичної точки зору формування бальних оцінок найкраще здійснювати на основі логарифмічної шкали, згідно з якою оцінка ризику для параметра y_i , в балах, буде:

$$r(y_i) = \mu_i \lg y_i + y_{i,0}, \quad (1)$$

де μ_i – модуль, $y_{i,0}$ – нуль-пункт (координата початку відліку) на єдиній (інтегральній) логарифмічній шкалі довжиною L для параметра y_i :

$$\mu_i = \frac{L}{\lg y_{i,\max} - \lg y_{i,\min}}, \quad y_{i,0} = -\mu_i \lg y_{i,\min}, \quad (2)$$

$y_{i,\max}$, $y_{i,\min}$ – максимальне й мінімальне значення y_i . При $y_{i,\min} = 0$:

$$y_{i,0} = 0, \quad \mu_i = \frac{L}{\lg y_{i,\max}}. \quad (3)$$

На ближчу перспективу порівнювалися наступні варіанти розвитку Дніпровського каскаду: "нульовий" (a_0) – відмова від введення нових потужностей гідроенергетики; a_1 – введення двох агрегатів на Каховській ГЕС-2 встановленою потужністю по 56 МВт кожний; a_2 – чотирьох аналогічних агрегатів на Каховській ГЕС-2; a_3 – шести аналогічних агрегатів на Каховській ГЕС-2; a_4 – восьми агрегатів по 56 МВт на Каховській ГЕС-2; a_5 – будівництво Канівської ГАЕС потужністю в турбінному режимі 1000 МВт, в насосному – 1120 МВт; a_6 – будівництво Канівської ГАЕС (1000/1120 МВт) та введення двох агрегатів на Каховській ГЕС-2 по 56 МВт; a_7 – будівництво Канівської ГАЕС (1000/1120 МВт) та чотирьох агрегатів по 56 МВт на Каховській

Таблиця 3. Показники ряду перспективних ГЕС в Російській Федерації (за даними програми розвитку гідроенергетики Росії до 2030 року) [9]

Найменування ГЕС	Встановлена потужність, МВт	Затрати на будівництво, млн. у. о.*
Чирюртська ГЕС-3	44	400
Нижньо-Красногірська ГЕС	62	990
Верхньо-Красногірська ГЕС	90	1360
Гоцатлінська ГЕС	100	1100
Івановська ГЕС	210	1500
Агвалі ГЕС	240	1700
Грамотухінська ГЕС	300	1500
Нижньо-Бурейська ГЕС	321	1530

Таблиця 4. Показники ряду перспективних ГАЕС в Російській Федерації (за даними програми розвитку гідроенергетики Росії до 2030 року) [9]

Найменування ГАЕС	Встановлена потужність, МВт	Затрати на будівництво, млн. у. о.*
Загорська ГАЕС-2	840	850
Волоколамська ГАЕС	660	700
Курська ГАЕС	465	900
Центральна ГАЕС (I черга)	1300	800
Ленінградська ГАЕС	1560	750
Лабінська ГАЕС	600	1000
Зеленчукська ГЕС-ГАЕС	140	490

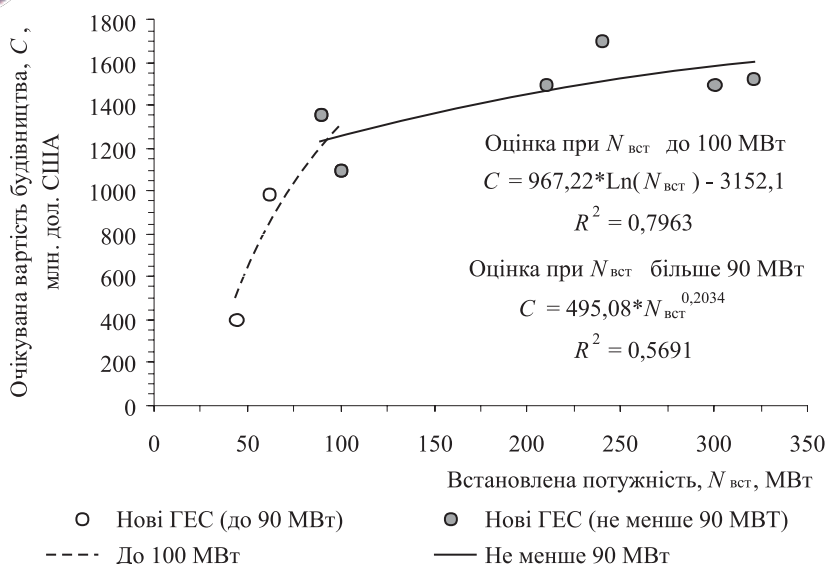


Рис. 1. Очікувані затрати на будівництво нових ГЕС в залежності від встановленої потужності

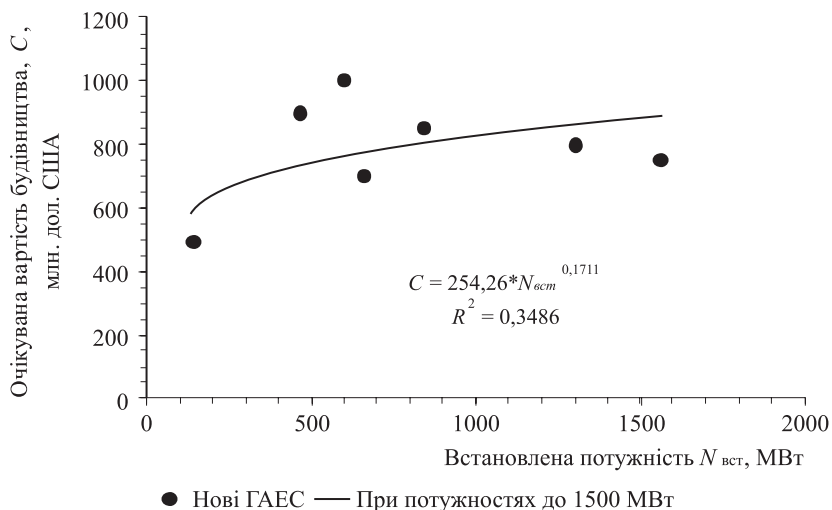


Рис. 2. Очікувані затрати на будівництво нових ГАЕС в залежності від встановленої потужності

ГЕС-2; a_8 – будівництво Канівської ГАЕС (1000/1120 МВт) та шести агрегатів по 56 МВт на Каховській ГЕС-2; a_9 – будівництво Канівської

ГАЕС (1000/1120 МВт) та восьми агрегатів по 56 МВт на Каховській ГЕС-2.

Складові власного ризику вибраних варіантів представлялися:

1) очікуваними затратами на будівництво;

2) "ризикованими" потужностями – різницями між встановленими та гарантованими потужностями 90% забезпеченості (для варіантів з будівництвом Каховської ГЕС-2) і/або різницями між встановленими потужностями в насосному та турбінному режимах (для варіантів з будівництвом Канівської ГАЕС). Складові ризику невикористаних можливостей представлялися приростами середньобагатолітного виробітку електроенергії та гарантованими потужностями 90% забезпеченості альтернатив.

Очікувані затрати на будівництво Каховської ГЕС-2 та Канівської ГАЕС оцінювалися з врахуванням даних про очікувану вартість будівництва нових ГЕС та ГАЕС в Російській Федерації (Табл. 3, 4) в залежності від встановленої потужності.

За даними Табл. 3, 4 засобами Microsoft Excel були побудовані регресійні залежності очікуваних затрат на нове будівництво в залежності від встановленої потужності ГЕС та ГАЕС, відповідно (Рис. 1, 2).

Очікувані затрати на будівництво Каховської ГЕС-2, з врахуванням відсутності потреби будівництва греблі й водоскидних споруд, орієнтовано оцінювалися в 30 % від очікуваних затрат на нове будівництво (Табл. 5).

Очікувані затрати на будівництво Канівської ГАЕС приймалися на рівні 820 млн. дол. США.

Розрахункові показники порівнюваних варіантів (затрати на будівництво C , прирости середньо багатолітного виробітку електроенергії E , гарантовані потужності 90 % забезпеченості $N_{90\%}$, "ризиковані" потужності ΔN як різниці між встановленими

Таблиця 5. Результати прогнозування вартості будівництва Каховської ГЕС-2 в залежності від встановленої потужності

Оцінка затрат, млн. у. о.	Встановлена потужність, МВт							
	56	112	168	224	280	336	392	448
Нове будівництво	741,3	1292,7	1403,8	1488,4	1557,5	1616,3	1667,8	1713,7
Каховська ГЕС-2	223	390	422	447	468	485	500	515

Таблиця 6. Розрахункові показники варіантів розвитку Дніпровського каскаду

Показники	Варіанти									
	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	a_9
C , млн. у. о.	0	390	447	485	515	820	1210	1267	1305	1335
E , млн. кВт · годину	0	53	85	105	120	1017	1070	1102	1122	1137
$N_{90\%}$, МВт	0	89	170	243	312	1000	1089	1170	1243	1312
ΔN , МВт	0	23	54	93	136	120	143	174	213	256



$N_{вст}$ та гарантованими потужностями 90% забезпеченості $N_{90\%}$) наведені в Табл. 6.

Нумерація варіантів встановлювалася за зростанням затрат на їх реалізацію як основної складової власного ризику альтернатив.

Для спрощення задачі розглянуті нами компоненти ризику для кожного з варіантів вважалися рівноцінними. Покладалося, що додаткові затрати на будівництво гідроенергетичних об'єктів можуть адекватно компенсуватися вигодами від збільшення виробітку електроенергії, "ризиковані" потужності – збільшенням гарантованих пікових потужностей в енергосистемі.

Довжина L єдиної для всіх показників логарифмічної шкали приймалася рівною 10 балам.

Результати бального оцінювання показників варіантів зведені в Табл. 7.

При оцінці власних ризиків l варіантів підсумовувалися бальні оцінки затрат C та ризикованої потужності ΔN кожного з порівнюваних варіантів, при оцінці ризиків невикористаних можливостей – бальні оцінки виробітку електроенергії E та гарантованої потужності $N_{90\%}$ альтернатив.

Такий (адитивний) підхід до оцінки повного ризику на основі лінійної згортки ефектів, визначених в бальних одиницях, цілком виправдується при використанні логарифмічної шкали вимірювання бальних оцінок окремих ризиків.

Результати оцінювання відповідних показників ризику l та g порівнюваних варіантів з врахуванням затрат C і ризикованої потужності ΔN , виробітку електроенергії E і гарантованої потужності $N_{90\%}$ наведені в Табл. 8.

Далі для кожного з

Таблиця 7. Результати бального оцінювання розрахункових показників порівнюваних варіантів

Показники, в балах	Варіанти									
	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	a_9
C	0	8,29	8,48	8,59	8,68	9,32	9,86	9,93	9,97	10
E	0	5,64	6,32	6,62	6,81	9,84	9,91	9,96	9,98	10
$N_{90\%}$	0	6,25	7,15	7,65	8	9,62	9,74	9,84	9,92	10
ΔN	0	5,65	7,19	8,17	8,86	8,63	8,95	9,30	9,67	10

Таблиця 8. Результати оцінювання власних ризиків l та вигод g порівнюваних варіантів, в балах

Показники	Варіанти									
	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	a_9
l	0	13,94	15,67	16,77	17,54	17,96	18,81	19,23	19,64	20
g	0	11,89	13,47	14,27	14,8	19,46	19,65	19,8	19,91	20

порівнюваних варіантів визначалися повні ризики $r_{ij} = l_i + g_j$, які заносилися в рядки таблиці рішень $\|r_{ij}\|$ (Рис. 3).

Результати порівняння модельних варіантів розвитку Дніпровського каскаду на ближчу перспективу показали (Рис. 3), що "нульовий" варіант (відмова від будівництва нових гідроенергетичних об'єктів) виявляється менш ризикованим в порівнянні з будь-яким із запропонованих варіантів будівництва Каховської ГЕС-2 (варіанти розвитку каскаду $a_1 \div a_4$). Однак найменш ризикованим, відповідно і кращим варіантом розвитку каскаду на ближчу перспективу, з усіх розглянутих нами десяти модельних варіантів при попарному їх порівнянні виявився варіант a_5 , згідно з яким передбачається будівництво Канівської ГАЕС потужністю в турбінному режимі 1000 МВт, в насосному – 1120 МВт.

a_j / a_i	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	a_9
a_0		11,89	13,47	14,27	14,8	19,46	19,65	19,8	19,91	20
a_1	13,94		27,41	28,21	28,75	33,41	33,6	33,74	33,85	33,94
a_2	15,67	27,57		29,94	30,48	35,14	35,33	35,47	35,58	35,67
a_3	16,77	28,66	30,23		31,57	36,23	36,42	36,56	36,67	36,77
a_4	17,54	29,43	31	31,8		37	37,19	37,33	37,44	37,54
a_5	17,96	29,9	31,4	32,2	32,8		37,6	37,75	37,86	37,96
a_6	18,81	30,71	32,28	33,08	33,62	38,28		38,61	38,72	38,81
a_7	19,23	31,13	32,7	33,5	34,03	38,69	38,89		39,14	39,23
a_8	19,64	31,53	33,1	33,9	34,44	39,1	39,29	39,43		39,64
a_9	20	31,89	33,47	34,27	34,8	39,46	39,65	39,8	39,91	

Рис. 3. Таблиця рішень при порівнянні модельних варіантів розвитку Дніпровського каскаду на ближчу перспективу



Таблиця 9. Розрахункові показники варіантів будівництва Каховської ГЕС-2

Показники	Варіанти								
	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8
C , млн. у. о.	0	223	390	422	447	468	485	500	515
E , млн. кВт-годин	0	31	53	70	85	96	105	113	120
$N_{90\%}$, МВт	0	45	89	131	170	207	243	278	312
ΔN , МВт	0	11	23	37	54	73	93	114	136

Таблиця 10. Показники варіантів будівництва Каховської ГЕС-2, в балах

Показники, в балах	Варіанти								
	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8
C	0	8,66	9,555	9,681	9,773	9,847	9,904	9,953	10
E	0	7,173	8,293	8,874	9,28	9,534	9,721	9,874	10
$N_{90\%}$	0	6,628	7,816	8,489	8,943	9,286	9,565	9,799	10
ΔN	0	4,881	6,382	7,35	8,12	8,733	9,226	9,641	10

Таблиця 11. Результати оцінювання власних ризиків l та вигод g порівнюваних варіантів будівництва Каховської ГЕС-2, в балах

Показники	Варіанти								
	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8
l	0	13,54	15,94	17,03	17,89	18,58	19,13	19,59	20
g	0	13,8	16,11	17,36	18,22	18,82	19,29	19,67	20

Далі нами була проаналізована ситуація розвитку каскаду на більш віддалену перспективу з вибором оптимального варіанту будівництва Каховської ГЕС-2 після закінчення будівництва Канівської ГАЕС. Всього розглядалося дев'ять модельних варіантів: "нульовий" і вісім варіантів введення додаткових агрегатів на Каховському гідровузлі (по одному на кожний наступний варіант). Розрахункові показники порівнюваних варіантів (затрати на будівництво C , прирости середньобагатолітнього виробітку електроенергії E , гарантовані потужності 90% забезпеченості $N_{90\%}$,

ризиковані потужності ΔN як різниці між встановленими $N_{\text{вст}}$ та гарантованими потужностями $N_{90\%}$) наведені в Табл. 9. Результати розрахунку бальних оцінок показників порівнюваних варіантів на єдиній логарифмічній шкалі довжиною 10 балів наведені в Табл. 10.

Результати оцінювання в балах показників l та g , що відповідають різним варіантам будівництва Каховської ГЕС-2, з врахуванням затрат C і ризикованої потужності ΔN , виробітку електроенергії E та гарантованої потужності $N_{90\%}$ наведені в Табл. 11. Результати оцінювання повних ризиків варіантів наведені в таблиці рішень на Рис. 4.

В результаті попарного порівняння варіантів будівництва Каховської ГЕС-2 (Рис. 4) при розвитку Дніпровського каскаду на більш віддалену перспективу було встановлено, що менш ризикованим, з врахуванням як власних ризиків варіантів, так і ризиків невикористаних можливостей, в порівнянні з будь-яким із розглянутих нами варіантів є варіант a_3 , який відповідає введенню трьох додаткових агрегатів на Каховському гідровузлі, кожен по 56 МВт. Загальна встановлена потужність Каховської ГЕС при цьому зростає з 335 МВт до 503 МВт. Близьким до a_3 виявився і варіант a_4 – з чотирма агрегатами по 56 МВт.

Висновки

1. Кращим з розглянутих нами варіантів розвитку Дніпровського каскаду ГЕС на ближчу перспективу є варіант будівництва Канівської ГАЕС встановленою потужністю 1000 МВт в турбінному режимі та 1120 МВт в насосному режимі. На більш віддалену перспективу, після будівництва Канівської ГАЕС,

$a_i \setminus a_j$	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8
a_0		13,8	16,11	17,36	18,22	18,82	19,29	19,67	20
a_1	13,5		29,65	30,9	31,76	32,36	32,83	33,21	33,54
a_2	15,94	29,74		33,3	34,16	34,76	35,22	35,61	35,94
a_3	17,03	30,83	33,14		35,25	35,85	36,32	36,7	37,03
a_4	17,89	31,69	34	35,26		36,71	37,18	37,57	37,89
a_5	18,58	32,38	34,69	35,94	36,8		37,87	38,25	38,58
a_6	19,13	32,93	35,24	36,49	37,35	37,95		38,8	39,13
a_7	19,59	33,39	35,7	36,96	37,82	38,41	38,88		39,59
a_8	20	33,8	36,11	37,36	38,22	38,82	39,29	39,67	

Рис. 4. Таблиця рішень при порівнянні варіантів будівництва Каховської ГЕС-2 при розвитку Дніпровського каскаду на віддалену перспективу



каскад може отримати новий імпульс до розвитку шляхом розширення Каховської ГЕС (побудови Каховської ГЕС-2) з введенням трьох-чотирьох додаткових агрегатів загальною встановленою потужністю 168 – 224 МВт.

2. Аналогічна задача порівняння варіантів за ризиком може вирішуватися при виборі оптимального варіанту розвитку гідроенергетики України в рамках ОЕС: на ближчу, віддалену перспективу. При врахуванні складових ризику можуть розглядатися самі різноманітні показники, наприклад, тривалість будівництва, аварійність та ін. як фактори власного ризику варіантів. При оцінці повних ризиків можуть враховуватися різні пріоритети комплексного водокористування, різні вимоги до інвесторів. Кращі варіанти розвитку гідроенергетики, відібрані в тому числі і серед варіантів модернізації діючих ГЕС і ГАЕС, можуть порівнюватися з варіантами генерації електроенергії на вітрових, сонячних електростанціях, а також на традиційних електростанціях теплової (вогневої або атомної) генерації після чого може ставитися і вирішуватися задача оптимізації розвитку енергетики України в цілому.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Bartle A.* Hydropower potential and development activities. *Energy Policy*, 2002. — Vol. 30, Issue 14. — P. 1231–1239.
2. *Hydropower and Dams.* 2001. *World Atlas and Industry Guide.* Aqua-Media International, UK.
3. *Гидроэнергетика и окружающая среда/* Под общ. ред. Ю. Ландау и Л.А. Сиренко. — К. : Либра, 2004. — 484 с.
4. *Шидловський А.К., Поташиник С.І., Федоренко Г.М.* Надійні гідроелектростанції — гарант технологічної безпеки та ефективної експлуатації АЕС та ТЕС// *Гідроенергетика України.* — 2005. — № 1. — С. 8–11.
5. *Стефанишин Д.В.* Вибрані задачі оцінки ризику та прийняття рішень за умов стохастичної невизначеності. — К.: Азимут—Україна, 2009. — 104 с.
6. *Stefanyshyn D.V., Stefanyshyna Y.D.* A method of decision making at risk in natural resources use by pairwise comparison of alternatives with taking account of risks of lost opportunities// *Proc. of Int. Scientific School "Modelling and Analysis of Safety and Risk in Complex Systems".* July 7–11, 2009. Saint-Petersburg, Russia. P.P. 435–439.
7. *Кини Р.* Размещение энергетических объектов: выбор решений. Пер. с англ. — М. : Энергоатомиздат, 1983. — 320 с.
8. *Ивашищев Д.А., Стефанишин Д.В.* Разработка аналитических процедур исследования ресурсного обеспечения гидроэнергетики//Третья наудотехническая конференция: Гидроэнергетика. Новые разработки и технологии. Доклады. — СПб. Изд-во "ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева", 2008. — С. 271–292.
9. *Ивашищев Д.А., Стефанишин Д.В.* Сравнение вариантов развития гидроэнергетики России// *Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева.* — 2008. — Т. 250. — С. 7–15.

© Стефанишин Д.В., 2010

