

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНОЇ СИСТЕМИ МАЛИХ ГЕС У МАНЕВРОВИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ ЗАСОБАМИ КОМПЛЕКСНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

Отримано 29 лип. 2024 р.; рекомендовано до публікації 16 вер. 2024 р.
Доступно онлайн 01 жов. 2024 р.

Попович О. М.¹, Головань І. В.²

Автор для кореспонденції: Олександр Попович,
e-mail: popovich1955@ukr.net

¹ д-р. техн. наук
<https://orcid.org/0000-0002-9238-5782>

² канд. техн. наук
<https://orcid.org/0000-0002-5250-6981>

^{1, 2} Інститут відновлюваної енергетики НАН України, м. Київ, Україна; Інститут електро-
динаміки НАН України, м. Київ, Україна

Розроблено комплексну математичну модель малої гідроелектростанції для системи імітаційного моделювання. Модель складається з імітаційних математичних моделей: гідролінійної турбіни з регульованим напрямним апаратом, її гідролінійної мережі, електромеханічної системи, моделі водосховища. Ці імітаційні моделі побудовано на основі диференціальних рівнянь електричної, механічної, гідролінійної рівноваги й призначено для визначення величин струмів, швидкостей, продуктивності усталених режимів роботи з урахуванням нелінійних властивостей параметрів рівнянь. Для підвищення адекватності комплексної моделі застосовано й верифіковано уточнену імітаційну модель асинхронної машини з деталізацією втрат для уточнення ККД і допустимої за нагрівом потужності в режимі двигуна і генератора. Втрати у сталі враховано їх еквівалентними контурами. Інформація про розраховані величини параметрів робочих режимів забезпечує визначення величини показників ефективності системи гідроелектростанції за різних умов роботи, що надає можливість формувати оптимальні режими. За результатами серії розрахунків із варіюванням статичного напору і відкриття лопатей осьового напрямного апарату досліджено закономірності зміни їх оптимального співвідношення за критерієм максимуму виробленої електричної потужності на одиницю витрат води водосховища, яке використано при формуванні маневрового режиму електростанції. За інформацією щодо величини природного стоку й характеристик турбінного агрегату визначено сталий рівень статичного напору, який забезпечує максимум виробленої електроенергії. Досліджено маневровий режим роботи електростанції з визначенням впливу зміни кількості одночасно працюючих агрегатів на величину виробленої електроенергії та зміну її потужності (показано можливість зменшення нерівномірності генерованої потужності практично в два рази і збільшення мінімальної потужності на 30 %). Порівняно зі сталим стоком маневровий режим забезпечує майже двократне збільшення вироблення електроенергії й трикратне збільшення ефективності з урахуванням диференційованої за часом доби вартості електроенергії.

Ключові слова: гідролінійна електрична станція, імітаційна модель, комплексне проектування, електромеханічна система, динамічні математичні моделі, усталені режими роботи, енергетична ефективність.

STUDY OF THE ENERGY EFFICIENCY OF THE ELECTROMECHANICAL SYSTEM OF SMALL GS IN SHUNTING MODES OF OPERATION BY MEANS OF COMPLEX MODELLING

Received Jul. 29, 2024; accepted Sep. 16, 2024
Available online Oct. 01, 2024

Popovych O.¹, Golovan I.²

Author for correspondence: Mykola Kuznietsov,
e-mail: popovich1955@ukr.net

¹ Dr. of Tech. Science
<https://orcid.org/0000-0002-9238-5782>

² Cand. Of Tech. Science
<https://orcid.org/0000-0002-5250-6981>

^{1, 2} Institute of renewable energy, NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine; Institute of Electrodynamics NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine

A comprehensive mathematical model of a small hydroelectric power plant for a simulation modelling system has been developed. The model consists of the following simulation mathematical

models: a hydraulic turbine with an adjustable guide device, its hydraulic network, an electromechanical system, and a reservoir model. These simulation models are based on the differential equations of electrical, mechanical, and hydraulic equilibrium and are designed to determine the values of currents, speeds, and performance of steady-state operating modes, taking into account the nonlinear properties of the equation parameters. To improve the adequacy of the complex model, a refined simulation model of an induction machine with loss detailing was applied and verified to specify the efficiency and permissible heating power in the motor and generator modes. The losses in steel are accounted for by their equivalent circuits. The information on the calculated values of the operating mode parameters allows determining the value of the efficiency indicators of the hydroelectric power plant system under different operating conditions, which makes it possible to formulate optimal modes. Based on the results of a series of calculations with varying static head and opening of the blades of the axial guide apparatus, the regularities of changes in their optimal ratio according to the criterion of maximum electric power generated per unit of reservoir water flow used in the formation of the power plant's shunting mode were investigated. Based on the information on the value of the natural flow and the characteristics of the turbine unit, a stable level of static head is determined, which ensures the maximum generated electric power. The power plant's shunting mode was studied to determine the impact of changing the number of simultaneously operating units on the amount of electricity generated and changes in its capacity (the possibility of reducing the unevenness of the generated power by almost two times and increasing the minimum capacity by 30% was shown). Compared to the steady-state flow, the shunting mode provides an almost twofold increase in electricity generation and a threefold increase in efficiency, taking into account the differential cost of electricity by time of day.

Key words: hydraulic power plant, simulation model, complex design, electromechanical system, dynamic mathematical models, steady-state operation, energy efficiency.

Перелік використаних скорочень

ГЕС – гідравлічна електрична станція

ТА – турбінний агрегат

АМ – асинхронна машина

ККД – коефіцієнт корисної дії

ЕМС – електромеханічна система

Н – напір

Q – подача

P – потужність

Ω – кутова швидкість

η – ККД генератора

a_0 – відкриття лопатей осьового напрямного апарату

Вступ. Проблема забезпеченості енергетичними ресурсами розв'язується залученням нових генерувальних потужностей і раціональним використанням існуючих. Ефективність використання енергетичного обладнання пов'язана з: покращенням його робочих характеристик, забезпеченням умов роботи в режимах з максимумом ККД, узгодженням графіків генерування й споживання енергії. Остання задача потребує наявності систем генерування, які здатні ефективно працювати у маневрових режимах зі зміною потужності вироблення електричної енергії відповідно до потреб у ній у поточний момент. Гідроенергетика має найкращі маневрові властивості для забезпечення пікових режимів енергосистем [1, 2] завдяки використанню водосховищ ГЕС як акумуляторів первинної енергії великої ємності й мінімальному часу виходу енергетичного обладнання на оптимальні режими роботи. Недоліком маневрових режимів водосховищ є значні коливання рівня води у водоймах [3, 4], що негативно впливає на навколишнє середовище й може ускладнювати роботу обладнання гідротехнічних споруд [5, 6], наприклад водозабору систем водопостачання. Для створення умов балансу між негативними і позитивними наслідками роботи ГЕС у маневрових режимах, для

покриття пікових потреб в електричній енергії, треба розробляти засоби комплексного дослідження й використовувати їх для формування й обґрунтування ефективних режимів роботи обладнання.

Стосовно малих ГЕС проблеми формування ефективних режимів роботи мають особливості, які пов'язані зі значущістю наявності локальних пікових потужностей для забезпечення стійкості й ефективності енергетичних систем. Щоби збільшити величину таких пікових потужностей, доцільно використовувати водосховища з більшою глибиною. Для прийняття рішення щодо вибору того чи того режиму експлуатації ГЕС потрібна інформація про величину комплексних показників ефективності їх режимів роботи для врахування інтегрального ефекту корисної дії протягом робочого циклу з урахуванням взаємного впливу різних груп обладнання [7]. Такі задачі розв'язують застосуванням комплексних математичних моделей [8]. У роботі [9] розроблено засоби комплексного моделювання електромеханічної системи (ЕМС) ГЕС, які в системі імітаційного моделювання забезпечують (з урахуванням взаємного впливу складових систем) визначення параметрів робочого режиму гідравлічної турбіни з регульовальним напрямним апаратом і

приєднаним через мультиплікатор асинхронним генератором її навантаження, а також гідравлічної системи ГЕС. Засоби [9] забезпечують визначення параметрів робочого режиму турбінного агрегату (ТА) за зміни статичного напору. При цьому швидкість обертання визначається з розв'язку рівняння механічної рівноваги з урахуванням: передавального відношення мультиплікатора, кількості полюсів асинхронної машини (АМ), її механічної характеристики, частоти електричної мережі АМ.

Режим роботи ТА впливає на обсяг води у водосховищі й, відповідно, на величину статичного напору. Врахування цієї залежності потрібне для порівняльного дослідження режимів ГЕС, яке має забезпечити визначення кращого варіанту за величиною показника ефективності системи. Ефективність режиму визначається за зіставленням обсягів виробленого корисного продукту системи і спожитих ресурсів [7] протягом робочого циклу (у цій роботі – доби). Забезпечення більшої точності кількісної оцінки потребує застосування математичних моделей складових системи ГЕС з високим рівнем адекватності. Достовірна кількісна оцінка ефективності вибраного варіанта режиму роботи ГЕС потрібна для визначення терміну окупності вкладень у технічне забезпечення цього варіанта.

Метою роботи є дослідження ефективності маневрових режимів перетворення потенційної енергії води у водосховищі малої ГЕС на електричну енергію в порівнянні з режимом природного стоку, розробка засобів комплексного моделювання для їх порівняльного дослідження (математичні моделі складових системи, їх програмна реалізація, вираз і алгоритм визначення критерію ефективності системи і комплексна математична модель для розрахунку його величини), проведення чисельного експерименту і розробка рекомендацій з формування ефективних режимів ГЕС.

Умови дослідження визначимо для прикладу застосування пропелерної гідротурбіни Пр 15/1100-5-25 з діаметром $D_1 = 1,2$ м [10, 9]. Для дослідження закономірностей зміни робочих режимів ГЕС потрібно враховувати зміну статичного напору, яка є функцією величини заповнення корисного об'єму водосховища, що залежить від продуктивності всіх турбін ГЕС і припливу річки. Величину природного стоку річки й корисного об'єму водосховища V_k оцінимо, для прикладу застосування цих турбін, з використанням даних [10] про зв'язок корисного об'єму з добовим стоком маловодного року Q_{nat} розрахункової забезпеченості і з добовою пропускною спроможністю Q_{pc} усіх турбін (у кількості K_T):

$$V_k = (0,4 \pm 0,1) Q_{nat} \cdot 24 \cdot 3600, \quad (1)$$

$$V_k = (0,075 \pm 0,025) \cdot K_T \cdot Q_{pc} \cdot 24 \cdot 3600. \quad (2)$$

Пропускню спроможність турбіни Q_{pc} оцінимо, за результатами серії розрахунків її робочих режимів, з варіюванням статичного напору $H_{ст}$ і відкриття лопатей осьового напрямного апарату a_0 . Зміну цих чинників будемо спрямовувати на пошук умов роботи ТА з максимальною ефективністю з обмеженням ККД ТА на мінімальному

заданому за нагрівом рівні, а потужність АМ – на максимальному допустимому. Для цього в діапазонах: $[a_0] = [23 \dots 31]$, $[H_{ст}] = [3 \dots 8]$ дослідимо параметри робочих режимів пропелерної турбіни Пр 15/1100-5-25 (діаметр $D_1 = 1,2$ м) з використанням засобів імітаційного моделювання [9], отриманих шляхом апроксимації її довідникових характеристик.

Результати розрахунку робочих режимів ТА в разі варіювання величини $H_{ст}$ і a_0 наведено на рис. 1. Відповідно до моделі [9] здійснюється аналіз динамічного режиму ЕМС до усталеного стану. На відміну від використань рівнянь статичної, такий підхід забезпечує ефективний розв'язок в умовах складних систем з нелінійними параметрами [11–13]. При отриманні залежностей рис. 1 варіювались задані величини вихідних умов для розрахунку режиму ($H_{ст}$ і a_0) і розв'язувались до закінчення перехідних процесів диференціальні рівняння електричної, механічної й гідравлічної рівноваги [9]. Після цього визначались параметри усталеного режиму роботи ТА: витрати води (Q), активна потужність на виході ТА (P_e), потужність втрат асинхронного генератора (P_T) на нагрів. Для визначення умов максимуму енергетичної ефективності режиму було розраховано величину виробленої електричної потужності ГЕС на одиницю витрат води водосховища (P_e/Q , розмірність $0,01 \text{ МВт}/(\text{м}^3/\text{с}) = 0,01 \text{ МДж}/\text{м}^3$ відповідає залежності на рис. 1). Порядок розрахунку: 1) задаємо сталу величину статичного напору $H_{ст}$; 2) задаємо величину відкриття лопатей a_0 і розраховуємо перехідний процес до усталеного режиму; 3) фіксуємо величину параметрів робочого режиму; 4) змінюємо a_0 з кроком 1 мм і повторюємо розрахунок до сталого стану; 5) за результатом порівняння величини критерію ефективності з попереднім розрахунком змінюємо a_0 у напрямі збільшення ефективності й визначаємо умови її максимуму; 6) змінюємо дискретно статичний напір (з кроком 1 м) і повторюємо кроки з пошуку умов режиму максимальної ефективності. Після зміни величини вихідних умов для розрахунку режиму ($H_{ст}$ і a_0) початковими умовами змінних перехідного режиму приймалися результати попереднього розрахунку (для мінімізації часу перехідних процесів).

Обґрунтування критерію ефективності. У загальному вигляді критерій енергетичної ефективності [7] визначає співвідношення виробленого протягом робочого циклу корисного продукту (у цьому прикладі – активної електричної енергії) з витраченим ресурсом (обсяг води) і забезпечує порівняння енергетичної ефективності режимів (тут за різних статичних напорів для умов варіювання величини відкриття лопатей осьового напрямного апарату a_0). У цьому дослідженні проблема компенсації реактивної потужності асинхронних генераторів [14] не розглядалась. На рис. 1 оптимальні параметри режиму відповідають результатам розрахунку, які показано на перетині з вертикальними переривчастими лініями (позначені кольором). Видно, що в разі зменшення статичного напору з 8 до 3 м енергоефективність режиму зменшується практично втричі, що кількісно обґрунтовує доцільність

роботи ГЕС з максимальним рівнем статичного напору. Фактично графік P_e/Q відображає залежність зміни ККД ТА в умовах розрахунку зі сталим напором і змінною величиною відкриття лопатей напрямного апарата, але на відміну від ККД ТА (який в разі зміни напору визначає лише співвідношення між електричною і гідравлічною енергіями: ККД при різних напорах може бути однаковим, а корисний продукт – різним), графік P_e/Q дає

змогу оцінити поточну ефективність використання води ГЕС. Далі в роботі коефіцієнт енергетичної ефективності буде використаний для інтегральної оцінки за добу ефективності різних режимів ГЕС, а також для врахування впливу на ефективність ГЕС зміни вартості виробленого продукту (електричної енергії) протягом доби, що може бути в разі зонного диференціювання її ціни.

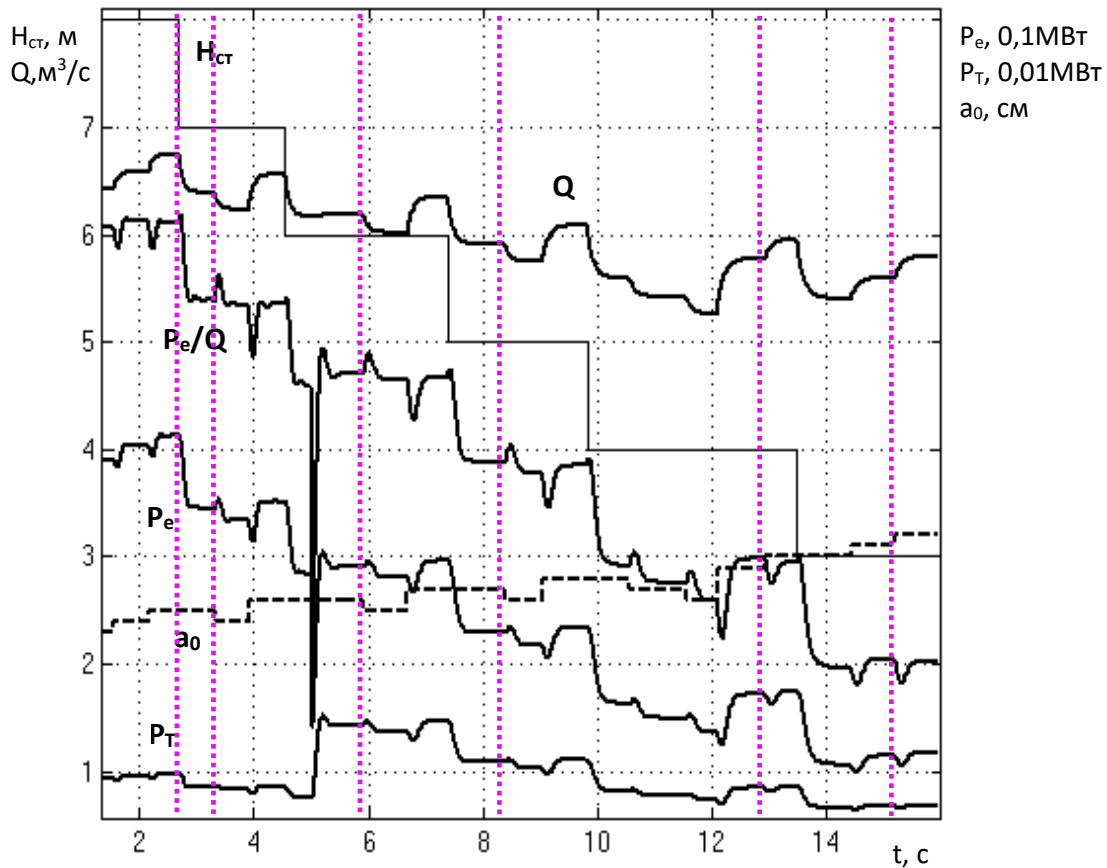


Рис. 1. Моделювання усталених режимів ЕМС малої ГЕС

Fig. 1. Modeling of steady-state modes of the electromechanical system of a small hydroelectric power plant

Закономірності зміни параметрів режиму на всьому діапазоні варіювання величини a_0 можна простежити на рис. 2, на якому, як приклад, відображено результати для $H_{ст} = 8$ м (масштаб відповідає рис. 1). З рис. 2 видно, що максимуми вироблення електричної енергії та енергоефективності не збігаються. Тобто можна вибрати режим з максимальною поточною потужністю електричної генерації, або з максимальною ефективністю перетворення енергії води на електричну енергію.

Пошук режимів максимальної енергетичної ефективності виконаємо завдяки можливості зміни структури ЕМС. Будемо враховувати можливість варіювання кількості працюючих у паралель ТА, а також приймаємо, що вал мультиплікатора кожного ТА з'єднано з валами двох асинхронних машин 4A355M2 з паралельним електричним підключенням до мережі для можливості дискретного регулювання ступеня завантаженості електричної машини з метою максимізації її ККД. На рис. 1 момент відключення однієї асинхронної машини (в разі зниження

потужності до допустимого за нагрівом рівня) відповідає п'ятій секунді модельного часу.

Під час цього порівняльного дослідження варіантів роботи ЕМС малих ГЕС уточнено розрахунок залежності ККД електричної машини від ступеня її завантаження. З цією метою для комплексного моделювання ЕМС [9] застосовано уточнену імітаційну модель АМ у генераторному режимі, яка враховує нелінійну залежність електромагнітних параметрів від ступеня насичення магнітного кола [15, 16], забезпечує визначення складових втрат у машині: механічних P_m і на нагрів (в обмотках статора і ротора – P_s, P_r , у сталі – P_{st} , додаткових – P_d). Відповідно до енергетичної діаграми асинхронної машини [17] ККД у режимі генератора можна визначити:

$$\eta_g = \frac{M_e \omega_0 - P_s - P_{st}}{M_e \omega_r + P_m + P_d}, \quad (3)$$

де M_e – електромагнітний момент; ω_0, ω_r – кутові швидкості поля і ротора.

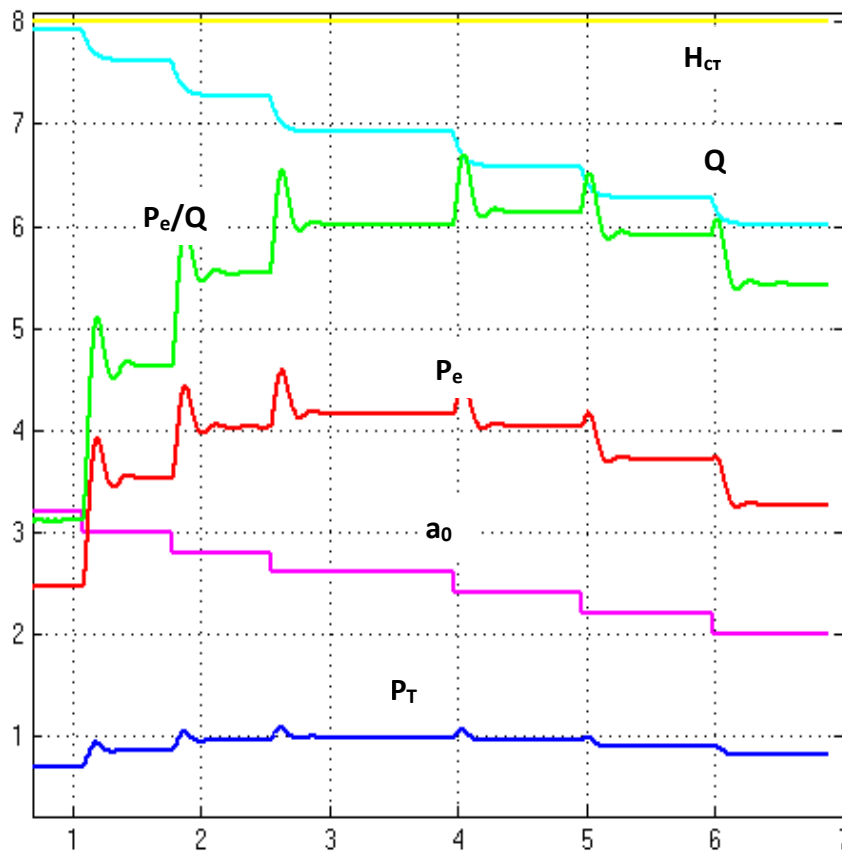


Рис. 2. Зміна параметрів режиму на повному діапазоні зміни a_0

Fig. 2. Changing the mode parameters on the full range of change a_0

Ефективність режиму визначається за результатами математичного моделювання при зіставленні розрахункової величини виробленої енергії зі спожитими ресурсами. При цьому повинен виконуватись енергетичний баланс комплексного моделювання: параметри робочих режимів мають визначатися з урахуванням всіх процесів енергоперетворення. Це забезпечено введенням до моделі АМ еквівалентних контурів втрат у сталі, визначенням швидкості ротора з рівняння механічної рівноваги, яка буде мати місце в разі рівності механічної потужності

на валу АМ (визначається знаменником виразу (6)) і механічної потужності гідротурбіни.

Для визначення активного опору навантаження еквівалентних контурів втрат сталі r_k на початку розрахунку задається величина опору r_{k0} , яка надалі корегується змінним коефіцієнтом k_{st} : $r_k = r_{k0}k_{st}$. Цю величину r_{k0} визначимо для АД 4А355М2УЗ відносно опору фази статора: $r_{k0} = r_s k_{st0}$. Тоді в номінальному режимі:

$$k_{st0} = \frac{r_{k0}}{r_s} = \frac{3U_f^2}{P_{stn}} \cdot \frac{P_{sn}}{3I_n^2} = \frac{3U_f^2 3}{P_{st}' P_s' [P_{2n}(1/\eta_n - 1)]^2} \left(\frac{P_{2n}}{3U_f \eta_n \cos \varphi_n} \right)^2 = 10[(1 - \eta_n) \cos \varphi_n]^{-2} = 2464,$$

де $P_{stn}, P_{sn}, P_{st}', P_s'$ – номінальні величини втрат у сталі й обмотці статора, а також їх значення відносно загальних номінальних втрат у АД; $P_{2n}, U_f, I_n, \eta_n, \cos \varphi_n$ – номінальні потужність на валу, напруга і струм фази, коефіцієнти корисної дії та потужності. Якщо прийняти умову, що вказані відносні втрати складають приблизно третину від повних, то можна визначити: $(P_{st}' P_s')^{-1} = 10$. Ця умова близька до реальних співвідношень потужностей серійних асинхронних машин і повністю забезпечує визначення початкової величини опору еквівалентних контурів втрат у сталі. Результати застосування розробленої моделі для дослідження режимів роботи АМ 4А355М2УЗ наведено у табл. 1.

У табл. 1 позначено: P_2, M_2 – потужність і момент на валу; P_T – втрати на нагрів. Для оцінки адекватності математичної моделі АМ наведено дані довідника. Розрахунок режиму двигуна виконано з моментом навантаження на валу, який дорівнює номінальному. Перший рядок результатів розрахунку в режимі генератора отримано з варіюванням моменту на валу для умов збігу з утратами на нагрів режиму двигуна. Для другого рядка ці втрати збільшено відповідно до співвідношення швидкості режиму з номінальною швидкістю (враховано інтенсифікацію вентиляції).

Таблиця 1. Результати моделювання режимів роботи АМ 4А355М2У3

Table 1. Results of simulation of IM 4A355M2U3 operating modes

Джерело інформації		P_2 , кВт	s , %	M_2 , Нм	I_s , А	η	$\cos \varphi$	ω_r , с ⁻¹	P_T , кВт	B_{δ} , Тл
Довідник		315	2	1023	326.5	0,93	0,91	307,88	-	-
розрахунок	Режим двигуна	314,95	2,003	1023	325.8	0,932	0,911	307,87	16,77	0,716
	Режим генератора	350,3	-1,956	-1094	316,5	0,9322	-0,9044	320,3	16,77	0,7291
		361,4	-2,024	-1128	324,6	0,9323	-0,9097	320,5	17,47	0,7294

Порівняльне дослідження ефективності режимів ГЕС здійснюємо за критерієм добового максимуму виробленого корисного продукту – електричної енергії, яку відправлено споживачу. Величину спожитого ресурсу – енергію води оцінювати нема потреби, оскільки дослідження виконується в умовах сталого природного стоку, однакового для усіх варіантів.

За результатами аналізу режимів прийmemo $Q_{\text{лс}} = 6,5 \text{ м}^3/\text{с}$. Зі співвідношень (1) і (2), приймаючи $K_T = 4$, маємо:

$$0,4 \cdot Q_{\text{лат}} \cdot 24 \cdot 3600 = 0,075 \cdot K_T \cdot 24 \cdot 3600 \cdot Q_{\text{лс}};$$

$$Q_{\text{лат}} = 0,75 \cdot Q_{\text{лс}};$$

$$V_k = 0,075 \cdot 4 \cdot Q_{\text{лс}} \cdot 24 \cdot 3600 = 168480 \text{ м}^3.$$

Розглянемо варіант ГЕС із можливістю зміни статичного напору в широких межах. Практична реалізація такого варіанта може вимагати додаткових витрат. Їх доцільність може бути обґрунтована за результатами комплексного моделювання. Приймаємо такі межі зміни статичного напору: $H_{\text{стmax}} = 8,0 \text{ м}$; $H_{\text{стmin}} = 3,0 \text{ м}$. Його залежність від обсягу води V у межах корисного об'єму, [10] апроксимуємо виразом:

$$H_{\text{ст}} = H_{\text{стmin}} + kV, \quad (4)$$

де $k = (H_{\text{стmax}} - H_{\text{стmin}})/V_k$ – стала.

Зміна обсягу води $V(t)$ за деякий час t_k визначається за інформацією про максимальний обсяг V_0 початку розрахунку (і про відповідний напір $H_{\text{ст0}}$), а також про різницю витрат Q і припливу $Q_{\text{лат}}$ води з і до водосховища:

$$V = V_0 - 3600 \int_0^{t_k} (Q - Q_{\text{лат}}) dt. \quad (5)$$

$$V_0 = (H_{\text{ст0}} - H_{\text{стmin}})/k, \quad (6)$$

Витрати Q визначаються за результатами комплексного аналізу процесів зміни параметрів робочих режимів ГЕС за допомогою комплексної моделі її ЕМС [9] (з уточненням втрат у моделі АМ для визначення за (3) її ККД), яку доповнено блоком урахування зміни статичного напору в разі зміни втрат відповідно до (4) – (6).

Дослідження в умовах витрат, що відповідають природному стоку

Постановка задачі: в умовах сталих витрат води водосховища (природний стік) $Q_{\text{лат}} = 0,75 \cdot Q_{\text{лс}} = 4,875 \text{ м}^3/\text{с}$ визначити

параметри робочого режиму з максимумом добового вироблення електроенергії. Для цього за комплексною математичною моделлю ГЕС виконується серія розрахунків із плавним варіюванням $H_{\text{ст}}$ і дискретним a_0 для отримання режиму з $Q = Q_{\text{лат}}$. У результаті чисельного експерименту визначено, що максимум енергетичної ефективності в разі витрат $Q = 4,875 \text{ м}^3/\text{с}$ має місце за умов: $a_0 = 23 \text{ мм}$; $H_{\text{ст}} = 4,078 \text{ м}$ з параметрами робочого режиму:

$P_e = 114,8 \text{ кВт}$; $P_T = 6,8 \text{ кВт}$; $P_e/Q = 2,354 \cdot 10^2 \text{ МДж/м}^3$. При цьому добова вироблена електрична енергія становить $W_e = 24 \cdot P_e = 2,755 \text{ МВт} \cdot \text{год}$.

Порівняння ефективності режимів ГЕС за величиною W_e відповідає умовам сталої вартості електроенергії протягом доби. Але для зменшення піків добового графіка споживання енергії застосовують зонне диференціювання її ціни (наприклад, тризонне: 150 % фіксованої ціни – з 8:00 до 11:00 та з 20:00 до 22:00 (години максимального навантаження); 100 % фіксованої ціни – з 7:00 до 8:00, з 11:00 до 20:00 та з 22:00 до 23:00 (напівпіковий період); 40 % фіксованої ціни – з 23:00 до 7:00). У такому разі доцільно порівнювати диференційовані за ціною обсяги електроенергії. В умовах природного стоку вони становлять: $W_{\text{грн}} = 114,8 \cdot (1,5 \cdot 5 + 11 + 0,4 \cdot 8) = 114,8 \cdot 21,7 = 2,49 \text{ МВт} \cdot \text{год}$.

Дослідження в умовах генерування в піковий період

Вибираємо режим генерування, наближений до режиму тризонного диференціювання ціни, що складатиметься з двох однакових періодів (загальна тривалість – приблизно 5 год на добу), розподілених однаковими періодами накопичення води у водосховищі. Вироблення електричної енергії протягом годин пікового періоду супроводжується зміною $H_{\text{ст}}$, P_e . Задача: визначення добового вироблення електроенергії та зміни інших параметрів робочого режиму ГЕС. Приймаємо, що добовий цикл зміни $H_{\text{ст}}$ починається з початкового максимального значення $H_{\text{стmax}}$. Зміна $H_{\text{ст}}$ обумовлена зміною протягом доби різниці $Q - Q_{\text{лат}}$, регулюванням a_0 , можливою зміною структури ЕМС (кількість одночасно працюючих ТА). Обов'язковою умовою роботи в піковий період є рівність середньодобового споживання води водосховища і величини природного стоку $Q_{\text{лат}}$.

Ефективність роботи ГЕС у піковий період залежить від алгоритму зміни відкриття лопатей осьового напрямного апарату a_0 в разі зміни статичного напору, який, у

загальному випадку, можна визначити засобами оптимального проектування за критерієм максимуму добового вироблення енергії. На цьому етапі виконаємо порівняльні дослідження режимів при спрощеному алгоритмі зміни a_0 , який спирається на результати аналізу ефективності усталених режимів ЕМС малої ГЕС (див. рис. 1)

за критерієм максимуму генерованої електричної потужності на одиницю витрат води. Параметри оптимальних режимів за цим критерієм зведено до табл. 2. Видно, що для підтримання максимуму ефективності потрібно зменшення статичного напору супроводжувати поступовим збільшенням величини a_0 .

Таблиця 2. Оптимальні параметри усталених режимів за рис. 1

Table 2. Optimal parameters of stable modes according to Fig. 1

Параметри режиму	Н _{ст} , м					
	8	7	6	5	4	3
Q, м ³ /с	6,75	6,4	6,25	5,95	5,8	5,63
a ₀ , мм	24,5	25	26	27	29	31
P _e , 0,1 МВт	4,2	3,5	2,9	2,35	1,75	1,2
P _e /Q, 0,01 МДж/м ³	6,2	5,5	4,75	3,9	3	2,05

Закономірність зміни оптимальної величини a_0 у функції статичного напору Н_{ст} визначимо за даними табл. 2. Для цього застосуємо поліном другого порядку з величинами коефіцієнтів, які визначено розв'язком системи трьох алгебраїчних рівнянь для умов статичного напору: 3, 5, 7 м:

$$a_0 = 40,75 - 4Н_{ст} + Н_{ст}^2/4. \quad (7)$$

Отримане рівняння (7) реалізовано блоком регулювання відкриття лопатей осьового напрямного апарату в разі зміни статичного напору, який застосовано при комплексному моделюванні маневрового режиму ГЕС. Дослідження цього режиму здійснимо за допомогою розробленої комплексної моделі ГЕС з одночасною роботою всіх чотирьох ТА. Моделювання починається, коли водосховище повністю заповнене, Н_{ст} = 8 м, а закінчується – при мінімальному рівні води, Н_{ст} = 3 м. На початку інтегрування диференціальних рівнянь комплексної моделі ГЕС застосовано затримку зміни об'єму водосховища тривалістю 1 с модельного часу (відповідає 1 год робочого режиму). Це практично забезпечує затушення перехідних процесів у системі для можливості дослідження закономірностей зміни виробленої електричної енергії W_e (визначається інтегруванням сумарної електричної потужності ТА, також із затримкою 1 с модельного часу для затушення перехідних процесів) за умовами усталених режимів зі зміною Н_{ст} і a_0 , починаючи з часу $t = 1$ с модельного часу. Слід зазначити, що співвідношення між модельним і реальним часом визначається коефіцієнтом 3600, перерахунку годин до секунд, який враховано при програмній реалізації моделі (при цьому фактично час інтегрування диференціальних рівнянь – години, а одиниці розрахованої електричної енергії – кВт*год).

Результати дослідження режиму генерування в разі одночасної роботи усіх чотирьох ТА наведено на рис. 3, 4. Залежності досліджено протягом періоду зниження величини статичного напору від 8 до 3 м. Це відбувається за час приблизно 2,4 год (відтинок на шкалі часу від 1 до 3,4). На рис. 3 показано залежності зміни сумарної генерованої потужності чотирьох ТА і виробленої ними

електричної енергії, а на рис. 4 – зміни статичного напору і витрат води водосховища. За час генерування (див. рис. 3, 4) обсяг води в корисному об'ємі водосховища зменшується до нуля. Повторне заповнення його природним стоком відбувається за такий час: $V_k/(3600*Q_{nat}) = 168\,480\text{ м}^3 \div 4,875\text{ м}^3/\text{с} \div 3600\text{ с/год} = 9,6\text{ год}$.

Дослідження показало, що за розглянутих умов маневровий режим роботи ГЕС для покриття пікових потреб здійснюється два рази на добу. Добова вироблена електроенергія становить: $W_e = 2*2,579 = 5,158\text{ МВт*год}$, що більше, ніж у режимі природного стоку, в: $5,158 \div 2,755 = 1,87$ раза. Диференційований за ціною обсяг електроенергії становить: $W_{грн} = 1,5*5,158\text{ МВт*год} = 7,74\text{ МВт*год}$, що більше, ніж у режимі природного стоку, в: $7,74 \div 2,49 = 3,1$ раза.

Недоліком реалізації маневрового режиму (див. рис. 3, 4) є значна зміна потужності протягом періоду генерації (більш ніж утричі). Це обмежує прогностичний стабільний рівень генерованої потужності й може знижувати дохідність електростанції. Рівномірність потужності генерації можна збільшити завдяки зміні кількості одночасно працюючих ТА. Розроблені засоби комплексного моделювання режимів ГЕС забезпечують аналіз варіантів таких режимів і обґрунтований вибір кращого з них.

Приклад зміни розрахункових параметрів маневрового режиму ГЕС зі зміною кількості одночасно працюючих ТА (з метою зменшення нерівномірності потужності) наведено на рис. 5, 6. За період генерації кількість працюючих ТА (поспідовно: 2, 3, 4) змінюється два рази, про що свідчать збурення у графіках потужності P_{eГЕС} і витрат Q_{ГЕС}. Момент збільшення кількості ТА визначався при зниженні потужності до обумовленого рівня (в цьому разі 750 кВт). Аналіз виконували, спираючись на усталені режими роботи ТА з нехтуванням перехідними процесами при включенні ТА, внаслідок їх відносної короткочасності. За потреби можливе врахування впливу динамічних режимів, наприклад [18, 19]. З рис. 5, 6 видно, що за три години режиму генерування вироблення електричної енергії практично еквівалентно варіанту, наведе-

ному на рис. 3, 4. При цьому витрати води менші – статичний напір зменшується лише до 3,7 м. Перевагами цього режиму, порівняно з режимом на рис. 3, 4, є зменшення нерівномірності генерованої потужності,

практично вдвічі і збільшення мінімальної потужності на 30 %. Збільшення стабільності графіка генерування зменшує обсяги використання баластних опорів для узгодження потужностей генерування і споживання [10, 20].

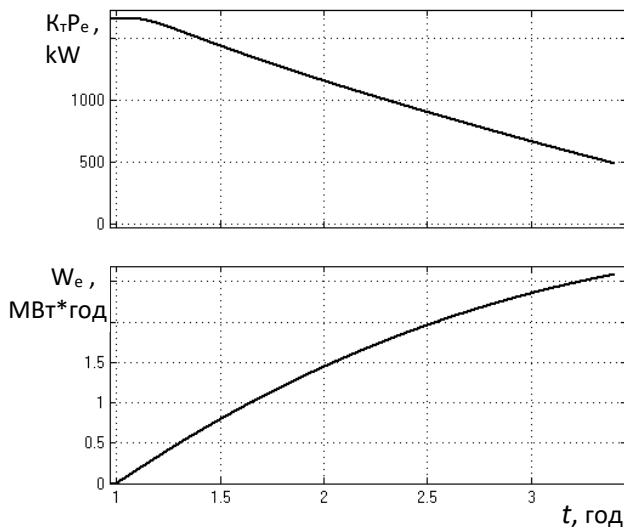


Рис. 3. Зміна електричної потужності й виробленої енергії протягом годин періоду пікового режиму

Fig. 3. Change in electric power and produced energy during the hours of the peak mode period

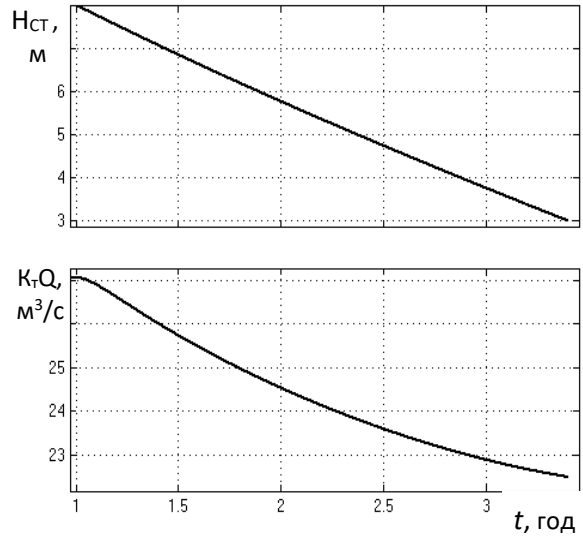


Рис. 4. Зміна статичного напору й витрат води водосховища протягом годин періоду пікового режиму

Fig. 4. Change in static pressure and water flow of the reservoir during the hours of the peak mode period

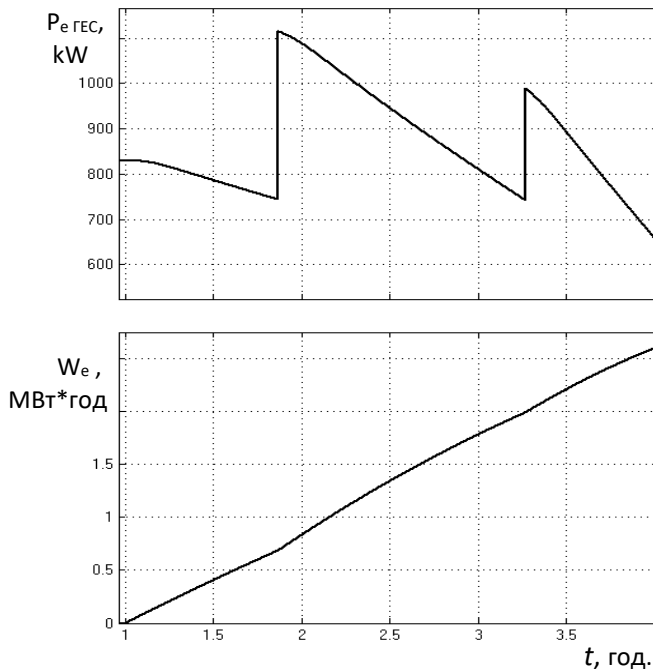


Рис. 5. Зміна електричної потужності й виробленої енергії у маневровому режимі зі зміною кількості одночасно працюючих ТА

Fig. 5. Change in electric power and generated energy in shunting mode with change in the number of simultaneously operating turbine units

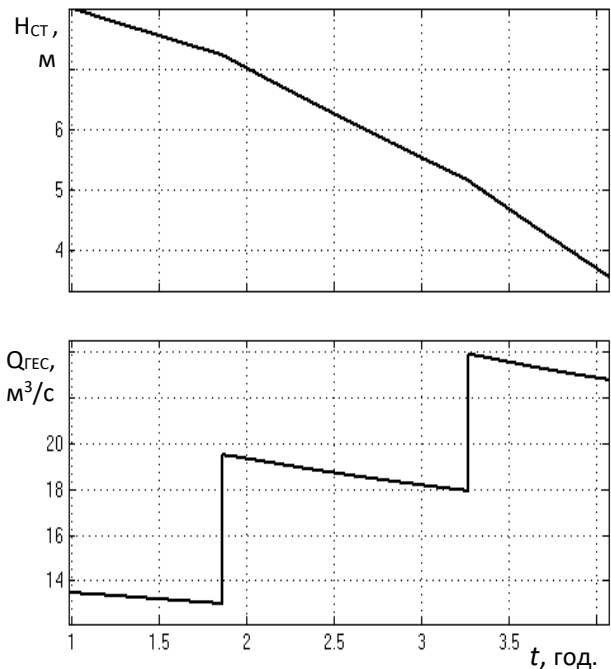


Рис. 6. Зміна статичного напору й витрат води водосховища у маневровому режимі зі зміною кількості одночасно працюючих ТА

Fig. 6. Change in the static pressure and water flow of the reservoir in shunting mode with change in the number of simultaneously operating turbine units

Висновки. Розроблені засоби комплексного моделювання режимів роботи малих ГЕС з турбінами з регульованим напрямним апаратом і асинхронними генераторами враховують зміну енергетичної ефективності складових системи і забезпечують дослідження величини виробленої електричної енергії в разі зміни статичного напору, величини стоку річки, відкриття лопатей осьового напрямного апарату, кількості одночасно працюючих турбінних агрегатів. На прикладі малої ГЕС з чотирма пропелерними гідротурбінами Пр 15/1100-5-25 з діаметром $D_1 = 1,2$ м порівняльне дослідження оптимального за енергоефективністю режиму природного стоку і маневрового режиму показало переваги маневрового режиму за величиною виробленої електричної енергії – майже вдвічі і трикратне збільшення ефективності з урахуванням диференційованої за часом доби вартості електроенергії. Реалізація маневрового режиму зі зміною кількості одночасно працюючих турбінних агрегатів забезпечує можливість зменшення нерівномірності генерованої потужності практично вдвічі і збільшення мінімальної потужності на 30 %.

ПОСИЛАННЯ

1. Васько П. Ф. Аспекти подальшого розвитку гідроенергетики за матеріалами науково-практичної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті” 2023. Відновлювана енергетика. 2023. № 2. С. 61–65. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\).61-65](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73).61-65)
2. Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року / О. Дячук, М. Чепелев, Р. Подолець, Г. Трипольська та ін. ; за заг. ред. Ю. Огаренко та О. Алієвої // Пред-во Фонду ім. Г. Бюлля в Україні. Київ : Вид-во ТОВ «АРТ КНИГА». 2017. 88 с.
3. Васько П. Ф., Ибрагимов М. Р. Энергетическая эффективность малой гидроэлектростанции при экологических ограничениях на использование стока воды реки для производства электроэнергии. Альтернативная энергетика и экология. 2017. № 04–06(216–218). С. 103–115. – ISSN 1608-8298.
4. Васько П. Ф. Енергетична ефективність навантажувальних режимів роботи гідротурбін малої потужності за змінних витрат води. Відновлювана енергетика. 2022. № 1. С. 87–94. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\).87-94](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68).87-94)
5. Самойленко Є. Г. Основи проектування гідроенергетичних вузлів: підручник. Запоріжжя: ЗДІА. 2011. 388 с.
6. Поташник С. І., Карамушка О. М. Безпечна експлуатація гідротехнічних споруд гідроелектростанцій України на сучасному етапі. Вісник Національного університету водного господарства та природокористування. 2013. № 2(62). С.11–19.
7. Popovych O. M., Golovan I. V. Complex design tools for improvement of electromechanical systems with induction motors. Tekhnichna Elektrodynamika. 2022. No 2. Pp. 52–59. <https://doi.org/10.15407/tech-ned2022.02.052>
8. Gagnon R., Saulnier B., Sybille G., Giroux P. Modeling of a Generic High–Penetration No–Storage Wind–Diesel System Using Matlab/Power System Blockset. Global Windpower Conference. April 2002. Paris. France.
9. Попович О. М., Головань І. В. Імітаційна модель гідротурбіни для комплексного моделювання електро-механічної системи ГЕС. Відновлювана енергетика. 2023. № 2. С. 51–60. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\)51-60](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73)51-60)
10. Гидроэлектростанции малой мощности: Учеб. пособие / Под. ред. В. В. Елистратова. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та. 2005. 432 с.
11. Фильц Р. В. Математические основы теории электро-механических преобразователей. Киев: Наук. думка. 1979. 206 с.
12. Чабан В. И. Основы теории переходных процессов электромашиных систем Львов: Вища шк. 1980. 200 с.
13. Чабан В. Й. Методи нелінійної електротехніки. Львів: Світ. 1990. 168 с.
14. Лежнюк П. Д., Никиторович Р. В., Нгома Ж.–П. Компенсация реактивной мощности асинхронных генераторов на малых гидроэлектростанциях. Энергетика и электротехника. Наукові праці. ВНТУ. 2008. № 2. С. 1–7. 23.
15. Popovych O. M., Golovan I. V. Study of changed main flux reactance of squirrel-cage induction motors using field analysis of their starting characteristics. Tekhnichna Elektrodynamika. 2018. No 5. Pp. 69–72. <https://doi.org/10.15407/tech-ned2018.05.069>
16. Popovych O. M., Golovan I. V. Study of starting regimes of induction motors using equivalent parameters of quasi-3D field model. Tekhnichna Elektrodynamika. 2019. No 1. Pp. 34–37. <https://doi.org/10.15407/tech-ned2019.01.034>
17. Вольдек А. И. Электрические машины. Ленинград: Энергия. 1978. 832 с.
18. Брыль А. О., Васько В. П., Васько П. Ф., Соловьев П. Б. Математическое моделирование пусковых режимов синхронных и асинхронных генераторов малых ГЭС. Альтернативная энергетика и экология (ISJAE). 2014. № 15. С. 71–81.
19. Кривченко Г. И. Гидромеханические переходные процессы в гидроэнергетических установках. Москва: Энергия. 1975. 366 с.
20. Вербовий А. П. Моделювання роботи гідроаккумуляторної електростанції в насосному режимі при живленні від вітроелектростанції з асинхронним генератором. Відновлювана енергетика. 2019. № 4. С. 56–63. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.4\(59\).56-63](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.4(59).56-63)

REFERENCES

- Vasko P. F. Aspekty podal'shoho rozvytku hidroenerhetyky za materialamy naukovo-praktychnoyi konferentsiyi «Vidnovlyuvana enerhetyka ta enerhoefektyvnist' u 21 stolitti» 2023, [Aspects of the further development of hydropower based on the materials of the scientific and practical conference "Renewable energy and energy efficiency in the 21st century" 2023]. Vidnovlyuvana enerhetyka. 2023. № 2. S. 61–65. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\).61-65](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73).61-65). [in Ukr].
- Perekhid Ukrayiny na vidnovlyuvanu enerhetyku do 2050 roku [Transition of Ukraine to renewable energy until 2050] / O. Dyachuk, M. Chepelyev, R. Podolets', H. Trypol's'ka ta in. ; za zah. red. YU. Oharenko ta O. Aliyevoyi // Pred-vo Fondu im. H. B'ollya v Ukraini. Kyiv: Vyd-vo TOV «ART KNYHA». 2017. 88 s. [in Ukr].
- Vasko P. F., Ibragimova M. R. Energy Efficiency of Small Hydropower Plant through Environmental Restrictions on Water Use for Power Generation, International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology(IS-JAEE). 2017. No 04–06. Pp. 103–115. <https://doi: 10.15518/is-jaee.2017.04-06.103-115>.
- Vasko P. F. Enerhetychna efektyvnist' navantazhuvannykh rezhymiv roboty hidroturbin maloyi potuzhnosti za zminnykh vytrat vody, [Energy efficiency of loading modes of operation of low-power hydroturbines with variable water flows]. Vidnovlyuvana enerhetyka. 2022 № 1. S. 87–94. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\).87-94](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68).87-94). [in Ukr].
- Samoilenko E. H. Osnovy proektuvannia hidroenerhetychnykh vuzliv, [Fundamentals of designing hydropower units]. Zaporizhzhia: ZDIA. 2011. 388 p. [in Ukr].
- Potashnyk S. I., Karamushka O. M. Bezpechna ekspluatatsiia hidrotekhnichnykh sporud hidroelektrostantsii Ukrainy na suchasnomu etapi. [Safe operation of hydraulic structures of hydroelectric power plants of Ukraine at the present stage]. Visnyk Natsionalnoho universytetu vodnoho hospodarstva ta pryrodokorystuvannia. 2013. No. 2(62). Pp.11–19. [in Ukr].
- Popovych O. M., Golovan I. V. Complex design tools for improvement of electromechanical systems with induction motors. Tekhnichna Elektrodynamika. 2022. No 2. Pp. 52–59. <https://doi.org/10.15407/tech-ned2022.02.052>. [in Eng].
- Gagnon R., Saulnier B., Sybille G., Giroux P. Modeling of a Generic High–Penetration No–Storage Wind–Diesel System Using Matlab/Power System Blockset. Global Windpower Conference. April 2002. Paris. France. [in Eng].
- Popovych O. M., Holovan' I. V. Imitatsiyna model' hidroturbiny dlya kompleksnoho modelyuvannya elektromekhanichnoyi systemy HES, [A simulation model of a hydro turbine for complex modeling of the electromechanical system of a hydroelectric power station]. Vidnovlyuvana enerhetyka. 2023. № 2. S. 51–60. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\)51-60](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73)51-60). [in Ukr].
- Hydroelektrostantsii maloy moshnosti, [Small-scale hydroelectric power stations]: Ucheb. posobiye / Pod. red. V. V. Elystratova. SPb.: Izd-vo Politekhn. un-ta. 2005. 432 s. [in Rus].
- Fil'ts R. V. Matematicheskiye osnovy teorii elektromekhanicheskikh preobrazovateley, [Mathematical foundations of the theory of electromechanical converters]. Kyiv: Nauk. Dumka. 1979. 206 s. [in Rus].
- Chaban V. I. Osnovy teorii perekhodnykh protsessov elektromashinnykh sistem, [Fundamentals of the theory of transient processes of electric machine systems]. L'vov: Vishcha shk. 1980. 200 s. [in Rus].
- Chaban V. Y. Metody nelineynoyi elektrotekhniki, [Methods of nonlinear electrical engineering]. L'viv: Svit. 1990. 168 s. [in Ukr].
- Lezhnyuk P. D., Nikitorovich R. V., Ngoma ZH.–P. Kompensatsiya reaktivnoy moshchnosti asinkhronnykh generatorov na malykh gidroelektrostantsiyakh, [Reactive power compensation of asynchronous generators at small hydroelectric power plants]. Energetika i elektrotekhnika. Naukovy pratsi. VNTU. 2008. № 2. C. 1–7. 23. [in Rus].
- Popovych O. M., Golovan I. V. Study of changed main flux reactance of squirrel-cage induction motors using field analysis of their starting characteristics. Tekhnichna Elektrodynamika. 2018. No 5. Pp. 69–72. <https://doi.org/10.15407/tech-ned2018.05.069>. [in Eng].
- Popovych O. M., Golovan I. V. Study of starting regimes of induction motors using equivalent parameters of quasi-3D field model. Tekhnichna Elektrodynamika. 2019. No 1. Pp. 34–37. <https://doi.org/10.15407/tech-ned2019.01.034>. [in Eng].
- Vol'dek A. I. Elektricheskiye mashiny, [Electrical machines]. Leningrad: Energiya. 1978. 832 s. [in Rus].
- Bryl' A. O., Vas'ko V. P., Vas'ko P. F., Solovyov P. B. Matematicheskoye modelirovaniye puskovykh rezhimov sinkhronnykh i asinkhronnykh generatorov malykh GES, [Mathematical modeling of starting modes of synchronous and asynchronous generators of small hydroelectric power plants]. Al'ternativnaya energetika i yekologiya (ISJAEE). 2014. № 15. S. 71–81. [in Rus].
- Kryvchenko H. Y. Hydromechanical transients in hydropower plants. M.: Enerhiya. 1975. 504 s. [in Rus].
- Verbovyi A. P. Modelyuvannya roboty hidroakumulyuvallyi elektrostantsiyi v nasosnomu rezhymi pry zhyvleni vid vitroeletrostantsiyi z asinkhronnym heneratorom, [Simulation of the operation of a hydro-accumulating power plant in pumping mode when powered by a wind power plant with an asynchronous generator] // Vidnovlyuvana enerhetyka. 2019. № 4. S. 56–63. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.4\(59\).56-63](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.4(59).56-63). [in Ukr].