

МОДЕЛЬ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗПОДІЛУ ГІДРОРЕСУРСІВ ГЕС З РЕЗЕРВУВАННЯМ ПОТУЖНОСТЕЙ ДЛЯ НАДАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ АВТОМАТИЧНОГО ВІДНОВЛЕННЯ ЧАСТОТИ

Є.В. Парус^{*}, канд. техн. наук, І.В. Блінов^{**}, докт. техн. наук, В.О. Мірошник^{***}, канд. техн. наук, О.Б. Рибіна, канд. техн. наук, Д.О. Олефір^{****}, В.В. Сичова^{*****}

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна.

E-mail: paruseugene@gmail.com; blinovihor@gmail.com.

Роботу присвячено розробці математичної моделі задля оптимального розподілу гідроресурсів по гідроагрегатах ГЕС для виробництва електричної енергії та надання послуг автоматичних резервів відновлення частоти. Наведено концепцію побудови математичної моделі для задачі оптимізації. Ціль оптимізації – максимізація вигоди генеруючої компанії від використання наявних гідроресурсів для виробництва електричної енергії та надання послуг регулювання режимів ОЕС України. Досліджено області визначення основних характеристик режиму роботи гідроагрегатів ГЕС та сформовано систему обмежень на потужність завантаження гідроагрегату. Визначено систему обмежень для контролю балансу гідроресурсів у водосховищі та систему обмежень для контролю значень водостоків для ГЕС. Для рівня енергогенеруючої компанії сформовано систему обмежень контролю мінімальних значень обсягів електричної енергії та допоміжних послуг на виконання вже укладених угод, а також систему обмежень контролю обсягів електричної енергії та допоміжних послуг в межах прогнозованих обсягів ринкового попиту. Обґрунтовано структуру та описано складові цільової функції. Визначено підходи до розв'язання задачі прогнозу обсягів небалансів електричної енергії на балансуєчому ринку України. Досліджено особливості процесів пошуку оптимальних рішень щодо рівнів завантаження гідроагрегатів ГЕС наявними гідроресурсами. Відзначено наявність ефектів «економічної недоцільності повного використання наявних гідроресурсів» та досліджено основні наслідки проявів цього ефекту. Бібл. 12, рис. 3, табл. 2.

Ключові слова: гідроелектростанція, ринок електричної енергії, оптимальне використання гідроресурсів, автоматичний резерв відновлення частоти.

Вступ. Електроенергетична галузь розвивається в умовах паралельної роботи об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України [1] з об'єднанням енергосистем в країнах континентальної Європи (ENTSO-E), збільшення кількості виробників з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в її загальному балансі та функціонування ринку електричної енергії [2]. Причому збільшення обсягів відпуску електричної енергії виробниками з ВДЕ, руйнування енергетичної інфраструктури внаслідок бойових дій та низька точність прогнозування споживання електричної енергії призводять до появи значних небалансів електричної енергії в ОЕС України, що обумовлює додаткову потребу у плануванні та використанні резервів для регулювання режимів роботи ОЕС України, зокрема за рахунок допоміжних послуг виробників електричної енергії. У структурі виробничих потужностей ОЕС України гідроелектростанції (ГЕС) відіграють важливу роль постачальника послуги відновлення частоти [3]. В умовах отримання аварійних диспетчерських команд від оператора системи передачі (ОСП) фактичні графіки завантаження генераторів ГЕС можуть суттєво відхилятися від планових. Також до такого відхилення призводить активація послуг регулювання режиму ОЕС України в обсягах менших за попередньо зарезервовані для цих потреб. Все це обумовлює появу відхилень між плановими та фактичними обсягами витрат гідроресурсів та, відповідно, потребу у коригуванні добових обсягів витрат гідроресурсів задля приведення рівня заповнення водосховища до планових показників з урахуванням потреб щодо підтримки екологічних норм та безперебійності водозабезпечення населення. Задля підвищення ефектив-

© Парус Є.В., Блінов І.В., Мірошник В.О., Рибіна О.Б., Олефір Д.О., Сичова В.В., 2024
ORCID: * <https://orcid.org/0000-0001-9087-3902>; ** <https://orcid.org/0000-0001-8010-5301>;
*** <https://orcid.org/0000-0001-9036-7268>; **** <https://orcid.org/0000-0002-1154-6127>;
***** <https://orcid.org/0000-0001-7385-1680>

ності планування роботи ГЕС в сучасних умовах ринку електричної енергії України актуальною є задача розподілу наявних гідроресурсів з врахуванням резервування виробничих потужностей ГЕС для надання ними допоміжних послуг ОСП, зокрема послуги автоматичного відновлення частоти (аРВЧ) на завантаження (аРВЧз) і розвантаження (аРВЧр) генераторів ГЕС.

Метою статті є опис розробленої математичної моделі розв'язання задачі оптимального розподілу наявних гідроресурсів ГЕС з врахуванням резервування виробничих потужностей на потреби регулювання режимів ОЕС України як послуги автоматичного відновлення частоти на завантаження і на розвантаження генераторів ГЕС.

Складові математичної моделі. Основна мета реалізації виробничих процесів для енергетичної компанії – отримання прибутку від продажу електричної енергії та послуг аРВЧз і аРВЧр. Відповідно основна ціль математичної моделі (рис. 1) для оптимізації використання наявних гідроресурсів – максимізація вигоди (тобто отримання доходу чи зменшення збитків) від продажу електричної енергії та послуг регулювання режимів у сегментах ринку електричної енергії України.



Рис. 1

марний за добу обсяг спуску води через ГЕС. Для означення коефіцієнтів цільової функції використовуються прогнольні значення цін в ринкових сегментах.

Математична модель загалом відповідає визначенням в [5] підходам до розв'язання задач оптимізації режимів роботи ГЕС, але при цьому враховуються особливості ролі каскадів ГЕС у структурі виробничих потужностей ОЕС України, а також особливості участі «Укргідроенерго» в сегментах ринку електричної енергії України. Математична модель задачі оптимізації складається з трьох рівнів: рівень гідроагрегату (ГА), рівень гідротехнічного вузла та корпоративний рівень. На рівні ГА реалізовано формальний опис різних режимів функціонування ГА, визначені обмеження рівнів завантаження ГА та формалізовано критерії оптимізації для цільової функції. На рівні гідротехнічного вузла реалізовані рівняння балансів та обмеження на обсяги гідроресурсів у водосховищі, а також рівняння балансів та обмеження обсягів потоку води від ГЕС. На корпоративному рівні визначено систему обмежень мінімальних (на забезпечення вже укладених угод) обсягів виробництва електричної енергії та резервів допоміжних послуг. Крім того, на основі прогнозу попиту на електричну енергію і допоміжні послуги визначені обмеження максимальних обсягів пропозиції електричної енергії та допоміжних послуг.

Математична модель для задачі оптимізації витрат гідроресурсів у каскаді ГЕС сформована з використанням лінійних рівнянь із обчисленнями бінарних, цілих та дійсних змінних. Тому розглянута у публікації задача оптимізації належить до класу задач змішаного цілочисельного лінійного програмування (MILP) [6]. Для виконання розрахунків передбачається використовувати існуючі методи та засоби оптимізації, які застосовуються для розв'язання задач розподілу обмежених [7] чи розподілених [8] енергоресурсів. Тому опис цільової функції та системи обмежень приведено до нормалізо-

ва цільової функції передбачає визначення та узгодження технічних характеристик об'єкту оптимізації, формування системи обмежень, визначення даних щодо кон'юнктури ринку і умов надходження гідроресурсів, а також формалізації критеріїв пошуку оптимального рішення.

До вхідних даних задачі оптимізації (окрім техніко-економічних характеристик устаткування гідротехнічних вузлів каскаду ГЕС) відносяться плани добового регулювання рівнів заповнення водосховищ у каскаді ГЕС [4], якими визначається су-

ваної форми як універсального подання математичної моделі для використання у більшості сучасних засобів оптимізації [9].

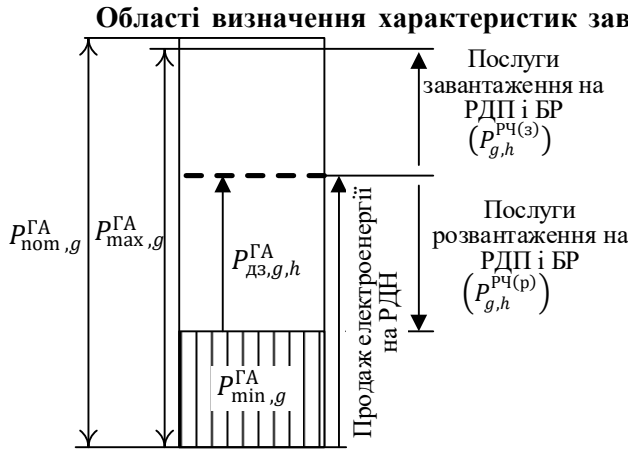


Рис. 2

Для кожного g -го ГА на кожну годину h передбачені бінарна змінна $IsOn_{g,h}$, якою за результатами оптимізації визначається стан ГА «в роботі», та бінарна змінна $IsNR_{g,h}$, якою за результатами оптимізації визначається стан готовності до надання послуги аРВЧ.

Обмеження рівнів завантаження g -го ГА

на кожну розрахункову годину h

$$\begin{cases} P_{дз,g,h}^{\Gamma A} \geq 0 \\ IsOn_{g,h} \cdot (P_{nom,g}^{\Gamma A} - P_{min,g}^{\Gamma A}) + IsNR_{g,h} \cdot (P_{max,g}^{\Gamma A} - P_{nom,g}^{\Gamma A}) - P_{дз,g,h}^{\Gamma A} \geq 0 \end{cases} \forall g \in \text{ГЕС} \wedge h = [1..24],$$

де $P_{дз,g,h}^{\Gamma A}$ – потужність завантаження g -го ГА вище рівня мінімального завантаження на розрахункову годину h (змінна оптимізації), МВт.

Якщо за результатами оптимізації для g -го ГА на годину h отримано значення $IsOn_{g,h} = 1$, то ГА у цю годину знаходиться в роботі із завантаженням не менше, ніж значення мінімально стійкого $P_{min,g}^{\Gamma A}$. Потужність завантаження g -го ГА на годину h вище мінімального рівня визначається за результатами оптимізації змінною дійсного типу $P_{дз,g,h}^{\Gamma A}$. При цьому, якщо за результатами оптимізації g -й ГА на годину h не знаходиться у стані готовності до надання аРВЧ ($IsNR_{g,h} = 0$), то завантаження ГА обмежено значенням номінальної потужності $P_{nom,g}^{\Gamma A}$. Якщо за результатами оптимізації g -й ГА на годину h знаходиться у стані готовності до надання аРВЧ ($IsNR_{g,h} = 1$), то завантаження ГА обмежено значенням ліцензованого максимуму потужності у цьому режимі $P_{max,g}^{\Gamma A}$. Якщо за результатами оптимізації для g -го ГА на годину h отримано значення $IsOn_{g,h} = 0$, то ГА у цю годину знаходиться в резерві і система обмежень зводить значення $P_{дз,g,h}^{\Gamma A}$ до нуля.

Аналогічно встановлене за результатами оптимізації значення бінарної змінної $IsNR_{g,h}$ впливає на межі значень обсягів резервів на завантаження й розвантаження. Так резерви потужності для послуги аРВЧз для g -го ГА на кожну розрахункову годину h обмежені діапазоном

$$\begin{cases} P_{g,h}^{aPВЧ(з)} \geq 0 \\ IsNR_{g,h} \cdot P_{max,g}^{aPВЧз} - P_{g,h}^{aPВЧ(з)} \geq 0 \\ IsOn_{g,h} \cdot (P_{nom,g}^{\Gamma A} - P_{min,g}^{\Gamma A}) + IsNR_{g,h} \cdot (P_{max,g}^{\Gamma A} - P_{nom,g}^{\Gamma A}) - P_{дз,g,h}^{\Gamma A} - P_{g,h}^{aPВЧ(з)} \geq 0 \end{cases} \forall g \in \text{ГЕС} \wedge h = [1..24],$$

де $P_{max,g}^{aPВЧз}$ – ліцензований максимум резерву аРВЧз для g -го ГА, МВт; $P_{g,h}^{aPВЧ(з)}$ – погодинний обсяг резерву аРВЧз для g -го ГА на годину h (змінна оптимізації), МВт.

Діапазон допустимих значень потужності резерву послуги аРВЧр визначається обмеженнями

$$\begin{cases} P_{g,h}^{aPВЧр} \geq 0 \\ IsNR_{g,h} \cdot P_{max,g}^{aPВЧр} - P_{g,h}^{aPВЧр} \geq 0 \forall g \in \text{ГЕС} \wedge h = [1..24], \\ P_{дз,g,h}^{\Gamma A} - P_{g,h}^{aPВЧр} \geq 0 \end{cases}$$

де $P_{g,h}^{aPВЧр}$ – погодинний обсяг резерву аРВЧр для g -го ГА на годину h (змінна оптимізації), МВт; $P_{max,g}^{aPВЧр}$ – ліцензований максимум резерву аРВЧр для g -го ГА, МВт.

Складова витрат води на виробництво електричної енергії в розрахункову годину h для g -го ГА в нормалізованому вигляді

$$F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}} = Y_g^{\text{ГА}} \cdot 1 \cdot P_{\text{мін},g}^{\text{ГА}} \cdot \text{IsOn}_{g,h} + Y_g^{\text{ГА}} \cdot 1 \cdot P_{\text{лз},g,h}^{\text{ГА}} \quad \forall g \in \text{ГЕС} \wedge h = [1..24], \quad (1)$$

де $Y_g^{\text{ГА}}$ – питомі витрати води в ГА на виробництво електричної енергії, $\text{м}^3/\text{МВт} \cdot \text{год}$; 1 – множник для конвертації значень потужності у значення електричної енергії, год.

Результати оптимізації витрат гідроресурсів використовуються для подання цінових заявок на продаж електричної енергії та допоміжних послуг в різних сегментах ринку електричної енергії. Тому типи змінних оптимізації в частині потужностей ГА повинні узгоджуватися із вимогами до цінових заявок у відповідних ринкових сегментах. Так, згідно із [10], на ринку «на добу наперед» (РДН) подаються цінові заявки на продаж електричної енергії на період реалізації 1 годину. Хоча розрахунки на РДН здійснюються для обсягів електричної енергії з розмірністю $\text{МВт} \cdot \text{год}$, в [1] визначаються умови оформлення цінових заявок з мінімальним обсягом та кроком прирощення обсягу 0,1 МВт . На ринку допоміжних послуг (РДП), згідно із [11], подаються пропозиції щодо допоміжних послуг на період в 1 годину. Оплата прийнятої пропозиції на торгах РДП фактично є платежем за стан готовності ГА до надання послуг за запитом диспетчерської служби чи системної автоматики. При цьому [11] визначає вимоги до оформлення цінових пропозицій з мінімальним обсягом та кроком прирощення в 1 МВт . На балансуєчому ринку (БР) БР ОСП купує електричну енергію для балансування режимів ОЕС України на завантаження і розвантаження для періодів реалізації 15 хвилин (одиниця реального часу – ОРЧ) [11], причому мінімальний обсяг та крок прирощення обсягу також становлять 1 МВт . Платежі за послуги балансування режимів ОЕС України розраховуються, виходячи із сформованих на торгах БР граничних цін та фактично наданого обсягу балансування з розмірністю електричної енергії $\text{МВт} \cdot \text{год}$.

Задля узгодження вимог щодо участі у торгах в різних сегментах ринку електричної енергії, прийнято додаткові умови щодо розмірностей та типів окремих змінних. Для потужностей ГА використано розмірність МВт . При цьому потужності резервів завантаження і розвантаження є цілочисельними змінними. Потужність завантаження ГА на розрахункову годину доби є змінною дійсного типу. В межах математичної моделі задачі оптимізації припускається, що дискретизація обсягів пропозиції електричної енергії до кроку 0,1 МВт відбувається вже на рівні оформлення єдиної від енергогенеруючої компанії (ГК) цінової заявки на торги РДН. Особливості участі ГК на торгах БР враховуються коефіцієнтами фактичної активації послуг окремо завантаження і окремо розвантаження, чисельні значення яких визначаються за результатами аналізу ретроспективної інформації про надання послуг балансування режимів ОЕС України.

Система обмежень для гідротехнічного вузла «Водосховище-ГЕС». На рівні гідротехнічного вузла «Водосховище – ГЕС» застосовується система обмежень на обсяги відпуску електричної енергії в ОЕС України, а також система обмежень для контролю балансів гідроресурсів у водосховищі та для контролю водостоків за греблею ГЕС.

Система встановлених Оператором системи передачі обмежень на погодинні обсяги відпуску електричної енергії в ОЕС України для ГЕС із g генераторами в нормалізованій формі

$$\begin{cases} \sum_g (P_{\text{мін},g}^{\text{ГА}} \cdot \text{IsOn}_{g,h} + P_{\text{лз},g,h}^{\text{ГА}}) \geq P_{\text{мін},h}^{\text{ГЕС}} \\ -\sum_g (P_{\text{мін},g}^{\text{ГА}} \cdot \text{IsOn}_{g,h} + P_{\text{лз},g,h}^{\text{ГА}}) \geq -P_{\text{макс},h}^{\text{ГЕС}} \end{cases} \quad \forall h = [1..24], \quad (2)$$

де $P_{\text{мін},h}^{\text{ГЕС}}$, $P_{\text{макс},h}^{\text{ГЕС}}$ – відповідно мінімальне та максимальне значення сумарної потужності ГЕС для розрахункової години h .

Баланс добового обсягу витрат гідроресурсів на реалізацію плану добового коригування рівня заповнення водосховища для g генераторів на ГЕС має вигляд

$$W_{\text{поч}}^{\text{BCX}} + \sum_{h=1}^{24} (F_{\text{надх},h}^{\text{BCX}} - F_{\text{витр},h}^{\text{ГЕС}} - F_{\text{х.ск.},h}^{\text{ГЕС}}) = W_{\text{кін}}^{\text{BCX}},$$

де $F_{\text{надх},h}^{\text{BCX}}$ – прогнозований обсяг надходження води до водосховища у годину h , м^3 ; $F_{\text{х.ск.},h}^{\text{ГЕС}}$ – потік холостого скиду води у годину h (змінна оптимізації), м^3 ; $W_{\text{поч}}^{\text{BCX}}$, $W_{\text{кін}}^{\text{BCX}}$ – плановий обсяг заповнення робочого об'єму водосховища відповідно на початку та у кінці розрахункової доби, м^3 .

Деталізуємо складову погодинних витрат води на ГЕС із (1) для отримання рівняння добового балансу гідроресурсів у нормалізованій формі

$$\sum_{h=1}^{24} \left(\sum_{g \in \Gamma_{\text{ГЕС}}} (Y_g^{\Gamma A} \cdot 1 \cdot P_{\text{min},g}^{\Gamma A} \cdot \text{IsOn}_{g,h} + Y_g^{\Gamma A} \cdot 1 \cdot P_{\text{дз},g,h}^{\Gamma A}) + F_{\text{х.ск.},h}^{\Gamma \text{ГЕС}} \right) = W_{\text{поч}}^{\text{BCX}} - W_{\text{кін}}^{\text{BCX}} + \sum_{h=1}^{24} F_{\text{надх},h}^{\text{BCX}}. \quad (3)$$

Система обмежень для погодинного контролю рівнів заповнення водосховища в нормалізованій формі визначається як

$$\begin{cases} -\sum_{h=1}^k \left(\sum_{g \in \Gamma_{\text{ГЕС}}} (Y_g^{\Gamma A} \cdot 1 \cdot P_{\text{min},g}^{\Gamma A} \cdot \text{IsOn}_{g,h} + Y_g^{\Gamma A} \cdot 1 \cdot P_{\text{дз},g,h}^{\Gamma A} F_{\text{витр},h}^{\Gamma \text{ГЕС}}) + F_{\text{х.ск.},h}^{\Gamma \text{ГЕС}} \right) \geq -W_{\text{поч}}^{\text{BCX}} - \sum_{h=1}^k F_{\text{надх},h}^{\text{BCX}} \\ \sum_{h=1}^k \left(\sum_{g \in \Gamma_{\text{ГЕС}}} (Y_g^{\Gamma A} \cdot 1 \cdot P_{\text{min},g}^{\Gamma A} \cdot \text{IsOn}_{g,h} + Y_g^{\Gamma A} \cdot 1 \cdot P_{\text{дз},g,h}^{\Gamma A} F_{\text{витр},h}^{\Gamma \text{ГЕС}}) + F_{\text{х.ск.},h}^{\Gamma \text{ГЕС}} \right) \geq W_{\text{поч}}^{\text{BCX}} - W_{\text{роб}}^{\text{BCX}} + \sum_{h=1}^k F_{\text{надх},h}^{\text{BCX}} \end{cases} \quad \forall k=[1..24], \quad (4)$$

де $W_{\text{роб}}^{\text{BCX}}$ – робочий (корисний) об'єм наповнення водосховища.

Система обмежень для погодинного контролю обсягів водостоку за греблю ГЕС в нормалізованій формі визначається як

$$\begin{cases} \sum_{g \in \Gamma_{\text{ГЕС}}} (Y_g^{\Gamma A} \cdot 1 \cdot P_{\text{min},g}^{\Gamma A} \cdot \text{IsOn}_{g,h} + Y_g^{\Gamma A} \cdot 1 \cdot P_{\text{дз},g,h}^{\Gamma A}) + F_{\text{х.ск.},h}^{\Gamma \text{ГЕС}} \geq F_{\text{ек, min}}^{\Gamma \text{ГЕС}} \\ -\sum_{g \in \Gamma_{\text{ГЕС}}} (Y_g^{\Gamma A} \cdot 1 \cdot P_{\text{min},g}^{\Gamma A} \cdot \text{IsOn}_{g,h} + Y_g^{\Gamma A} \cdot 1 \cdot P_{\text{дз},g,h}^{\Gamma A}) + F_{\text{х.ск.},h}^{\Gamma \text{ГЕС}} \geq -F_{\text{ек, max}}^{\Gamma \text{ГЕС}} \end{cases} \quad \forall h=[1..24], \quad (5)$$

де $F_{\text{ек, min}}^{\Gamma \text{ГЕС}}$, $F_{\text{ек, max}}^{\Gamma \text{ГЕС}}$ – екологічні норми відповідно мінімального та максимального водостоку за греблю ГЕС.

Системи обмежень для балансів гідроресурсів у гідротехнічному вузлі «Водосховище – ГЕС» (3) – (5) використовують додаткові змінні, якими визначаються погодинні обсяги холостого скиду води. Ці змінні призначені передусім для імітації процедури холостого скиду води з греблі ГЕС за неможливості дотримання іншими способами всіх режимних (2), гідротехнічних (4) та екологічних (5) обмежень. Крім того, імітація процедури холостого скиду води дає змогу дотримуватися точної рівності (2) за цілочисельних значень рівнів завантаження ГА на ГЕС. Тоді сумарне за добу значення потоків холостого скиду води визначатиме добовий дисбаланс витрат гідроресурсів за результатами планування добових графіків завантаження ГА на ГЕС, який можливо перенести як додатковий ресурс на наступну розрахункову добу або компенсувати фактичним холостим скидом води.

Система обмежень на рівні ГК. Системи обмежень на рівні ГК визначають загальні для Дніпровського та Дністровського каскадів ГЕС характеристики, пов'язані із участю ГК у торгових сесіях різних сегментів ринку електричної енергії України. Система обмежень, якою враховуються вже укладені угоди щодо продажу електричної енергії та допоміжних послуг, визначається як

$$\begin{cases} \sum_{\Gamma_{\text{ГЕС}}} \sum_{g \in \Gamma_{\text{ГЕС}}} (1 \cdot P_{\text{min},g}^{\Gamma A} \cdot \text{IsOn}_{g,h} + 1 \cdot P_{\text{дз},g,h}^{\Gamma A}) \geq V_{\text{уд},h}^{\text{EE}} \\ \sum_{\Gamma_{\text{ГЕС}}} \sum_{g \in \Gamma_{\text{ГЕС}}} P_{g,h}^{\text{aPBЧз}} \geq P_{\text{уд},h}^{\text{aPBЧз}} \\ \sum_{\Gamma_{\text{ГЕС}}} \sum_{g \in \Gamma_{\text{ГЕС}}} P_{g,h}^{\text{aPBЧр}} \geq P_{\text{уд},h}^{\text{aPBЧр}} \end{cases} \quad \forall h=[1..24], \quad (6)$$

де $V_{\text{уд},h}^{\text{EE}}$, $P_{\text{уд},h}^{\text{aPBЧз}}$, $P_{\text{уд},h}^{\text{aPBЧр}}$ – значення за вже укладеними договорами відповідно обсягів проданої електричної енергії, а також сумарних потужностей aPBЧз і aPBЧр.

За результатами оптимізації формуються оптимальні графіки завантаження всіх ГА на ГЕС Дніпровського і Дністровського каскадів, а обмеження (6) визначають мінімальний рівень сумарного завантаження всіх генераторів ГЕС для реалізації вже укладених договорів. Тоді значення сумарного завантаження ГА вище мінімального рівня по (6) визначатиме обсяг пропозиції електричної енергії на торгах РДН на розрахункову годину h . Аналогічно сумарні значення aPBЧ визначатимуть обсяги пропозиції відповідних допоміжних послуг по відповідним годинам h на добових аукціонах РДП.

Система обмежень, якою враховується прогнозований попит на електричну енергію та допоміжні послуги, визначається як

$$\left\{ \begin{array}{l} -\sum_{\Gamma \in \Gamma \text{ЕС}} \sum_{g \in \Gamma \text{ЕС}} (1 \cdot P_{\min, g}^{\Gamma A} \cdot IsOn_{g, h} + 1 \cdot P_{\Delta 3, g, h}^{\Gamma A}) \geq -V_{\min, h}^{EE} \\ -\sum_{\Gamma \in \Gamma \text{ЕС}} \sum_{g \in \Gamma \text{ЕС}} P_{g, h}^{aPBЧ3} \geq -P_{\min, h}^{aPBЧ3} \\ -\sum_{\Gamma \in \Gamma \text{ЕС}} \sum_{g \in \Gamma \text{ЕС}} P_{g, h}^{aPBЧр} \geq -P_{\min, h}^{aPBЧр} \end{array} \right. \quad \forall h = [1..24], \quad (7)$$

де $V_{\min, h}^{EE}$ – прогнозований сумарний попит на електричну енергію; $P_{\min, h}^{aPBЧ3}$, $P_{\min, h}^{aPBЧр}$ – прогнозований сумарний попит на резерви відповідно aPBЧ3 і aPBЧр.

Використання (7) в задачі оптимізації витрат наявних гідроресурсів суттєво зменшують ризики неповної реалізації пропозицій з продажу електричної енергії та допоміжних послуг, наслідком яких є потреба у повторному виконанні оптимізації графіків завантаження ГЕС із врахуванням фактично укладених договорів та формуванні додаткових пропозицій з продажу електричної енергії на внутрішньодобовому ринку та послуг балансування на БР. Це, у свою чергу, зменшить вигоду від функціонування каскадів ГЕС та підвищить ризики невиконання добових планів коригування рівнів заповнення водосховищ.

Особливості прогнозування обсягів та цін у сегменті БР. В рамках розв’язання задачі оптимізації витрат наявних гідроресурсів проведено попередні дослідження по прогнозуванню ціни на активовану балансуєчу енергію з горизонтом упередження 24 год. Було розроблено шість моделей на ARIMA та VARIMA для різної довжини передісторії (30, 90, 180) [12]. Гіперпараметри моделей ARIMA(1,1,1), VARMA(0,1).

Для оцінки похибки використовувалися наступні метрики:

$$RMSE = \sqrt{E\left(\left(y_i^{\text{факт}} - y_i^{\text{прогноз}}\right)^2\right)}; RMSEp = \frac{RMSE}{\max(y^{\text{факт}}) - \min(y^{\text{факт}})}; RMSEp2 = \frac{RMSE}{E(y^{\text{факт}})},$$

де $E(\cdot)$ – середньоарифметичне значення.

В табл. 1 наведено значення показників похибки прогнозу для обох моделей, для варіанту з

Таблиця 1

Тип активованої балансуєчої енергії	Модель	RMSE, грн/МВт·год	RMSEp, %	RMSEp2, %
Завантаження	ARIMA	1025,47	11,1	22,9
	VARMA	1418,20	15,3	31,7
Розвантаження	ARIMA	1655,99	22,1	68,9
	VARMA	1969,64	26,3	82,0

глибиною передісторії в 180 годин. Обидві моделі з глибиною передісторії 180 годин показали менші значення показників похибки, ніж з іншими варіантами (30, 90).

Наведені результати попереднього дослідження

з короткострокового прогнозування цін на балансуєчу послугу дають можливість стверджувати, що використання базових авторегресійних моделей може виявитися недостатнім для ефективного вирішення задачі оптимізації витрат наявних гідроресурсів. Прогнозування ціни є само по собі нетривіальною задачею, особливо в умовах високої волатильності, а тому потребує використання більш складних моделей для ефективного вирішення.

Цільова функція задачі оптимального розподілу витрат гідроресурсів. На рівні окремого ГА складові цільової функції сформовано за наступними принципами. Завантаження ГА в окрему годину доби h визначає обсяг електричної енергії, який може бути проданий у сегменті РДН. Значення резервів потужностей на потреби aPBЧ в окрему годину доби h визначають обсяги відповідних допоміжних послуг, які можуть бути продані на добових аукціонах РДП. Продані у сегменті РДП допоміжні послуги визначають вигоду від підтримки станів готовності ГА до регулювання режимів ОЕС України. Платежі за обсяги фактично активованої енергії балансування нараховуються за граничними цінами, сформованими на відповідних аукціонах БР. Складові вигоди від функціонування g -го ГА в розрахункову годину h , сформовані за наведеними принципами, зведені у табл. 2.

У наведених в табл. 2 складових вигоди використовуються значення прогнозованих цін у відповідних ринкових сегментах: $C_h^{pDН}$ (сегмент РДН), $C_{aPBЧ3, h}^{pDП}$ і $C_{aPBЧр, h}^{pDП}$ (сегмент РДП), $C_{зав, h}^{БР}$ і $C_{розв, h}^{БР}$ (сегмент БР). Крім того, у складових вигоди враховуються коефіцієнти фактичної активації послуг завантаження $K_{зав}^{БР(ф)}$ та розвантаження $K_{розв}^{БР(ф)}$, значення яких розраховуються за результатами аналізу ретроспективної інформації про активацію послуг балансування ОЕС України. У публікації для спро-

щення використано єдині значення коефіцієнтів активації послуг балансування. В практичних розрахунках доцільно визначати коефіцієнти активації по окремих видах допоміжних послуг.

Таблиця 2

Сегмент	Вид вигоди	Формула
РДН	Вигода від продажу електричної енергії	$P_{g,h}^{РДН} = C_h^{РДН} \cdot (P_{\min,g}^{\Gamma A} \cdot IsOn_{g,h} + P_{\text{дз},g,h}^{\Gamma A})$
РДП	Вигода від продажу стану готовності до аРВЧз	$P_{g,h}^{aРВЧз} = C_{aРВЧз,h}^{РДП} \cdot P_{g,h}^{aРВЧз}$
	Вигода від продажу стану готовності до аРВЧр	$P_{g,h}^{aРВЧр} = C_{aРВЧр,h}^{РДП} \cdot P_{g,h}^{aРВЧр}$
БР	Вигода від фактичної активації послуг завантаження ГА	$P_{g,h}^{БР+} = K_{\text{зав}}^{БР(\phi)} \cdot C_{\text{зав},h}^{БР} \cdot P_{g,h}^{aРВЧз}$
	Вигода від фактичної активації послуг розвантаження ГА	$P_{g,h}^{БР-} = K_{\text{розв}}^{БР(\phi)} \cdot C_{\text{розв},h}^{БР} \cdot P_{g,h}^{aРВЧр}$

Під час формування цільової функції для розв'язання задачі оптимального розподілу наявних гідроресурсів слід зважати, що за обсяги електричної енергії та допоміжні послуги по укладеним раніше договорам ГК вже отримала фінансові нарахування за чинними у момент укладання договорів цінами. Тому у цільовій функції слід враховувати потенційну вигоду лише за додатковими обсягами електричної енергії та допоміжних послуг, які будуть виставлені на торги у відповідних ринкових сегментах.

Цільова функція для розв'язання задачі оптимального розподілу наявних гідроресурсів на виробництво електричної енергії та резервування допоміжних послуг на ГА ГЕС у нормалізованій формі має наступний вигляд:

$$\begin{aligned} \text{Max}(Pr_{\Sigma}) = & C_h^{РДН} \cdot \sum_{ГЕС} \sum_{g \in ГЕС} \left(P_{\min,g}^{\Gamma A} \cdot \sum_{h=1}^{24} IsOn_{g,h} \right) + C_h^{РДН} \cdot P_{\text{дз},g,h}^{\Gamma A} + \\ & + \sum_{h=1}^{24} \left((C_{aРВЧз,h}^{РДП} + K_{\text{зав}}^{БР(\phi)} \cdot C_{\text{зав},h}^{БР}) \cdot \sum_{ГЕС} \sum_{g \in ГЕС} P_{g,h}^{aРВЧз} \right) + \sum_{h=1}^{24} \left((C_{aРВЧр,h}^{РДП} + K_{\text{розв}}^{БР(\phi)} \cdot C_{\text{розв},h}^{БР}) \cdot \sum_{ГЕС} \sum_{g \in ГЕС} P_{g,h}^{aРВЧр} \right). \end{aligned}$$

Дослідження основних результатів оптимізації виконано для фрагменту оптимізації рівнів завантаження ГА №1 та №5 Київської ГЕС в окрему годину доби h . Для тестування обрано статистичні

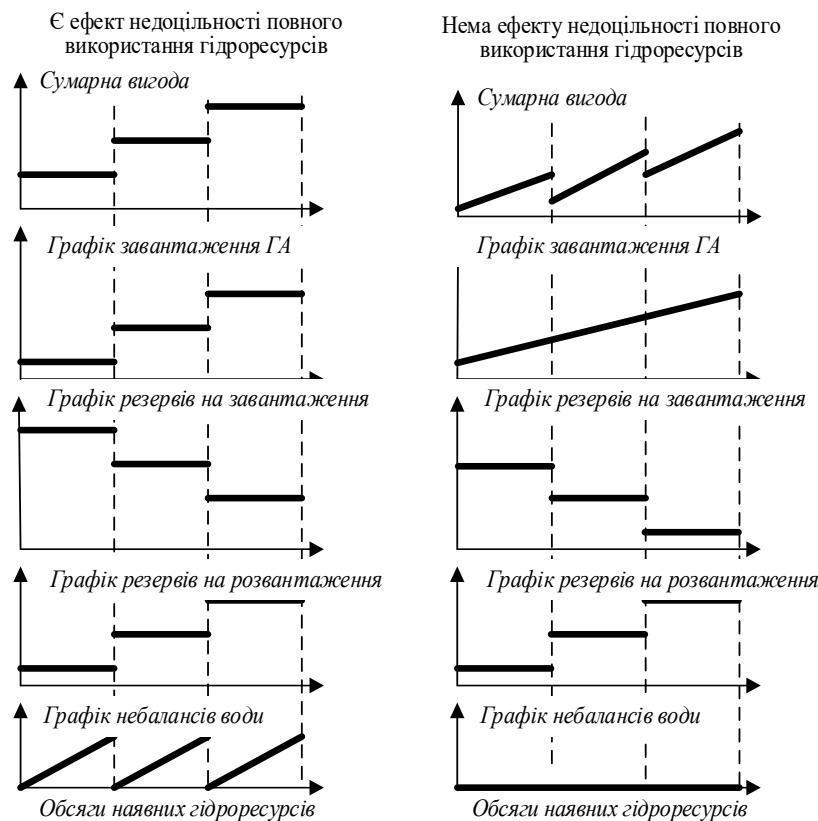


Рис. 3

дані щодо цін в ринкових сегментах на 7-у годину 11 січня 2024 року. Ця година доби характерна такими відношеннями цін в ринкових сегментах, за яких виникає ефект недоцільності повного використання наявних гідроресурсів. Розглянемо сутність цього ефекту на прикладі залежностей основних характеристик завантаження ГА від наявного обсягу гідроресурсів (рис. 3). За наявності ефекту недоцільності повного використання наявних гідроресурсів у разі збільшення доступного обсягу води рівень завантаження ГА не змінюється, при цьому збільшується об'єм невикористаних гідроресурсів.

Процес збільшення об'єму не використаних гідроресурсів припиняється за досягнення значення, достатнього для збільшення рівня завантаження ГА на 1 МВт. У цій точці завантаження ГА збільшується на 1

МВт, обсяг резерву завантаження зменшується на 1МВт і обсяг резерву на розвантаження збільшується на 1 МВт. Зміни у математичній моделі, спрямовані на реалізацію примусового завантаження ГА наявними гідроресурсами, призвели до формування монотонного та безперервного графіка завантаження ГА. При цьому за об'ємів води, достатніх для завантаження ГА потужністю, кратною 1 МВт, збільшуються на 1 МВт обсяги резервів на розвантаження. Обсяги резервів на завантаження при цьому зменшуються на щабель в 1 МВт нижче у порівнянні із моделлю, в якій існує ефект неповного використання гідроресурсів. Зменшення діапазону регулювання частоти зумовлюється потребою забезпечити збільшення потужності ГА в межах 1 МВт для повного використання наявних гідроресурсів. Тому модель з примусовим використанням наявних гідроресурсів забезпечує в цілому нижче значення економічного ефекту за однакових обсягів гідроресурсів. Крім того, для такої моделі з'являються кілька розв'язків з однаковим значенням економічної вигоди, що може призводити до неінтуїтивних результатів добової оптимізації. Таким чином, модель з ефектами неповного використання наявних гідроресурсів забезпечує більш оптимальний та більш прогнозований результат оптимізації.

Наявність чи відсутність ефекту «недоцільності повного використання наявних гідроресурсів» залежить від відношень цін в різних ринкових сегментах. Проте основна причина можливості появи такого ефекту полягає у різниці кроків прирощення обсягів електроенергії на РДН та обсягів допоміжних послуг на РДП і на БР. Внаслідок такої різниці в області допустимих рішень з'являються інтервали, на яких економічно доцільніше не використовувати повністю наявні гідроресурси на противагу дискретному зменшенню області резервів аРВЧз заради примусового завантаження ГА.

Таким чином, наявність змінної оптимізації для імітації холостого скиду води на ГЕС, додатково до її первинного призначення, дала змогу отримати оптимальне рішення, яке було недоступним за відсутності цієї змінної. У процесі добової оптимізації не використані в окрему годину доби гідроресурси можуть бути залучені в інші години доби для отримання оптимальних результатів.

Перспективи подальшого розвитку моделей оптимізації. В роботі зосереджено увагу виключно на складовій моделі в частині визначення оптимальних обсягів резервів виробничих потужностей для аРВЧ. Тому опис цільової функції та системи обмежень здійснено передусім з огляду на особливості резервування потужностей ГА для надання цих видів допоміжних послуг. Як показали попередні дослідження, аналогічні наведеним у публікації підходи можуть бути застосовані для побудови моделей розподілу наявних гідроресурсів з урахуванням резервів потужностей на потреби автоматичного відновлення частоти із симетричним діапазоном регулювання, а також на потреби ручних резервів. Розробка моделей планування графіків завантаження ГА на ГЕС з резервуванням потужностей на допоміжні послуги різних видів надасть можливість створити математичні моделі комплексної оптимізації потужностей ГК, використання якої дасть змогу максимально ефективно використовувати наявні гідроресурси на українських ГЕС.

Крім того, принципово можливо доповнити запропоновану математичну модель додатковими функціями, які деталізують вплив окремих технічних чи економічних чинників (наприклад, врахування залежностей витрат води чи витрат електроенергії на власні потреби в різних режимах роботи ГА), що підвищуватиме адекватність розроблених моделей.

Висновки. Запропонована математична модель поєднує задачі оптимального вибору складу обладнання та оптимального розподілу гідроресурсів за економічними критеріями. При цьому аналогічна наведеній у публікації концепція може бути застосована для побудови моделей розподілу наявних гідроресурсів з урахуванням резервів потужностей на потреби інших видів допоміжних послуг. Розробка моделей планування графіків завантаження ГА на ГЕС з резервуванням потужностей на допоміжні послуги різних видів дасть змогу створити математичні моделі комплексної оптимізації потужностей ГК, застосування якої під час планування діяльності ГК надасть можливість максимально ефективно використовувати наявні гідроресурси на українських ГЕС.

Роботу виконано в межах реалізації проекту з виконання наукового дослідження і розробки «Моделі і засоби підвищення ефективності роботи гідро- та гідроакумулюючих електростанцій для балансування ОЕС України в умовах ринку електричної енергії та особливих технологічних обмежень» (реєстраційний номер 2022.01/0069), що фінансується Національним фондом досліджень України в межах конкурсу проектів з виконання наукових досліджень і розробок «Наука для відбудови України у воєнний та повоєнний періоди», КПКВК 2201300.

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Блінов І.В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 5. С. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>.
2. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 №2019-VIII.
3. Блінов І.В., Олефір Д.О., Парус Є.В. Модель оптимального використання ресурсів гідроелектростанцій на ринку електричної енергії. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 42–47. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.042>.
4. Правила експлуатації водосховищ Дніпровського каскаду. Наказ Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України 27 травня 2022 року № 210. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0704-22#Text> (дата звернення 23.03.2024).
5. Kong J., Skjelbred H.I., Fosso O.B. An overview of formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem. *Electric Power Systems Research*. 2020. Vol. 178. Pp. 2–14. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106027>.
6. Williams H.P. Logic and integer programming. *International Series in Operations Research & Management Science*. 2009. Vol. 130. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-0-387-92280-5>.
7. Morais H., Kádár P., Faria P., Vale Z.A., Khodr H.M. Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming. *Renewable Energy*. 2010. Vol. 35. Issue 1. Pp. 151–156. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.02.031>.
8. Akomeno Omu, Ruchi Choudhary, Adam Boies. Distributed energy resource system optimisation using mixed integer linear programming. *Energy Policy*. 2013. Vol. 61. Pp. 249–266. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.009>.
9. Sierksma G., Yori Zwols. Linear and integer optimization: theory and practice. CRC Press, 2015. 686 p. DOI: <https://doi.org/10.1201/b18378>.
10. Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг 14.03.2018 № 308 (у редакції постанови НКРЕКП 29.11.2022 № 1592). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text> (дата звернення 23.03.2024).
11. Про затвердження Правил ринку: постанова Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14 березня 2018 р. № 307. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text> (дата звернення 14.03.2024).
12. Blinov I., Miroshnyk V., Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. IEEE 8th International Conference on *Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 12–14 October 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>.

MODEL OF OPTIMAL ALLOCATION OF HYDRO-RESOURCES OF HPP WITH CAPACITY RESERVATION FOR AUTOMATIC ASYMMETRICAL FREQUENCY RESTORATION

Ye.V. Parus, I.V. Blinov, V.O. Miroshnyk, O.B. Rybyna, D.O. Olefir, V.V. Sychova
Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskyi Ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine.
E-mail: paruseugene@gmail.com; blinovihor@gmail.com

The publication is devoted to the development of a mathematical model for the optimal allocation of hydro resources among hydroelectric units of HPPs for the production of electric energy and the provision of automatic frequency restoration reserves with an asymmetric adjustment range. The concept of building a mathematical model for the optimization problem is presented. The main goal of the optimization is to maximize the benefit of the power generation company from the use of available hydro resources for the production of electricity and the provision of services for the regulation of IPS of Ukraine modes. Areas of determining the main characteristics of the operation mode of hydro-power units of HPPs were studied and a system of restrictions on the load capacity of hydrounits was formed. A system of restrictions to control the balance of water resources in the reservoir and a system of restrictions to control the values of water runoff for hydroelectric power stations have been defined. For the level of the power generating company, a system of restrictions on the control of the minimum values of the volumes of electricity and ancillary services for the fulfillment of already concluded agreements, as well as a system of restrictions on the control of the volumes of electricity and ancillary services within the predicted volumes of market demand, has been formed. The structure is substantiated and the components of the target function are described. Approaches to solving the problem of forecasting the amount of electrical energy imbalances on the balancing market of Ukraine are defined. Peculiarities of the process of finding optimal solutions regarding the loading levels of hydropower units with available hydro resources have been

studied. The presence of the effects of "economic impracticality of the full use of available water resources" was noted, and the main consequences of the manifestations of this effect were investigated. References 12, figures 3, tables 2.

Keywords: hydroelectric power plant, electricity market, optimal use of hydro resources, automatic frequency restoration reserve.

1. Kyrylenko O.V., Pavlovsky V.V., Blinov I.V. Scientific and technical support for organizing the work of the IPS of Ukraine in synchronous mode with the Continental European power system ENTSO-E. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 5. Pp. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>. (Ukr)
2. On Electricity Market: The Law of Ukraine 13.04.2017 No 2019-VIII. (Ukr)
3. Blinov I.V., Olefir D.O., Parus Ye.V. Model of optimal use of hydro power plants in the electricity market. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 4. Pp. 42–47. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.042>. (Ukr)
4. Rules of operation of reservoirs of the Dnieper Cascade. Approved by order of the Ministry of Environmental Protection and Natural Resources of Ukraine May 27, 2022 No 210. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0704-22#Text> (accessed at 23.03.2024). (Ukr)
5. Kong J., Skjelbred H.I., Fosso O.B. An overview of formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem. *Electric Power Systems Research*. 2020. Vol. 178. Pp. 2–14. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106027>.
6. Williams H.P. Logic and integer programming. *International Series in Operations Research & Management Science*. 2009. Vol. 130. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-0-387-92280-5>.
7. Morais H., Kádár P., Faria P., Vale Z.A., Khodr H.M. Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming. *Renewable Energy*. 2010. Vol. 35. Issue 1. Pp. 151–156. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.02.031>.
8. Akomeno Omu, Ruchi Choudhary, Adam Boies. Distributed energy resource system optimisation using mixed integer linear programming. *Energy Policy*. 2013. Vol. 61. Pp. 249–266. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.009>.
9. Sierksma G., Yori Zwols. Linear and integer optimization: theory and practice. CRC Press, 2015. 686 p. DOI: <https://doi.org/10.1201/b18378>.
10. Rules day-ahead market and intraday market: Decree NKREKP 14.03.2018 № 308 (revision on 24.06.2019 № 1169). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text> (accessed at 23.03.2024). (Ukr)
11. About the statement of Rules of the market. Resolution of National energy and regulatory commission, Ukraine, of March 14, 2018. No 307. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text> (accessed at 14.03.2024). (Ukr)
12. Blinov I., Miroshnyk V., Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. IEEE 8th International Conference on *Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 12–14 October 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>.

Надійшла 25.03.2024
Остаточний варіант 07.05.2024