

УДК 621.3:519.8

С.В. ШУЛЬЖЕНКО, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID: 0000-0002-7720-0110

О.І. ТЮРЮТІКОВ, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0001-6780-751X

П.В. ТАРАСЕНКО, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0001-9281-2388

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

МОДЕЛЬ МАТЕМАТИЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ З ЦІЛОЧИСЕЛЬНИМИ ЗМІННИМИ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ЗАВАНТАЖЕННЯ ГІДРОАГРЕГАТІВ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ПРИ ПОКРИТТІ ДОБОВОГО ГРАФІКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ

Наведено модель математичного програмування з цілочисельними змінними, застосування якої забезпечує пошук оптимального режиму завантаження гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС) України при покритті добового графіку електричних навантажень. У математичній моделі враховано специфічну особливість роботи гідроагрегатів ГАЕС України – практичну неможливість зміни потужності споживання та генерації електроенергії при роботі гідроагрегату в насосному та генераторному режимах. Математична модель може бути застосована в задачах як короткострокового формування прогнозних балансів покриття добових графіків електричних навантажень, так і в дослідженнях довгострокового розвитку генеруючих потужностей національної енергосистеми, що є актуальним в умовах стрімкого зростання потужностей вітрових та сонячних електростанцій.

К л ю ч о в і с л о в а: енергетична система, добовий графік навантаження енергосистеми, гідроакumuлююча електростанція, модель лінійного програмування, режим навантаження електростанції, оптимальне рішення.

Масштабне реформування відносин у секторі електроенергетики України, що відбувається останніми роками, зумовлене прагненням інтеграції держави до Європейського Союзу, що закріплено на законодавчому рівні, зокрема, Законом України «Про ратифікацію Угоди між Україною та Європейським Союзом» [1, 2]. У липні 2019 р. в Україні формально впроваджено нову модель ринку електроенергії, який має працювати відповідно до положень Закону України «Про ринок електричної енергії України» [3] та низкою підзаконних нормативних актів, зокрема, «Правил ринку» [4], «Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку» [5]. В умовах запровадженого ринку, власники електрогенеруючих потужностей мають можливість формувати та реалізовувати власну стратегію та тактику участі на декількох пов'язаних між собою ринках: за прямими договорами із споживачем, на ринку «на добу наперед» і внутрішньодобовому ринку. Оскільки

Закон про ринок електроенергії [3] передбачає запровадження саме ринкових принципів формування ціни на електроенергію, то очевидно що найнижча ціна буде спостерігатись в періоди, коли в енергосистемі буде надлишок пропозиції електроенергії, а найвища ціна навпаки в періоди коли попит на електроенергію буде перевищувати пропозицію від електрогенеруючих потужностей. Ситуація виникнення надлишку пропозиції електроенергії відносно рівня попиту на неї не в останню чергу зумовлена бурхливим розвитком генеруючих потужностей, що використовують відновлювані джерела енергії, зокрема, наявним та прогнозованим подальшим зростанням потужностей сонячних (СЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС), які наразі мають і, відповідно до Закону про ринок електроенергії, збережуть щонайменше до 2030 р. привілейовану позицію в Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України – вся вироблена ними електроенергія має бути викуплена «ринком». Оскільки генерація потужності вітровими та сонячними електростанціями залежить від погодних фак-

© С.В. ШУЛЬЖЕНКО, О.І. ТЮРЮТІКОВ, П.В. ТАРАСЕНКО, 2019

торів, які за своєю природою є стохастичними, то цей тип потужності генерує електричну потужність, що не є сталою, тобто вона змінюється для кожного проміжку часу, і це об'єктивно вимагає додаткових вимог до гнучкості всіх інших потужностей, які приймають участь у дотриманні балансу між споживанням та генерацією в межах енергосистеми. Така особливість вимагає пошуку додаткових можливостей для забезпечення збалансованості енергосистеми, зокрема, за рахунок запровадження нових режимів диспетчеризації гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС), а у разі недостатності цих заходів запровадження додаткових значно більш маневрених електрогенеруючих потужностей. Визначенню межі збалансованості енергосистеми за рахунок нових режимів диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС в умовах зростання потужностей вітрових та сонячних електростанцій присвячена стаття.

Аналіз фактичних річних графіків покриття електричних навантажень ОЕС України свідчить, що диспетчеризація гідроагрегатів ГАЕС здійснюється традиційним методом – використанням гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі протягом нічного мінімуму навантажень енергосистеми з 23-ої до 6-ої години кожної доби, та в генераторному режимі протягом пікових навантажень з 18-ої до 22-ої години кожної доби. Слід зазначити, що наприкінці 2019 р. внаслідок значних обсягів генерації електричної потужності ВЕС та СЕС вдень такі усталені добові режими диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС почали змінюватись [6]. Наприклад, 13 жовтня 2019 р. гідроагрегати ГАЕС працювали в насосному режимі з 24 (нульової)-ої до 14-ої години включно, що було необхідним для компенсації надлишку генерації електроенергії ВЕС та СЕС (о 13-ій годині сумарна потужність генерації ВЕС та СЕС перевищила рівень 1900 МВт), а також забезпеченням необхідних обсягів вторинного резерву. Подібна ситуація також спостерігалась 14 жовтня 2019 р., але за меншого обсягу генерації потужності ВЕС та СЕС удень (о 13-ій годні сумарна потужність генерації ВЕС та СЕС перевищила рівень 1700 МВт). Цієї доби гідроагрегати ГАЕС після закінчення їх використання в насосному режимі о 7-ій годині знову наповнювали верхній резервуар з 12-ої до 15-ої години. Але формування підходів до формування нових режимів диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС ще не є усталеною практикою [7] і розробка простих та надійних відповідних моделей та методик є актуальною задачею, особливо для гідроагрегатів українських ГАЕС, які мають свої унікальні особливості і які неможливо моделювати з використанням

найбільш розповсюджених математичних моделей та програм [8, 9]. Крім цього, в подальшому із зростанням встановленої потужності ВЕС та СЕС в ОЕС України визначення прогнозних «нестандартних» режимів використання ГАЕС буде поширюватись і стане звичайною практикою, а фактична відсутність відповідальності ВЕС та СЕС за дотримання прогнозу генерації потужності на наступну добу фактично означає, що треба розглядати декілька можливих добових профілів генерації потужності ВЕС та СЕС, що зумовлює доцільність розробки математичної моделі, реалізація якої дозволить обраховувати за прийнятний час декілька варіантів режимів диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС.

У математичні моделі, яка побудована для енергосистеми України, будемо використовувати такі множини, параметри та змінні. K – множина всіх енергоблоків теплових (ТЕС), атомних (АЕС), теплоелектроцентралеї (ТЕЦ), гідроагрегатів гідроелектростанцій (ГЕС) та ГАЕС, генераторів блок-станцій а також електрогенеруючого обладнання ВЕС та СЕС. Оскільки модель присвячена детальному моделюванню диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС відокреммо з множини K підмножину K^{PS} – підмножина ГАЕС, для України це три ГАЕС – Київська, Дністровська та Ташлицька; також введемо множину U^{KPS} – множина гідроагрегатів кожної ГАЕС з підмножини K^{PS} ; T – множина періодів моделювання, оскільки моделюється участь ГАЕС у покритті добового графіку електричних навантажень (ГЕН), то множина T складається з 24 (1 ... 24) елементів, кожен з яких відповідає певній годині доби. Для введених множин будемо використовувати такі індекси: $k \in K \setminus K^{PS}$ – індекс генеруючих потужностей, що працюють в межах ОЕС України за виключенням ГАЕС, зокрема, ТЕС, ТЕЦ, АЕС, ГЕС, ВЕС, СЕС; $k \in K^{PS}$ – індекс ГАЕС – Київська, Дністровська та Ташлицька ГАЕС; $u \in U^{KPS}$ – індекс гідроагрегатів для ГАЕС з множини K^{PS} , також використовуються додаткові індекси $u^P \in U^{KPS}$ – індекс гідроагрегатів ГАЕС, що працюють в насосному режимі, а також $u^G \in U^{KPS}$ – індекс гідроагрегатів ГАЕС, що працюють в генераторному режимі; $t \in T$ – індекс періоду моделювання, тобто години доби, також як додатковий використовується індекс $m \in T$. У моделі використовуються такі параметри: D_t – обсяг споживання електроенергії відповідно до добового ГЕН протягом години t , МВт·год; C_{kt} – вартість генерації МВт·год електроенергії генеруючою потужністю з підмножини $K \setminus K^{PS}$ протягом години t , грн. / МВт·год; C_{kut} – вартість генерації МВт·год електроенергії гідроагрегатом з множини U^{KPS} певної ГАЕС з множини K^{PS}

протягом години t , грн. / МВт·год; c_{kut}^P – вартість споживання МВт·год електроенергії гідроагрегатом з множини U^{KPS} , що працює в насосному режимі певної ГАЕС з множини K^{PS} протягом години t , грн. / МВт·год; c_t – штрафний параметр (велика величина) – вартість МВт·год споживання «умовно імпортованої» електроенергії в ОЕС України протягом години t , грн. / МВт·год; c_t^E – штрафний параметр (велика величина) – вартість МВт·год генерації «умовно експортованої» електроенергії з ОЕС України протягом години t , грн. / МВт·год; P_{kut}^G – електрична потужність генерації електроенергії гідроагрегатом з множини U^{KPS} певної ГАЕС з множини K^{PS} протягом години t , МВт·год; P_{kut}^P – електрична потужність гідроагрегату з множини U^{KPS} , що працює в насосному режимі певної ГАЕС з множини K^{PS} протягом години t , МВт·год; N_{ku}^{SP} – максимальна кількість пусків гідроагрегату з множини U^{KPS} в насосному режимі певної ГАЕС з множини K^{PS} протягом доби, кількість; N_{ku}^{SG} – максимальна кількість пусків гідроагрегату з множини U^{KPS} в генераторному режимі певної ГАЕС з множини K^{PS} протягом доби, кількість; N_{ku}^P – кількість періодів (годин) роботи гідроагрегату з множини U^{KPS} в насосному режимі певної ГАЕС з множини K^{PS} протягом доби, кількість періодів; N_{ku}^G – кількість періодів (годин) роботи гідроагрегату з множини U^{KPS} в генераторному режимі певної ГАЕС з множини K^{PS} протягом доби, кількість періодів. У математичній моделі використовуються такі змінні: p_{kt}^G – обсяг генерації МВт·год електроенергії генеруючою потужністю з підмножини $K \setminus K^{PS}$ протягом години t , МВт·год; z_t^I – штучна змінна з множини дійсних чисел – обсяг «умовно імпортованої» електроенергії протягом години t , МВт·год; z_t^E – штучна змінна з множини дійсних чисел – обсяг «умовно експортованої» електроенергії протягом години t , МВт·год; y_{kut}^G – бінарна змінна, дорівнює 1 (один), якщо гідроагрегат з множини U^{KPS} певної ГАЕС з множини K^{PS} працює в генераторному режимі протягом години t , в іншому випадку – дорівнює 0; y_{kut}^P – бінарна змінна, дорівнює 1, якщо гідроагрегат з множини U^{KPS} певної ГАЕС з множини K^{PS} працює в насосному режимі протягом години t , в іншому випадку – дорівнює 0; s_{kut}^G – бінарна змінна, дорівнює 1, якщо гідроагрегат з множини U^{KPS} певної ГАЕС з множини K^{PS} почав працювати в генераторному режимі у годину t , в іншому випадку – дорівнює 0; s_{kut}^P – бінарна змінна, дорівнює 1, якщо гідроагрегат з множини U^{KPS} певної ГАЕС з множини K^{PS} почав працювати в насосному режимі у годину t , в іншому випадку – дорівнює 0; v_{kt} – змінна з множини дійсних чисел, що відповідає обсягу накопиченої енергії у верхньому

резервуарі певної ГАЕС з множини K^{PS} у годину t , МВт·год.

У математичній моделі як критерій використовується значення витрат на виробництво електроенергії протягом доби (1) з використанням генеруючих потужностей, що беруть участь у покритті ГЕН за виключенням витрат на роботу гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі, також враховуються додаткові «штрафні» витрати у випадку, якщо неможливо забезпечити дотримання балансу (2) без використання штучних змінних z_t^I та z_t^E . Але з урахуванням того, що значення штрафних параметрів при цих змінних на порядок більші ніж вартісні параметри, які використовуються при змінних, що характеризують завантаження генеруючих потужностей, ці штучні змінні приймають не нульове значення тільки в окремих випадках, коли принципово не можливо збалансувати систему.

$$\sum_{t=1}^T \left[\sum_{k=1}^{K \setminus K^{PS}} p_{kt}^G c_{kt}^G + \sum_{k=1}^{K^{PS}} \sum_{u=1}^{U^{KPS}} (y_{kut}^G P_{kut}^G c_{kut}^G - y_{kut}^P P_{kut}^P c_{kut}^P) + z_t^I c_t^I + z_t^E c_t^E \right] \rightarrow \min. \quad (1)$$

В математичній моделі розглядається ізольована енергосистема, тобто для кожного моменту часу має бути дотриманий баланс між обсягом споживання та виробництва електроенергії з урахуванням можливості використання частини виробленої енергії на роботу гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі та із можливістю забезпечення збалансованості системи з використанням штучних змінних z_t^I («умовний імпорт») та z_t^E («умовний експорт»):

$$\sum_{k=1}^{K \setminus K^{PS}} p_{kt}^G + \sum_{k=1}^{K^{PS}} \sum_{u=1}^{U^{KPS}} (y_{kut}^G P_{kut}^G - y_{kut}^P P_{kut}^P) + z_t^I - z_t^E = D_t; \forall t \in T. \quad (2)$$

Найбільш детально в запропонованій моделі описано умови та обмеження експлуатації гідроагрегатів ГАЕС. Обмеження кількості стартів роботи кожного гідроагрегату ГАЕС в насосному та генераторному режимі протягом доби формалізується виразами:

$$\sum_{t=1}^T s_{kut}^P \leq N_{ku}^{SP}; \forall k \in K^{PS}; \forall u \in U^{KPS}, \quad (3)$$

$$\sum_{t=1}^T s_{kut}^G \leq N_{ku}^{SG}; \forall k \in K^{PS}; \forall u \in U^{KPS}. \quad (4)$$

Тривалість (кількість періодів) роботи гідроагрегату кожної ГАЕС протягом доби в насосному та генераторному режимі визначається обмеженнями (5) та (6):

$$y_{kut}^P = \begin{cases} \sum_{m=1}^t s_{kut}^P : t \leq N_{ku}^P \\ \sum_{m=t-N_{ku}^{SP}+1}^t s_{kut}^P : t > N_{ku}^P \end{cases};$$

$$\forall t \in T; \forall k \in K^{PS}; \forall u \in U^{KPS}; \quad (5)$$

$$y_{kut}^G = \begin{cases} \sum_{m=1}^t s_{kut}^G : t \leq N_{ku}^G \\ \sum_{m=t-N_{ku}^{SG}+1}^t s_{kut}^G : t > N_{ku}^G \end{cases};$$

$$\forall t \in T; \forall k \in K^{PS}; \forall u \in U^{KPS}. \quad (6)$$

Умова неможливості роботи кожного гідроагрегату ГАЕС одночасно в насосному і генераторному режимі для кожного періоду (години) визначається обмеженням (7):

$$1 \geq y_{ku}^P + \begin{cases} 0 : u^P = u^G \\ y_{ku}^G : u^P \neq u^G \end{cases}; \forall t \in T;$$

$$\forall k \in K^{PS}; \forall u^P \in U^{KPS}; \forall u^G \in U^{KPS}. \quad (7)$$

Обсяг накопиченої у верхньому резервуарі води (в еквіваленті електроенергії) кожної ГАЕС, що може бути використана для генерації електроенергії визначається рівнянням (8) з використанням змінної v_{kt} :

$$v_{kt} = \begin{cases} 0 : t \leq 1 \\ \sum_{u=1}^{U^{KPS}} \sum_{m=1}^{t-1} (y_{kut}^P - y_{kut}^G) P_{kut}^G : t > 1 \end{cases};$$

$$\forall t \in T; \forall k \in K^{PS}. \quad (8)$$

Рівняння (9) обмежує обсяг електроенергії, яку всі гідроагрегати кожної ГАЕС можуть генерувати протягом певного періоду (години):

$$\sum_{u=1}^{U^{KPS}} y_{kut}^G P_{kut}^G \leq v_{kt}; \forall t \in T; \forall k \in K^{PS}. \quad (9)$$

Також використовуються специфічні для енергосистеми України обмеження на припустимі режими роботи гідроагрегатів ГАЕС. Для Дністровської та Ташлицької ГАЕС через значну одиничну електричну потужність гідроагрегатів обмежується кількість гідроагрегатів, які можуть в певний період (годину) бути включені для роботи в насосному (10) та генераторному режимах (11):

$$\sum_{u=1}^{U^{KPS}} s_{kut}^P \leq 1; \forall t \in T; k = ДГАЕС, ТГАЕС; \quad (10)$$

$$\sum_{u=1}^{U^{KPS}} s_{kut}^G \leq 1; \forall t \in T; k = ДГАЕС, ТГАЕС. \quad (11)$$

Обмежується також максимальний сумарний обсяг споживання електроенергії (МВт·год) при роботі гідроагрегатів ГАЕС в насосному режимі (12), значення верхнього обмеження P_t^{\max} для умов ОЕС України приймається в діапазоні 1000–1200 МВт·год:

$$\sum_{k=1}^{K^{PS}} \sum_{u=1}^{U^{KPS}} y_{kut}^P P_{kut}^P \leq P_t^{\max}; \forall t \in T. \quad (12)$$

Баланс між попитом на електроенергію та споживанням забезпечується маневреними режимами роботи ТЕС та ГЕС, які, оскільки модель деталізована для задачі формування режимів гідроагрегатів ГАЕС, описуються укрупнено. Для кожної з цих генеруючих потужностей знизу та згори обмежується обсяг виробництва електроенергії як протягом доби (13), так і для кожної години доби (14), а також максимальні значення збільшення (15) та зниження потужності (16) генерації відносно попередньої години:

$$P_k^{\min} \leq \sum_{t=1}^T p_{kt}^G \leq P_k^{\max}; k = ТЕС, ГЕС, \quad (13)$$

$$P_{kt}^{\min} \leq p_{kt}^G \leq P_{kt}^{\max}; \forall t \in T; k = ТЕС, ГЕС, \quad (14)$$

$$P_k^{\Delta} \geq \begin{cases} 0 : t \leq 1 \\ p_{kt}^G - p_{k(t-1)}^G : t > 1 \end{cases};$$

$$\forall t \in T; k = ТЕС, ГЕС, \quad (15)$$

$$-P_k^{\Delta} \leq \begin{cases} 0 : t \leq 1 \\ p_{kt}^G - p_{k(t-1)}^G : t > 1 \end{cases};$$

$$\forall t \in T; k = ТЕС, ГЕС, \quad (16)$$

де P_k^{\max} – максимальний припустимий обсяг виробництва електроенергії протягом доби, МВт·год; P_k^{\min} – мінімальний припустимий обсяг виробництва електроенергії протягом доби, МВт·год; P_{kt}^{\max} – максимальний рівень генерації електроенергії протягом періоду моделювання (години), МВт; P_{kt}^{\min} – мінімальний рівень генерації електроенергії протягом періоду моделювання (години), МВт; P_k^{Δ} – максимально припустима зміна потужності генерації електроенергії відносно попереднього періоду моделювання (години), МВт.

Всі дійсні змінні, що використовуються в математичні моделі, мають бути не меншими нуля (17):

$$p_{kt}^G \geq 0; z_t^I \geq 0; z_t^E \geq 0; v_{kt} \geq 0; \forall t \in T; \forall k \in K. \quad (17)$$

Наведена математична модель реалізована на мові алгебраїчного моделювання MathProg, що є складовою пакету оптимізації GLPK [10, 11]. Для розрахунків використано версію 4.65 цього оптимізаційного пакету.

Для виконання розрахунків використано вхідну фактичну інформацію покриття ГЕН ОЕС України для доби 13 жовтня 2018 р., коли спостерігались значні обсяги генерації електроенергії ВЕС та СЕС за значних обсягів генерації електроенергії АЕС (приблизно 9700 МВт), ТЕЦ та блок-станцій (приблизно 900 МВт). Відповідно до цих фактичних даних профіль генерації електричної потужності АЕС, ТЕЦ та блок-станцій задано незмінним значенням 10600 МВт. Для розрахунків використано таку вхідну інформацію щодо складу множин та значень параметрів моделі. Склад множини U^{KPS} гідроагрегатів ГАЕС, що працюють в ОЕС України: Київська ГАЕС складається з 3-х гідроагрегатів 37/43 МВт, тобто кожен гідроагрегат працює з постійною потужністю 37 МВт в генераторному режимі та з потужністю 43 МВт у насосному режимі, Дністровська ГАЕС – 3 гідроагрегати 324/421 МВт, Ташлицька ГАЕС – 2 гідроагрегати 151/216,5 МВт. Максимальна кількість пусків кожного гідроагрегату – по одному разу на добу в насосному та генераторному режимах. Тривалість роботи кожного гідроагрегату ГАЕС після його пуску – 3 год в насосному та 3 год в генераторному режимі. Вартість постачання

електроенергії: ТЕС – 1512 грн/ МВт·год, ТЕЦ – 2500 грн/ МВт·год, АЕС – 800 грн/ МВт·год, ГЕС – 700 грн/ МВт·год, ВЕС – 3000 грн/ МВт·год, СЕС – 4000 грн/ МВт·год, а для ГАЕС – закупівля електроенергії за тарифом постачання від АЕС (800 грн/ МВт·год), постачання за тарифом ТЕС (ТЕС – 1512 грн/ МВт·год). Значення виробництва електроенергії протягом доби ГЕС задано за результатами фактичних даних виробництва відповідно до фактичного добового графіку електричних навантажень ОЕС України, але в діапазоні від значення зменшеного на 10% та збільшеного на 10% – добове виробництво електроенергії ГЕС для 13 жовтня 2018 р. становило 13836 МВт·год, використовувався діапазон від мінімального значення 12730 МВт·год до максимального – 14975 МВт·год. Значення мінімального та максимального рівня генерації електричної потужності для ГЕС також задаються за фактичними добовими ГЕН – для 13 жовтня 2018 р. мінімальний рівень генерації становив 183 МВт, а максимальний – 1353 МВт, а для розрахунків використовувався діапазон від 200 МВт до 2100 МВт з максимальним рівнем зміни потужності до попередньої години – 500 МВт. Профілі генерації потужності вітрових та сонячних електростанцій задаються за фактичними даними їх участі в покритті навантаження добового ГЕН (рис. 1), як частка від фактичної встановленої потужності, що дає змогу масштабувати ці профілі відповідно до зміни встановленої потужності.

Розрахунки виконано з метою визначення максимальної встановленої потужності ВЕС та СЕС, генерацію від яких принципово можливо застосу-

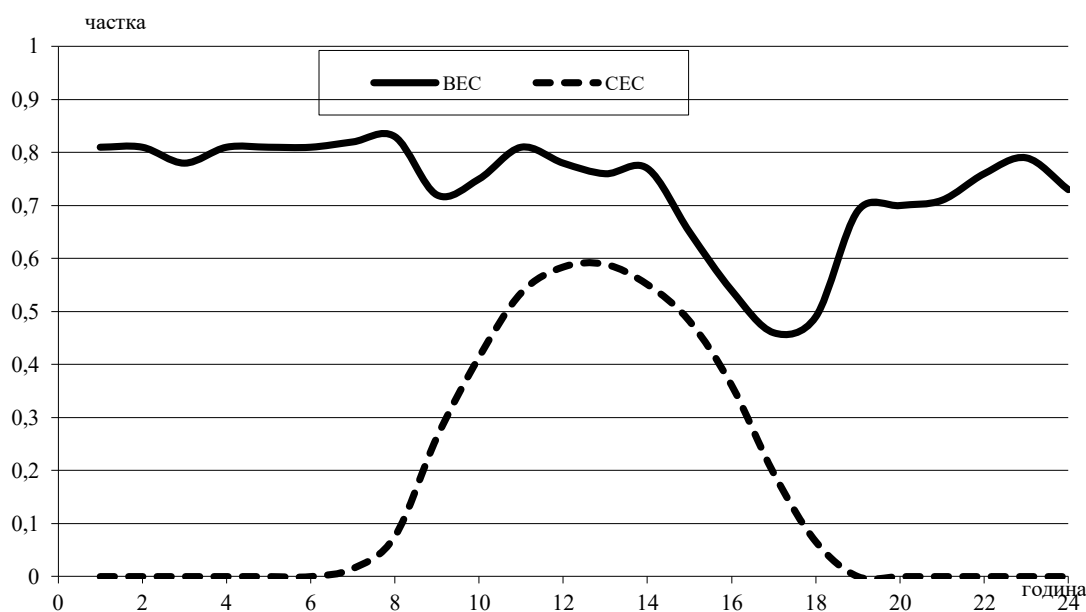


Рис. 1. Фактичні профілі навантаження ВЕС та СЕС в ОЕС України протягом доби 13 жовтня 2018 р.

вати для покриття ГЕН (на прикладі фактичних даних для 13 жовтня 2018 р.) за умови збереження фактичного рівня генерації АЕС, ТЕЦ та блок-станцій, а також за рахунок диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС та оптимізації рівнів генерації ТЕС та ГЕС. Як результат наведено розрахунки для двох стратегій диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС. Звичайна практика (рис. 2, табл. 1) – всі гідроагрегати працюють виключно або в насосному, або в генераторному режимі, тобто не є припустимою режим, коли деякі гідроагрегати однієї ГАЕС працюють в насосному режимі, а в той же час гідроагрегати іншої ГАЕС працюють в генераторному режимі. Гнучкий режим (рис. 3, табл. 2; рис. 4, табл. 3) допускається, щоб гідроагрегати різних ГАЕС працювали одночасно і в насосному, і в генераторному режимах. На рис. 2–4, з використанням додаткової (правої) висі наведено сумарні рівні навантаження гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі – штрихована лінія, а також у генераторному режимі – суцільна лінія.

Розрахунки виконано для встановленої потужності ВЕС 1100 МВт, а встановлену потужність СЕС збільшували до рівня, коли рішення оптимізаційної задачі щодо збалансованості покриття графіку електричних навантажень не можливо було отримати. Результати розрахунків показали, що за стратегією «Звичайна практика» максимальна встановлена потужність СЕС, яку можливо застосувати для покриття фактичного ГЕН

13 жовтня 2018 р. становить 3700 МВт (рис. 2, табл. 1). Якщо за такої ж встановленої потужності ВЕС та СЕС виконати розрахунок за стратегією «Гнучкий режим», то це дозволяє зменшити обсяг споживання електроенергії на роботу гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі, тобто зменшити об'єм закачаної води у верхнє водосховище і, як наслідок, зменшити обсяг електроенергії, яка генерується ТЕС. Це зумовить зниження витрат палива, що, в свою чергу, зменшить загальні витрати на виробництво електроенергії для всієї енергосистеми (рис. 3, табл. 2).

Диспетчеризація роботи гідроагрегатів ГАЕС за стратегією «Гнучкий режим» як свідчать розрахунки дозволяє збільшити встановлену потужність відновлюваних джерел енергії, зокрема, СЕС, яка в повному обсязі буде приймати участь у покритті добового графіка електричних навантажень. Як видно з рис. 4 і табл. 3, покриття фактичного ГЕН 13 жовтня 2018 р. здійснюється за встановленої потужності СЕС 4000 МВт, при цьому пікове значення генерації потужності ВЕС та СЕС разом становить 3194 МВт, проти 3018 МВт (більше приблизно на 175 МВт для 13-ої години), крім цього знижується добове виробництво електроенергії на ТЕС (більше ніж на 1000 МВт·год), також треба зазначити, що для забезпечення балансу для кожної години доби лишаються взагалі незадіяними гідроагрегати Київської ГАЕС.

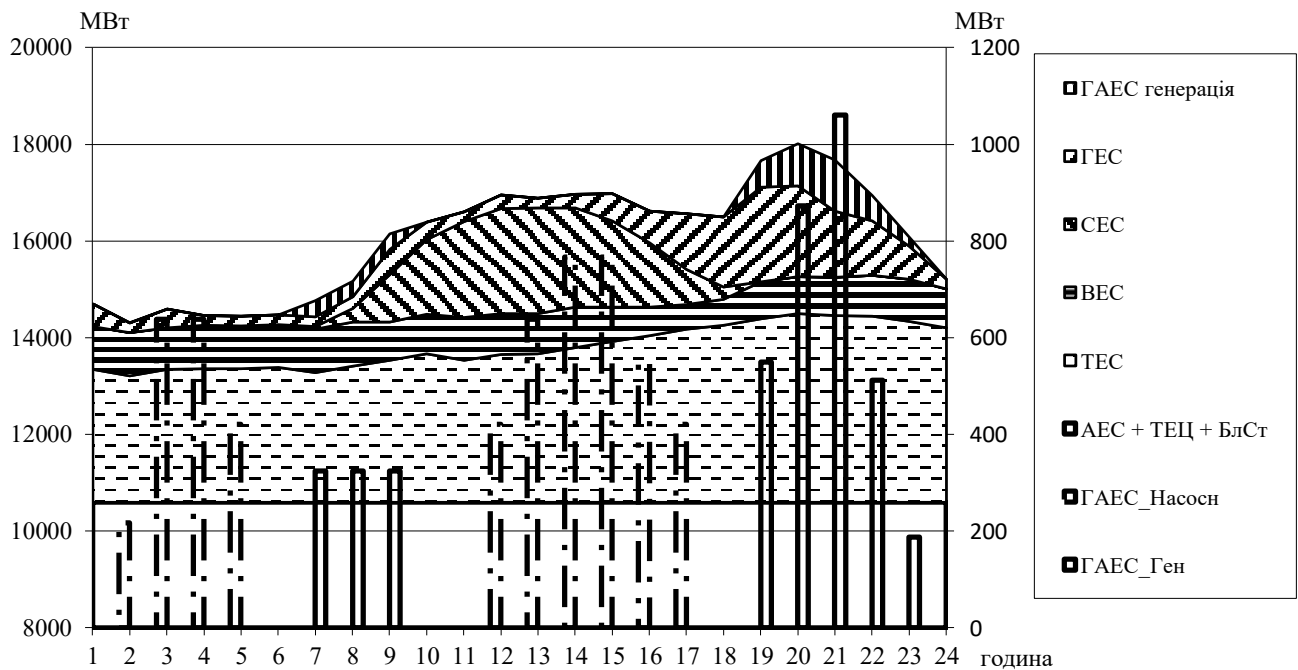


Рис. 2. Результати оптимізації диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС відповідно до стратегії «Звичайна практика», режимів використання ТЕС та ГЕС при покритті графіку споживання ОЕС України (встановлена потужність ВЕС 1100 МВт, СЕС – 4000 МВт)

Таблиця 1. Результати оптимізації диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС (кількість гідроагрегатів в роботі) відповідно до стратегії «Звичайна практика», режимів використання ТЕС та ГЕС при покритті графіку споживання ОЕС України (встановлена потужність ВЕС 1100 МВт, СЕС – 3700 МВт), МВт

Час, год	Слож.	ТЕС	ГЕС	ГАЕС насочн.	ГАЕС генер.	ВЕС+ СЕС	Київс. насочн.	Дністр. насочн.	Ташл. насочн.	Київс. генер.	Дністр. генер.	Ташл. насочн.
01	14709	2743,8	471,5	0,0	0,0	893,7	—	—	—	—	—	—
02	14091	2613,8	200,0	216,5	0,0	893,7	—	—	1	—	—	—
03	13955	2743,8	386,3	637,5	0,0	862,4	—	1	1	—	—	—
04	13825	2768,8	200,0	637,5	0,0	893,7	—	1	1	—	—	—
05	14029	2759,2	200,0	421,0	0,0	890,8	—	1	—	—	—	—
06	14479	2788,2	200,0	0,0	0,0	890,8	—	—	—	—	—	—
07	14764	2679,8	200,0	0,0	324,0	960,2	—	—	—	—	1	—
08	15178	2809,8	245,4	0,0	324,0	1198,8	—	—	—	—	1	—
09	16147	2939,8	521,2	0,0	324,0	1762,1	—	—	—	—	1	—
10	16394	3066,4	370,4	0,0	0,0	2357,3	—	—	—	—	—	—
11	16607	2936,4	200,0	0,0	0,0	2870,6	—	—	—	—	—	—
12	16540	3051,2	291,6	421,0	0,0	3018,3	—	1	—	—	—	—
13	16244	3064,1	200,0	637,5	0,0	3017,4	—	1	1	—	—	—
14	16204	3194,1	290,0	766,5	0,0	2886,3	3	1	1	—	—	—
15	16209	3324,1	554,8	766,5	0,0	2496,6	3	1	1	—	—	—
16	16071	3445,6	652,4	550,0	0,0	1923,0	3	1	—	—	—	—
17	16139	3580,5	1152,4	421,0	0,0	1227,1	—	1	—	—	—	—
18	16496	3666,9	1450,6	0,0	0,0	778,5	—	—	—	—	—	—
19	17660	3800,5	1950,6	0,0	549,0	759,9	—	—	—	2	1	1
20	18010	3900,5	1865,2	0,0	873,0	771,3	—	—	—	2	2	1
21	17674	3865,1	1365,2	0,0	1061,0	782,7	—	—	—	3	2	2
22	16936	3852,4	1132,0	0,0	512,0	839,6	—	—	—	1	1	1
23	16080	3742,4	675,8	0,0	188,0	873,7	—	—	—	1	—	1
24	15215	3612,4	200,0	0,0	0,0	802,6	—	—	—	—	—	—
Сума	379656	76950	14975	5475	4155	34651	—	—	—	—	—	—

Таблиця 2. Результати оптимізації диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС (кількість гідроагрегатів в роботі) відповідно до стратегії «Гнучкий режим», режимів використання ТЕС та ГЕС при покритті графіку споживання ОЕС України (встановлена потужність ВЕС 1100 МВт, СЕС – 3700 МВт), МВт

Час, год	Спож.	ТЕС	ГЕС	ГАЕС на- сосн.	ГАЕС генер.	ВЕС+ СЕС	Київс. насосн.	Дністр. насосн.	Ташл. насосн.	Київс. генер.	Дністр. генер.	Ташл. генер.
01	14709	2910,0	305,3	0,0	0,0	893,7	—	—	—	—	—	—
02	14091	2730,0	288,3	421,0	0,0	893,7	—	1	—	—	—	—
03	13955	2713,6	200,0	421,0	0,0	862,4	—	1	—	—	—	—
04	13825	2910,0	306,3	885,0	0,0	893,7	1	2	—	—	—	—
05	14029	2802,2	200,0	464,0	0,0	890,8	1	1	—	—	—	—
06	14479	2823,8	628,4	464,0	0,0	890,8	1	1	—	—	—	—
07	14764	3003,8	200,0	0,0	0,0	960,2	—	—	—	—	1	—
08	15178	3116,4	262,8	0,0	0,0	1198,8	—	—	—	—	1	—
09	16147	3296,4	488,6	0,0	0,0	1762,1	—	—	—	—	1	—
10	16394	3116,4	320,4	0,0	0,0	2357,3	—	—	—	—	—	—
11	16607	2936,4	200,0	0,0	0,0	2870,6	—	—	—	—	—	—
12	16540	3027,6	315,2	421,0	0,0	3018,3	—	1	—	—	—	—
13	16244	2847,6	200,0	421,0	0,0	3017,4	—	1	—	—	—	—
14	16204	2938,6	200,0	421,0	0,0	2886,3	—	1	—	—	—	—
15	16209	2955,4	200,0	43,0	0,0	2496,6	1	—	—	—	—	—
16	16071	3117,3	690,1	259,5	0,0	1923,0	1	—	1	—	—	—
17	16139	3288,7	958,7	259,5	324,0	1227,1	1	—	1	—	1	—
18	16496	3477,3	1458,7	216,5	398,0	778,5	—	—	1	2	1	—
19	17660	3657,3	1920,8	0,0	722,0	759,9	—	—	—	2	2	—
20	18010	3837,3	2079,4	0,0	722,0	771,3	—	—	—	2	2	—
21	17674	3912,9	1579,4	0,0	799,0	782,7	—	—	—	—	2	1
22	16936	3942,0	1079,4	0,0	475,0	839,6	—	—	—	—	1	1
23	16080	3762,0	693,3	0,0	151,0	873,7	—	—	—	—	—	1
24	15215	3612,4	200,0	0,0	0,0	802,6	—	—	—	—	—	—
Сума	379656	76735	14975	4697	3591	34651	—	—	—	—	—	—

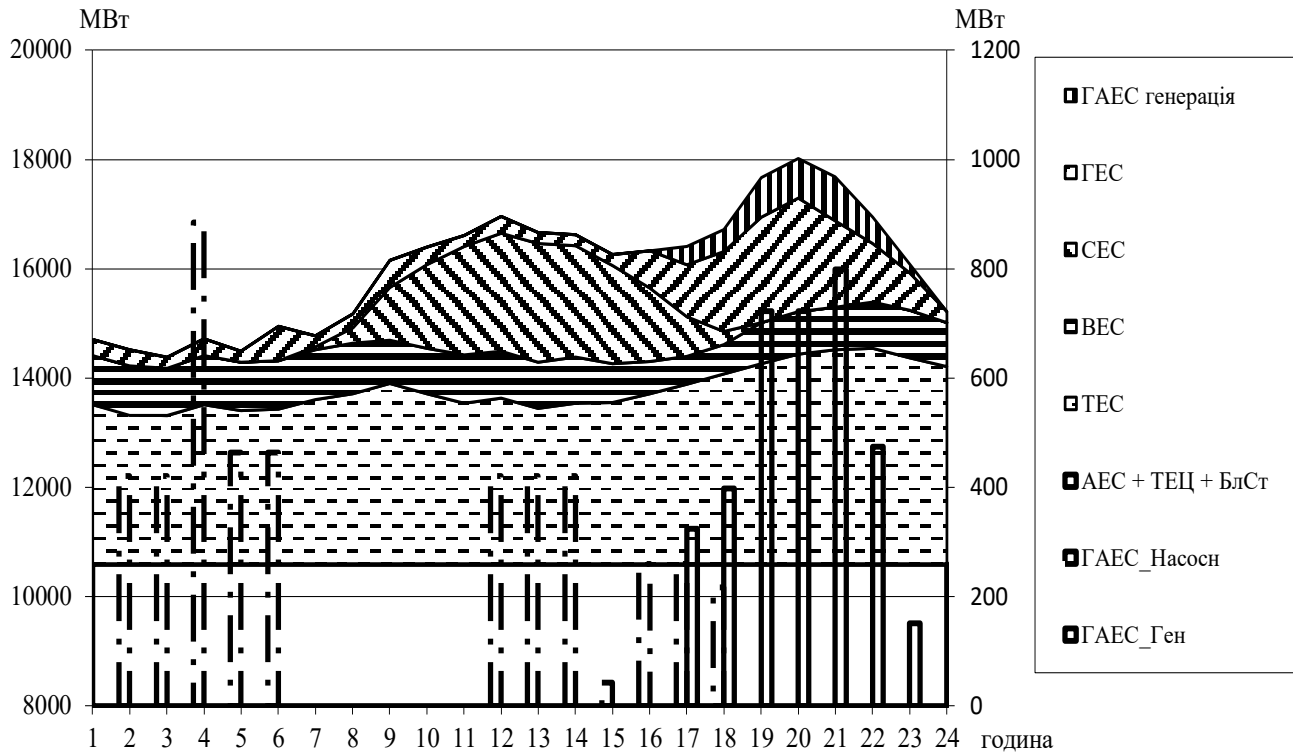


Рис. 3. Результати оптимізації диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС відповідно до стратегії «Гнучкий режим», режимів використання ТЕС та ГЕС при покритті графіку споживання ОЕС України (встановлена потужність ВЕС 1100 МВт, СЕС – 3700 МВт)

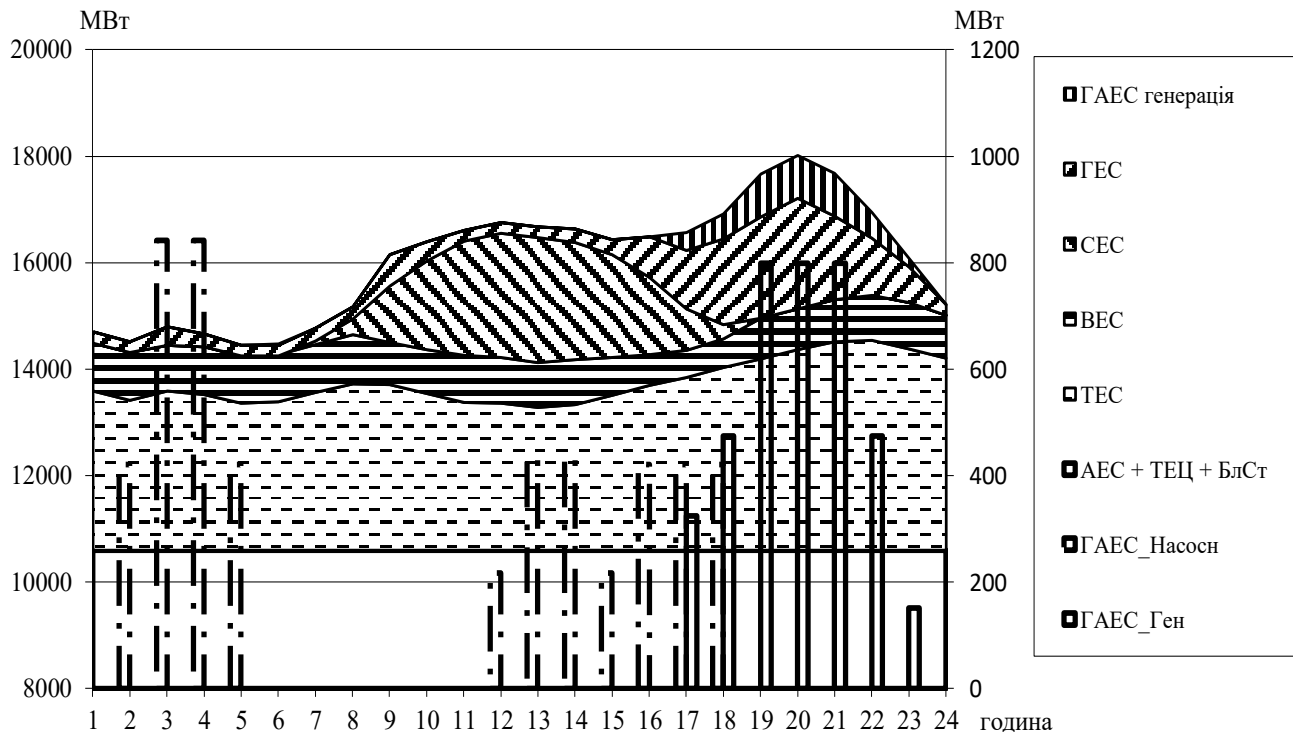


Рис. 4. Результати оптимізації диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС відповідно до стратегії «Гнучкий режим», режимів використання ТЕС та ГЕС при покритті графіку споживання ОЕС України (встановлена потужність ВЕС 1100 МВт, СЕС – 4000 МВт)

Таблиця 3. Результати оптимізації диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС (кількість гідроагрегатів в роботі) відповідно до стратегії «Гнучкий режим», режимів використання ТЕС та ГЕС при покритті графіку споживання ОЕС України (встановлена потужність ВЕС 1100 МВт, СЕС – 4000 МВт), МВт

Час, год	Слож.	ТЕС	ГЕС	ГАЕС насочн.	ГАЕС генер.	ВЕС+ СЕС	Київ. насочн.	Дністр. насочн.	Ташл. насочн.	Київ. генер.	Дністр. генер.	Ташл. генер.
01	14709	2988,3	227,0	0,0	0,0	893,7	—	—	—	—	—	—
02	14091	2818,3	200,0	421,0	0,0	893,7	—	1	—	—	—	—
03	13955	2988,3	346,3	842,0	0,0	862,4	—	2	—	—	—	—
04	13825	2929,2	244,2	842,0	0,0	893,7	—	2	—	—	—	—
05	14029	2759,2	200,0	421,0	0,0	890,8	—	1	—	—	—	—
06	14479	2788,2	200,0	0,0	0,0	890,8	—	—	—	—	—	—
07	14764	2958,2	241,1	0,0	0,0	964,7	—	—	—	—	—	—
08	15178	3128,2	228,1	0,0	0,0	1221,7	—	—	—	—	—	—
09	16147	3115,8	590,2	0,0	0,0	1841,0	—	—	—	—	—	—
10	16394	2945,8	366,7	0,0	0,0	2481,5	—	—	—	—	—	—
11	16607	2775,8	200,0	0,0	0,0	3031,2	—	—	—	—	—	—
12	16540	2763,0	200,0	216,5	0,0	3193,5	—	—	1	—	—	—
13	16244	2683,0	200,0	433,0	0,0	3194,0	—	—	2	—	—	—
14	16204	2731,3	254,1	433,0	0,0	3051,6	—	—	2	—	—	—
15	16209	2914,3	269,9	216,5	0,0	2641,3	—	—	1	—	—	—
16	16071	3090,9	769,9	421,0	0,0	2031,2	—	1	—	—	—	—
17	16139	3240,9	1109,5	421,0	324,0	1285,5	—	1	—	—	1	—
18	16496	3434,3	1609,5	421,0	475,0	798,2	—	1	—	—	1	1
19	17660	3594,3	1906,8	0,0	799,0	759,9	—	—	—	—	2	1
20	18010	3764,3	2075,4	0,0	799,0	771,3	—	—	—	—	2	1
21	17674	3916,9	1575,4	0,0	799,0	782,7	—	—	—	—	2	1
22	16936	3946,0	1075,4	0,0	475,0	839,6	—	—	—	—	1	1
23	16080	3776,0	679,3	0,0	151,0	873,7	—	—	—	—	—	1
24	15215	3606,0	206,4	0,0	0,0	802,6	—	—	—	—	—	—
Сума	379656	75657	14975	5088	3822	35890	—	—	—	—	—	—

Висновки

1. Запровадження ринкових принципів формування ціни на електроенергію передбачає формування та реалізацію кожним постачальником електроенергії на ринок своєї власної незалежної стратегії участі у покритті добового графіку електричних навантажень. З огляду на те, що гідроакumuлюючі електростанції України є одночасно і споживачем електроенергії і її постачальником на ринок принципи диспетчеризації їх роботи протягом доби суттєво відрізняються від формування режимів роботи інших технологій. Очевидно, що оператор ГАЕС зацікавлений споживати електроенергію за найнижчим тарифом, а постачати за найвищим. В міру розвитку ринку електроенергії України найнижча ціна буде спостерігатись в періоди, коли в енергосистемі буде надлишок пропозиції електроенергії, а найвища ціна, навпаки, в періоди, коли попит на електроенергію буде перевищувати пропозицію від електрогенеруючих потужностей. Такий надлишок пропозиції електроенергії вже інколи спостерігається протягом 11–13 годин доби, що зумовлено інтенсивним впровадженням до ОЕС України генеруючих потужностей СЕС, хоча раніше звичайною була ситуація коли надлишок генерованої потужності в енергосистемі спостерігався у нічні години доби. Такі тенденції зумовлюють необхідність пошуку додаткових режимів диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС, які є надійним та потужним джерелом забезпечення балансової надійності ОЕС України.

2. Для вирішення актуальної задачі автоматизації пошуку нових режимів диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС в умовах запровадження ринку електричної енергії та збільшення встановленої потужності ВЕС та СЕС в енергосистемі України запропонована нова модель математичного програмування з цілочисельними змінними. В математичній моделі враховані специфічні особливості роботи гідроагрегатів ГАЕС України: – техніко-економічні характеристики притаманні безпосередньо українським ГАЕС, зокрема, практична неможливість зміни потужності споживання та генерації електроенергії при роботі гідроагрегату в насосному та генераторному режимах.

3. Застосування запропонованої моделі забезпечує пошук оптимального режиму завантаження гідроагрегатів ГАЕС України при покритті добового графіку електричних навантажень із забезпеченням балансу між генерацією та споживанням добового графіку електричних навантажень ОЕС України для кожної години доби.

4. Результати розрахунків з використанням запропонованої математичної моделі, яка реалізована на мові MathProg з використанням пакету оптимізації GLPK, свідчать, що вона може ефективно використовуватись для пошуку нових режимів диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС, які дозволяють забезпечити вимоги до балансової надійності ОЕС України, зокрема, для ситуацій коли обсяг генерації електроенергії та потужності ВЕС та СЕС буде зростати. Наведені приклади розрахунків показали, що реалізація альтернативної стратегії диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС за однакових інших умов дозволяє збільшити встановлену

потужність СЕС, яка може бути повністю використана для покриття добового графіку електричних навантажень ОЕС України.

5. Математична модель може бути застосована в задачах як короткострокового формування прогнозних балансів покриття добових графіків електричних навантажень, так і в дослідженнях довгострокового розвитку генеруючих потужностей національної енергосистеми, що є актуальним в умовах стрімкого зростання потужностей вітрових та сонячних електростанцій. Запропонована математична модель також може використовуватись як основа для удосконалення математичних моделей диспетчеризації інших типів генеруючих потужностей, зокрема, ТЕС та ГЕС.

1. Закон України від 16.09.2014 № 1678-VII «Про ратифікацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони» / Відомості Верховної Ради (ВВР), 2014, № 40, ст. 2021
2. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони. Угоду ратифіковано із заявою Законом України від 16.09.2014 № 1678-VII «Про ратифікацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони»
3. Закон України від 13.04.2017 №2019-VIII «Про ринок електричної енергії України» / Відомості Верховної Ради (ВВР), 2017, № 26-27, 312 с.
4. «Правила ринку», затверджені Постановою від 14.03.2018р №307 Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
5. «Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку», затверджені Постановою від 14.03.2018 р. № 308 Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
6. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії – інформація з сайту ПрАТ «Укренерго» ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/doboviy-grafik-vyrobnystva-spozhyvannya-e-e/
7. Ігор Сирота, Богдан Сухецький, Олексій Нікітін, Дмитро Олєфір (ПрАТ «Укргідроенерго») Проблеми та перспективи роботи ГЕС та ГАЕС у новому енергоринку
8. Hans-Kristian Ringkjøb, Peter M. Haugan, Ida Marie Solbrekke. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 96. P. 440—459
9. Шульженко С.В. Показники ефективності функціонування та розвитку електричних станцій в умовах ринку. *Проблеми загальної енергетики*. 2009. Вип. 20. С. 16—19.
10. Makhorin Andrew. Modeling Language GNU MathProg / Language Reference – for GLPK. – Version 4.58. February 2016. – Режим доступу: <http://ftp.gnu.org/gnu/glpk/glpk-4.63.tar.gz> (дата звернення: 14.10.2019).
11. GLPK (GNU Linear Programming Kit). – URL: <https://www.gnu.org/software/glpk/> (дата звернення: 14.10.2019).

Надійшла до редколегії: 03.12.2019