

УДК 621.3;519.8

С.В. ШУЛЬЖЕНКО, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID: 0000-0002-7720-0110
О.І. ТЮРЮТИКОВ, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0001-6780-751X
Н.П. ІВАНЕНКО, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0001-5438-1556
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

МОДЕЛЬ МАТЕМАТИЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ З ЦІЛОЧИСЕЛЬНИМИ ЗМІННИМИ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО СКЛАДУ ТА ЗАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ТА ГІДРОАГРЕГАТІВ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ПРИ ПОКРИТТІ ДОБОВОГО ГРАФІКА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ

Наведено модель математичного програмування з цілочисельними змінними, яка забезпечує пошук оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій (ТЕС) та гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС) України при покритті добового графіку електричних навантажень (ГЕН). У математичній моделі враховані техніко-економічні показники основних типів енергоблоків ТЕС України, зокрема, зміна потужності генерації в діапазоні від мінімального до номінального рівнів навантаження, швидкість зміни навантаження. Гідроагрегати ГАЕС України моделюються з урахуванням незмінності потужності споживання та генерації електроенергії при роботі в насосному та генераторному режимах. У математичній моделі реалізована можливість забезпечення підтримки резервів відновлення частоти (вторинного регулювання) на заданому рівні, що розміщуються на ТЕС та ГАЕС. 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, зокрема, в дослідженнях балансової надійності енергосистеми.

Ключові слова: цілі сталого розвитку, енергетична система, добовий графік навантаження енергосистеми, тепла електростанція, модель лінійного програмування, резерв відновлення частоти.

Важливість підвищення екологічності виробничої сфери і, зокрема, системи енергозабезпечення, складовою якої є електроенергетика, визнана на найвищому міжнародному рівні. У 2000 р. на Саміті Тисячоліття ООН визнана необхідність забезпечення сталого глобального розвитку, цілі якого сформовані як «Цілі розвитку тисячоліття ООН» [1, 2], які передбачають, зокрема, забезпечення доступу до енергетичних ресурсів, але з дотриманням їх раціонального використання. У 2015 р. на рівні ООН були прийняті «Цілі розвитку тисячоліття ООН на період після 2015 р.» [3], в яких вперше визначено цілі і принципи сталого розвитку енергетики, що, відповідно до цілі 7, передбачає забезпечення доступу до фінансово-доступних, сучасних екологічно-чистих видів енергії, серед яких важливу роль має відігравати відновлювана енергети-

ка. На національному рівні, зокрема, в Україні це завдання можливо вирішити лише забезпечивши сталий довгостроковий розвиток енергетики, яка має стійко з технічної та ефективно з економічної та природоохоронної точок зору функціонувати в складі соціально-економічної системи держави [4, 5]. Доцільно зауважити, що реалізація цілі 7 щодо впровадження значних додаткових обсягів відновлюваної енергетики, зокрема, вітрових (ВЕС) та сонячних електростанцій (СЕС) в електроенергетичну систему не має відбуватись неконтрольовано, тобто не має зумовлювати порушення стійкості та безперервного функціонування Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України в цілому.

Оскільки генерація на основі сонця та вітру має стохастичний і непередбачуваний характер, то впровадження значних обсягів таких генеруючих потужностей до ОЕС України створює певні виклики для управління електроенергетичними

© С.В. ШУЛЬЖЕНКО, О.І. ТЮРЮТИКОВ, Н.П. ІВАНЕНКО, 2020

системами, що зумовлює необхідність зміни підходів до режимно-технологічного планування та управління. Одним із важливих показників, що характеризує надійність функціонування енергосистеми є «балансова надійність», яка, відповідно до Кодексу системи передачі (КСП), визначається таким чином [6]: «балансова надійність – здатність енергосистеми задовольняти сумарний попит на електричну енергію нормативної якості споживачів у кожний момент часу з урахуванням планових та очікуваних позапланових відключень елементів енергосистеми і обмежень на поставки енергоносіїв». Не виконання вимоги балансової надійності в разі аварійного відключення потужного генератора, наприклад, енергоблоку АЕС встановленою потужністю 1000 МВт з високою вірогідністю призведе щонайменше до необхідності відключення окремих споживачів від електропостачання, в гіршому випадку – до розділення енергосистеми на «острови», а в найгіршому варіанті – до порушення роботи всієї енергосистеми, тобто її «розвалу».

Для забезпечення балансової надійності енергосистеми в ній в кожний момент часу формуються та підтримуються резерви, зокрема, резерв підтримання частоти (первинний резерв), резерв відновлення частоти (вторинний резерв) та резерв заміщення (третинний резерв). Резерв відновлення частоти (РВЧ), відповідно до КСП, розподіляється на автоматичний (аРВЧ) та ручний (рРВЧ), відмінність яких полягає в тому, що аРВЧ діє відповідно до команд, що генеруються центральним регулятором без втручання диспетчера, а рівень рРВЧ підтримується згідно команд диспетчера безпосередньо оперативним персоналом електростанцій. Саме задіяння потужностей, які підтримують РВЧ, дозволяє згладжувати суттєві але не дуже швидкі коливання споживання електричної потужності, а також змін генерації потужності ВЕС та СЕС, які виникають в енергосистемі. Наявність РВЧ в обсязі достатньому для підтримки балансу між виробництвом та споживанням є обов'язковою задачею, яка вирішується як при прогнозуванні завантаження електростанцій на наступну добу, так і в дослідженнях довгострокового розвитку структури генеруючих потужностей. В статті запропоновано модель математичного програмування, яка враховує необхідність забезпечення РВЧ в наперед заданих обсягах, що розміщується на теплових електростанціях.

У запропонованій моделі математичного програмування з цілочисельними змінними забезпечується пошук оптимального складу та завантаження енергоблоків ТЕС та гідроагрегатів ГАЕС національної енергосистеми при покритті

добового ГЕН. Цілочисельні змінні застосовуються для поблочної, для ТЕС та поагрегатної, для ГАЕС, диспетчеризації. Енергоблоки ТЕС розділені відповідно до величини їх встановленої потужності. Запропонована модель заснована на використанні сучасних методів побудови таких моделей, які є загальноприйнятими в світі для вирішення задач диспетчеризації електростанцій [7, 8]. Запропонована модель є розвитком математичної моделі, в якій цілочисельні змінні використовувались лише для диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС, а моделювання інших технологій генерації моделювалось або з використанням заданих профілів генерації (ВЕС, СЕС, атомні електростанції, теплоелектроцентралі та блок-станції), [9], або з використанням змінних, що належать до множини дійсних чисел, тому в статті наведено лише додаткові рівняння (обмеження) з цілочисельними змінними, що більш детально описують моделювання ТЕС та забезпечують їх поблочну диспетчеризацію. Для точності розуміння системи математичних залежностей моделі, в статті використані такі самі позначення множин, параметрів (коефіцієнтів) та змінних, що і в моделі, наведеній в [9].

Математична модель для її практичного розуміння побудована для енергосистеми України. В ній використані такі множини, параметри та змінні. K – множина всіх енергоблоків теплових (ТЕС), атомних (АЕС), теплоелектроцентралей (ТЕЦ), гідроагрегатів гідроелектростанцій (ГЕС) та ГАЕС, генераторів блок-станцій а також електрогенеруючого обладнання ВЕС та СЕС. Оскільки в моделі детально, з використанням цілочисельних змінних, моделюється навантаження гідроагрегатів ГАЕС та енергоблоків ТЕС, то з множини K виділена підмножина K^{PS} – підмножина ГАЕС (Київська, Дністровська та Ташлицька ГАЕС) та підмножина K^{TEC} – підмножина типів енергоблоків ТЕС, які наявні в ОЕС України: блоки встановленою потужністю 800, 300, 200, 150 та 100 МВт; також введемо множину U^{KPS} – множина гідроагрегатів кожної ГАЕС з підмножини K^{PS} та множину U^{TEC} – множина енергоблоків кожного типу енергоблоків ТЕС з підмножини K^{TEC} ; T – множина періодів моделювання, оскільки моделюється добовий графік 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: $k \in K \setminus (K^{PS} \cap K^{TEC})$ – індекс генеруючих потужностей, що працюють в межах ОЕС України, за виключенням ГАЕС та ТЕС, зокрема, ТЕЦ, АЕС, ГЕС, ВЕС, СЕС; $k \in K^{TEC}$ – індекс енергоблоку ТЕС певного типу;

$u \in U^{TEC}$ – індекс кількості енергоблоків ТЕС з множини K^{TEC} ; $k \in K^{PS}$ – індекс ГАЕС; $u \in U^{KPS}$ – індекс кількості 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 $m \in T$. В моделі використовуються такі параметри: D_t – обсяг споживання електроенергії відповідно до добового ГЕН протягом години t , МВт·год; c_{kt}^G – вартість генерації МВт·год електроенергії генеруючою потужністю з підмножини $K \setminus (K^{PS} \cap K^{TEC})$ протягом години t , грн. / МВт·год; c_{kut}^G – 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_i^I – штрафний параметр (велика величина) – вартість МВт·год споживання «умовно імпортованої» електроенергії в ОЕС України протягом години t , грн/МВт·год; c_i^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 $K \setminus (K^{PS} \cap K^{TEC})$ 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 (нуль); y_{kut}^P – бінарна змінна, дорівнює 1 (один), якщо гідроагрегат з множини U^{KPS} певної ГАЕС з множини K^{PS} працює в насосному режимі протягом години t , в іншому випадку – дорівнює 0 (нуль); s_{kut}^{TEC} – цілочисельна змінна, що дорівнює кількості дозволених стартів (N_{ku}^{TEC}) енергоблоків ТЕС протягом доби з множини U^{TEC} ; s_{kut}^{GTEC} – цілочисельна змінна, що дорівнює кількості енергоблоків ТЕС з множини U^{TEC} , які можуть бути запущені в кожну годину t крім першої ($\forall t \in (T \setminus 1)$), значення цієї змінної має бути більшою за задані екзогенно мінімальну (R_{ku}^{MIN}) та максимальну кількість (R_{ku}^{MAX}) енергоблоків; o_{kut}^{GTEC} – цілочисельна змінна, що має бути не меншою ніж мінімальний необхідний склад (кількість) енергоблоків, які мають бути під навантаженням протягом всієї доби (R_{ku}^{GMIN}) та не більшою ніж максимальна кількість енергоблоків під навантаженням (R_{ku}^{GMAX}), а також мають працювати протягом заданого часу (M_{ku}^{TEC}); p_{kut} – змінна з множини дійсних чисел, що відповідає сумарній потужності, яку генерують енергоблоки ТЕС певного типу з множини U^{TEC} , для кожного типу енергоблоків значення потужності має бути не меншим ніж G_{ku}^{MIN} та не більшим ніж G_{ku}^{MAX} ; L_{kt}^{UP} та L_{kt}^{DOWN} – екзогенно задані обсяги вторинного резерву на навантаження (L_{kt}^{UP}) та розвантаження (L_{kt}^{DOWN}), які мають забезпечити всі ТЕС, що приймають участь у покритті ГЕН, МВт.

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 навантаження генеруючих потужностей, ці штучні змінні приймають ненульове значення тільки в окремих випадках, коли принципово не можливо збалансувати систему.

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

У 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»):

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

Умови використання енергоблоків ТЕС для покриття добового ГЕН сформульовано з використанням цілочисельних змінних.

Обмеження кількості стартів кожного енергоблоку ТЕС протягом доби формалізовано рівнянням (3), а кількість енергоблоків, що можуть бути запущені для генерування електроенергії для кожної години доби записано як (4):

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

$$R_{ku}^{MIN} \leq s_{kut}^{GTEC} \leq R_{ku}^{MAX}; \forall k \in K^{TEC}; \forall u \in U^{TEC}; \forall t \in T. \quad (4)$$

Також у моделі для кожного типу енергоблоків ТЕС з множини K^{TEC} враховується мінімальний необхідний склад (кількість) енергоблоків, які мають бути під навантаженням протягом всієї доби (5):

$$s_{kut}^{GTEC} R_{ku}^{GMIN} \leq o_{kut}^{GTEC} \leq s_{kut}^{GTEC} R_{ku}^{GMAX}; \forall k \in K^{TEC}; \forall u \in U^{TEC}; \forall t \in T. \quad (5)$$

Визначення кількості енергоблоків ТЕС кожного типу, які беруть участь в покритті ГЕН має бути не більшим, ніж дозволений час (кількість періодів) їх експлуатації:

$$o_{kut}^{GTEC} = \begin{cases} \sum_{m=1}^t s_{kut}^{GTEC} : t \leq M_{ku}^{TEC} \\ \sum_{m=t-M_{ku}^{TEC}+1}^t s_{kut}^{GTEC} : t > M_{ku}^{TEC} \end{cases}; \forall t \in T; \forall k \in K^{TEC}; \forall u \in U^{TEC}. \quad (6)$$

Обмеження сумарної потужності певної кількості енергоблоків ТЕС, що застосовуються для генерування електроенергії для кожної години доби, формалізовано виразом (7):

$$o_{kut}^{GTEC} G_{ku}^{MIN} \leq p_{kut}^{TEC} \leq o_{kut}^{GTEC} G_{ku}^{MAX}; \forall k \in K^{TEC}; \forall u \in U^{TEC}; \forall t \in T. \quad (7)$$

Для кожної групи енергоблоків обмежуються максимальні значення збільшення (8) та зниження потужності (9) генерації відносно попередньої години (P_k^Δ – дозволене значення збільшення або зменшення потужності відносно попередньої години), а також обсяг наявних резервів на навантаження (10) та розвантаження (11):

$$o_{kut}^{GTEC} P_k^\Delta \geq \begin{cases} 0 : t \leq 1 \\ p_{kut}^{TEC} - p_{ku(t-1)}^{TEC} : t > 1 \end{cases}; \forall t \in T; k \in K^{TEC}; u \in U^{TEC}, \quad (8)$$

$$-o_{kut}^{GTEC} P_k^\Delta \leq \begin{cases} 0 : t \leq 1 \\ p_{kut}^{TEC} - p_{ku(t-1)}^{TEC} : t > 1 \end{cases}; \forall t \in T; k \in K^{TEC}; u \in U^{TEC}, \quad (9)$$

$$o_{kut}^{GTEC} G_{ku}^{MAX} - p_{kut}^{TEC} \geq L_{kt}^{UP}; \forall k \in K^{TEC}; \forall u \in U^{TEC}; \forall t \in T, \quad (10)$$

$$p_{kut}^{TEC} - o_{kut}^{GTEC} G_{ku}^{MIN} \geq L_{kt}^{DOWN}; \forall k \in K^{TEC}; \forall u \in U^{TEC}; \forall t \in T. \quad (11)$$

Додатково баланс між попитом на електроенергію та споживанням забезпечується маневреними режимами роботи ГЕС, які записані укрупнено, тобто для сумарної потужності всіх задіяних ГЕС. Для них знизу та згори обмежується обсяг виробництва електроенергії як протягом доби (12), так і для кожної години доби (13), а також максимальні значення збільшення (14) та зниження потужності (15) генерації відносно попередньої години:

$$P_k^{min} \leq \sum_{t=1}^T p_{kt}^G \leq P_k^{max}; k = GEC, \quad (12)$$

$$P_{kt}^{min} \leq p_{kt}^G \leq P_{kt}^{max}; \forall t \in T; k = GEC, \quad (13)$$

$$P_k^\Delta \geq \begin{cases} 0 : t \leq 1 \\ p_{kt}^G - p_{k(t-1)}^G : t > 1 \end{cases}; \forall t \in T; k = GEC, \quad (14)$$

Таблиця 1. Умови моделювання енергоблоків ТЕС, відповідно до їх встановленої потужності

Показник	800 МВт	100 МВт	150 МВт	200 МВт	300 МВт
Відпуск електроенергії в мережу МВт, мін.	500	76	96	110	175
Відпуск електроенергії в мережу МВт, макс.	750	96	140	190	280
Збільшення потужності відносно попередньої години МВт, мін.	20	10	10	10	10
Зменшення потужності відносно попередньої години МВт, макс.	100	20	40	50	100
Кількість стартів протягом доби	1	1	1	1	1
Кількість енергоблоків, що можуть бути введені в роботу для кожної години, починаючи з другої	1	1	1	2	2
Мінімальна кількість блоків, які мають працювати протягом доби	0	1	1	2	6
Максимальна кількість блоків, які можуть працювати протягом доби	1	2	2	12	12
Час безперервної роботи під навантаженням протягом доби, годин	24	24	24	24	24
Вартість відпуску електроенергії в мережу, дол. США/МВт·год	55	65	63	60	58

$$-P_k^{\Delta} \leq \begin{cases} 0: t \leq 1 \\ p_{kt}^G - p_{k(t-1)}^G : t > 1 \end{cases}; \forall t \in T; k = ГЕС, \quad (15)$$

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

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

$$p_{kt}^G \geq 0; z_i^I \geq 0; z_i^E \geq 0; p_{kt}^{TEC} \geq 0; \forall t \in T; \forall k \in K. \quad (16)$$

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 2018р., 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 у 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 – один раз на добу в насосному та один раз на добу в генераторному режимі. Тривалість роботи кожного гідроагрегату ГАЕС після його пуску – 3 год в насосному та 3 год в генераторному режимі. Моделювання енергоблоків ТЕС здійснено за припущень, наведених в табл. 1.

Як видно з даних табл. 1 розрахунки виконувались для умов, коли всі енергоблоки ТЕС мають працювати протягом всієї доби, тобто 24 год. Такі умови обрані, оскільки вони, по-перше, є нормальними для диспетчеризації вугільних енергоблоків ТЕС України, тобто ситуація тимчасових зупинок енергоблоків є не нормальною, а по-друге, ці умови є граничними для можливості включити максимальний обсяг генерації ВЕС та СЕС. Розрахунки виконано для встановленої потужності ВЕС 1100 МВт і СЕС – 4000 МВт. Профілі генерації потужності вітрових та сонячних електростанцій задаються за фактичними даними їх участі в покритті навантаження фактичного добового ГЕН 13 жовтня 2018 р., диспетчеризація гідроагрегатів ГАЕС здійснювалась за стратегією «Гнучкий режим» [9].

У моделі використані такі значення вартості постачання електроенергії: ТЕЦ – 2500, АЕС – 800, ГЕС – 700, ВЕС – 3000, СЕС – 4000 грн/МВт·год, а для ГАЕС – закупівля електроенергії за тарифом постачання від АЕС (800 грн/МВт·год), постачання за середнім тарифом ТЕС –

Таблиця 2. Результати оптимізації диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС та енергоблоків ТЕС при покритті графіка споживання ОЕС України (вимоги до забезпечення певних обсягів резервів на ТЕС відсутні), МВт

Час, год	Спож.	ТЕС	ГЕС	ГАЕС насочн.	ГАЕС генер.	ВЕС+ СЕС	Генерація ТЕС 800	Генерація ТЕС 300	Генерація ТЕС 200	Генерація ТЕС 150	Генерація ТЕС 100	Розв./Нав. резерв, тільки ТЕС	Розв./Нав. резерв, ТЕС+ ГЕС+ ГАЕС
01	14709	2756,8	501,5	43,0	0,0	893,7	—	1864,8	720,0	96,0	76,0	1139/420	1339/1681
02	14091	2606,8	250,0	259,5	0,0	893,7	—	1774,8	660,0	96,0	76,0	1289/270	1526/1394
03	13955	2545,1	250,0	302,5	0,0	862,4	—	1713,1	660,0	96,0	76,0	1351/208	1776/1144
04	13825	2695,1	316,7	680,5	0,0	893,7	—	1803,1	720,0	96,0	76,0	1201/358	1814/1173
05	14029	2734,6	267,6	464,0	0,0	890,8	—	1893,1	669,4	96,0	76,0	1161/398	2098/839
06	14479	2884,6	524,6	421,0	0,0	890,8	—	1983,1	729,4	96,0	76,0	1011/548	2272/748
07	14764	2949,3	250,0	0,0	0,0	964,7	—	2073,1	704,2	96,0	76,0	947/612	2208/712
08	15178	3099,3	257,0	0,0	0,0	1221,7	—	2163,1	764,2	96,0	76,0	797/762	2058/869
09	16147	3175,3	530,7	0,0	0,0	1841,0	—	2253,1	750,2	96,0	76,0	721/838	1982/1038
10	16394	3062,5	250,0	0,0	0,0	2481,5	—	2200,3	690,2	96,0	76,0	833/726	2094/826
11	16607	2942,3	250,0	216,5	0,0	3031,2	—	2110,3	660,0	96,0	76,0	954/605	2215/705
12	16540	2987,5	396,5	637,5	0,0	3193,5	—	2095,5	720,0	96,0	76,0	908/651	2169/851
13	16244	2837,5	250,0	637,5	0,0	3194,0	—	2005,5	660,0	96,0	76,0	1058/501	2319/601
14	16204	2987,5	406,8	842,0	0,0	3051,6	—	2095,5	720,0	96,0	76,0	908/651	2169/851
15	16209	3137,5	251,1	421,0	0,0	2641,3	—	2185,5	780,0	96,0	76,0	758/801	2019/902
16	16071	3287,5	616,2	464,0	0,0	2031,2	—	2275,5	840,0	96,0	76,0	608/951	1869/1151
17	16139	3437,5	858,9	43,0	0,0	1285,5	—	2365,5	900,0	96,0	76,0	458/1101	1719/1301
18	16496	3564,7	1252,1	43,0	324,0	798,2	—	2432,7	960,0	96,0	76,0	331/1228	1592/1752
19	17660	3712,0	1752,1	0,0	836,0	759,9	—	2520,0	1020,0	96,0	76,0	184/1375	1445/2411
20	18010	3772,0	1805,7	0,0	1061,0	771,3	—	2520,0	1080,0	96,0	76,0	124/1435	1191/2696
21	17674	3742,4	1487,9	0,0	1061,0	782,7	—	2520,0	1050,4	96,0	76,0	154/1405	1227/2854
22	16936	3697,6	1249,8	0,0	549,0	839,6	—	2520,0	990,4	106,0	81,2	198/1361	722/2847
23	16080	3532,4	749,8	0,0	324,0	873,7	—	2430,0	930,4	96,0	76,0	364/1195	564/2780
24	15215	3562,4	250,0	0,0	0,0	802,6	—	2520,0	870,4	96,0	76,0	334/1225	534/2386
Сума	379656	75711	14975	5475	4155	35890	—	52318	19249	2314	1829	—	—

1512 грн/МВт·год. Значення виробництва електроенергії протягом доби ГЕС задано за результатами фактичних даних виробництва відповідно до фактичного добового графіка 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 250 до 2100 МВт з максимальним рівнем зміни потужності до попередньої години – 500 МВт.

Розрахунки виконано з метою визначення можливості забезпечення вимог до резервів відновлення частоти в ОЕС України відповідно до КСП. Наявність резервів на завантаження та розвантаження для ГЕС прийнято на рівні не більшому 200 МВт, а для ГАЕС розраховувалась з урахуванням можливості пуску гідроагрегатів в насосному та генераторному режимах, причому РВЧ на завантаження для ГАЕС враховувався з урахуванням наявності води у верхньому водосховищі, а також з урахуванням наявності гідроагрегатів, які не задіяні в генераторному режимі.

Розрахунок за умови відсутності вимог до наявності РВЧ на завантаження та розвантаження на ТЕС (рис. 1, табл. 2, права вісь на рисунку використовується для відображення сумарної потужності споживання електроенергії ГАЕС у насосному режимі та генерації електроенергії в генераторному) показують, що для участі в покритті навантаження добового ГЕН оптимальним є такий склад енергоблоків ТЕС: 9 енергоблоків встановленою потужністю 300 МВт, 6 енергоблоків – 200 МВт, 1 енергоблок – 150 МВт та 1 – 100 МВт. Згідно отриманого рішення починаючи з 22-ої години в ОЕС України недостатньо резервів на завантаження, для 23-ої та 24-ої години дефіцит резервів становить близько 450 МВт.

Результати розрахунків за умови забезпечення РВЧ на завантаження на ТЕС в обсязі 650 МВт, а на розвантаження 200 МВт за рахунок іншої диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС та енергоблоків ТЕС можна забезпечити дотримання вимог КСП щодо РВЧ як на навантаження (1000 МВт) так і на розвантаження (500 МВт) протягом всієї доби (рис. 2, табл. 3, права вісь на рисунку використовується для відображення сумарної потужності споживання електроенергії ГАЕС у насосному режимі та генерації електроенергії в генераторному). Лише для 24-ої години є дефіцит РВЧ на навантаження в обсязі 6 МВт, що з урахуванням загального обсягу споживання потужності в ОЕС України для цієї години на рівні більшому ніж 15000 МВт не є

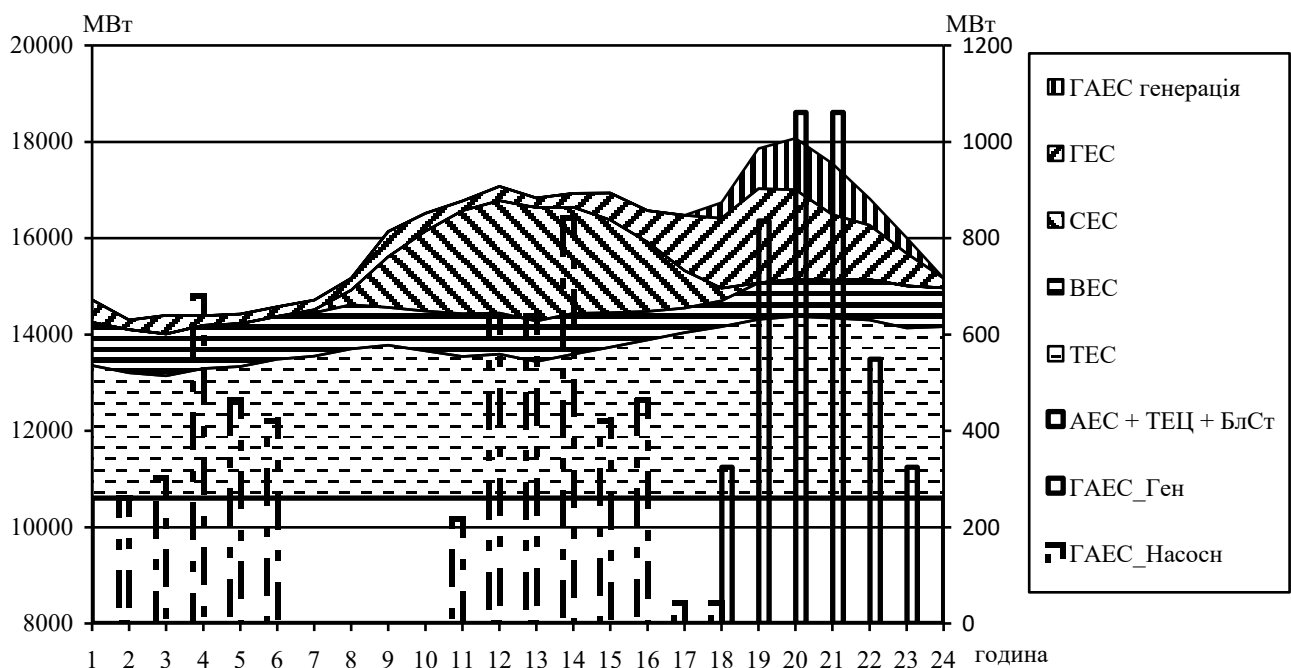


Рис. 1. Результати оптимізації диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС та енергоблоків ТЕС при покритті графіка споживання ОЕС України за умови відсутності вимоги до забезпечення певних обсягів резервів на ТЕС

Таблиця 3. Результати оптимізації диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС та енергоблоків ТЕС при покритті графіка споживання ОЕС України (вимоги до забезпечення резервів на ТЕС: на навантаження – 650 МВт, на розвантаження – 200 МВт), МВт

Час, год	Спож.	ТЕС	ГЕС	ГАЕС насоч.	ГАЕС генер.	ВЕС+ СЕС	Генерація ТЕС 800	Генерація ТЕС 300	Генерація ТЕС 200	Генерація ТЕС 150	Генерація ТЕС 100	Розв./Нав. резерв, тільки ТЕС	Розв./Нав. резерв, ТЕС+ ГЕС+ ГАЕС
01	14709	2918,3	297,0	0,0	0,0	893,7	536,3	1850,0	360,0	96,0	76,0	1438/394	1638/1602
02	14091	2768,3	250,0	421,0	0,0	893,7	516,3	1750,0	330,0	96,0	76,0	1588/244	1788/1405
03	13955	2918,3	416,3	842,0	0,0	862,4	536,3	1850,0	360,0	96,0	76,0	1438/394	1962/1331
04	13825	2902,2	271,2	842,0	0,0	893,7	520,2	1850,0	360,0	96,0	76,0	1454/378	2302/912
05	14029	2752,2	250,0	464,0	0,0	890,8	500,2	1750,0	330,0	96,0	76,0	1604/228	2452/741
06	14479	2781,2	250,0	43,0	0,0	890,8	520,2	1759,0	330,0	96,0	76,0	1575/257	2460/733
07	14764	2931,2	311,1	43,0	0,0	964,7	540,2	1859,0	360,0	96,0	76,0	1425/407	2347/907
08	15178	3081,2	275,1	0,0	0,0	1221,7	560,2	1959,0	390,0	96,0	76,0	1275/557	2234/984
09	16147	3068,8	637,2	0,0	0,0	1841,0	556,8	1950,0	390,0	96,0	76,0	1287/545	2246/1047
10	16394	2918,8	393,7	0,0	0,0	2481,5	536,8	1850,0	360,0	96,0	76,0	1437/395	2396/897
11	16607	2768,8	250,0	43,0	0,0	3031,2	516,8	1750,0	330,0	96,0	76,0	1587/245	2546/647
12	16540	2756,0	250,0	259,5	0,0	3193,5	504,0	1750,0	330,0	96,0	76,0	1600/232	2559/634
13	16244	2880,5	250,0	680,5	0,0	3194,0	524,0	1850,0	334,5	96,0	76,0	1475/357	2585/608
14	16204	3030,5	375,8	854,0	0,0	3051,6	544,0	1950,0	364,5	96,0	76,0	1325/507	2586/707
15	16209	3180,5	424,6	637,5	0,0	2641,3	564,0	2050,0	394,5	96,0	76,0	1175/657	2436/857
16	16071	3303,3	395,9	259,5	0,0	2031,2	584,0	2150,0	397,3	96,0	76,0	1053/779	2314/979
17	16139	3400,5	895,9	43,0	0,0	1285,5	604,0	2250,0	374,5	96,0	76,0	955/877	2216/1077
18	16496	3490,5	1326,3	43,0	324,0	798,2	624,0	2350,0	344,5	96,0	76,0	865/967	2126/1491
19	17660	3637,8	1826,3	0,0	836,0	759,9	644,0	2450,0	371,8	96,0	76,0	718/1114	1805/2150
20	18010	3706,0	1871,7	0,0	1061,0	771,3	664,0	2528,2	341,8	96,0	76,0	650/1182	1783/2443
21	17674	3706,0	1524,3	0,0	1061,0	782,7	684,0	2520,0	330,0	96,0	76,0	650/1182	1723/2631
22	16936	3706,0	1241,4	0,0	549,0	839,6	704,0	2454,9	360,0	106,0	81,2	650/1182	1174/2668
23	16080	3540,8	741,4	0,0	324,0	873,7	684,0	2354,9	330,0	96,0	76,0	815/1017	1015/2602
24	15215	3562,4	250,0	0,0	0,0	802,6	704,0	2356,4	330,0	96,0	76,0	794/1038	994/2199
Сума	379656	75711	14975	5475	4155	35890	13872	49191	8504	2314	1829	—	—

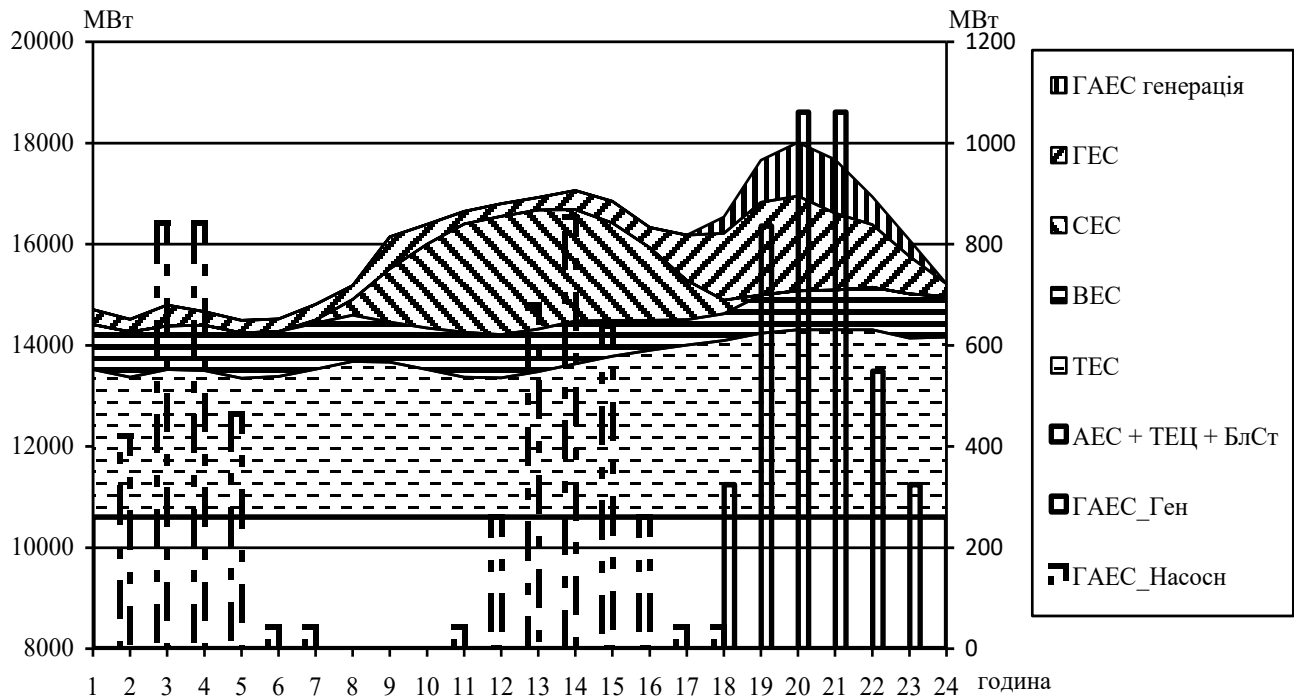


Рис. 2. Результати оптимізації диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС та енергоблоків ТЕС при покритті графіка споживання ОЕС України (вимоги до забезпечення резервів на ТЕС: на навантаження – 500 МВт, на розвантаження – 200 МВт)

суттєвим оскільки цієї години ГЕС працюють з мінімальним навантаженням і тому вони мають суттєвий обсяг резерву на завантаження. Для покриття добового ГЕН згідно рішення використовується інший склад енергоблоків ТЕС: 1 енергоблок встановленою потужністю 800 МВт, 10 енергоблоків встановленою потужністю 300 МВт, 3 енергоблоки – 200 МВт, 1 енергоблок – 150 МВт та 1 – 100 МВт.

Незважаючи на різний склад блоків сумарна генерація ТЕС протягом доби є однаковою для обох варіантів розрахунків, обсяг споживання електроенергії для роботи гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі, а також обсяг генерації електроенергії ГАЕС також є однаковим для обох варіантів. Отже дотримання РВЧ в обсягах, що відповідають вимогам КСП, досягається лише за рахунок іншої структури задіяного обладнання ТЕС, а також іншої диспетчеризації енергоблоків ТЕС та гідроагрегатів ГАЕС. Час виконання одного розрахунку запропонованої математичної моделі, яка реалізована на мові MathProg на звичайному офісному комп'ютері, становить приблизно 30 с, що дозволяє практичне використання моделі для формування декількох режимів диспетчеризації генеруючого обладнання ОЕС України при покритті ГЕН з подальшим їх аналізом та пошуку такого режиму, який найкращим чином забезпечує вимоги балансової надійності.

ВИСНОВКИ

1. Запропоновано модель математичного програмування з цілочисельними змінними, яка забезпечує пошук оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій та гідроагрегатів гідроакмулюючих електростанцій України при покритті добового графіка електричних навантажень, яка дозволяє знаходити оптимальне рішення з урахуванням дотримання вимог балансової надійності енергосистеми. В моделі враховані специфічні техніко-економічні показники основних типів енергоблоків ТЕС України, зокрема, зміна потужності генерації в діапазоні від мінімального до номінального рівнів навантаження, швидкість зміни навантаження. Гідроагрегати ГАЕС України моделюються з урахуванням незмінності потужності споживання та генерації електроенергії при роботі в насосному та генераторному режимах. В математичній моделі реалізована можливість забезпечення підтримки резервів відновлення частоти (вторинного регулювання) на заданому рівні, що розміщуються на ТЕС.

2. Як свідчать результати розрахунків дотримання резервів відновлення частоти в обсягах, що відповідають вимогам, КСП досягається лише за рахунок отримання такого рішення математичної моделі, в якому результатом є використання іншої структури заді-

яного обладнання ТЕС, а також іншої диспетчеризації енергоблоків ТЕС та гідроагрегатів ГАЕС. Причому незважаючи на різний склад енергоблоків ТЕС сумарна генерація ТЕС в цілому протягом доби є однаковою для обох варіантів здійснених розрахунків, обсяг споживання електроенергії для роботи гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі, а також обсяг генерації електроенергії ГАЕС також є одним для обох варіантів.

3. Наведена в статті математична модель реалізована на мові MathProg з використанням пакету оптимізації GLPK. Для здійснення одного розрахунку необхідно лише близько 30 с, що дозволяє практичне використання моделі для формування декількох режимів диспетчеризації генеруючого обладнання ОЕС України при покритті ГЕН з подальшим їх аналізом та пошуку такого режиму, який найкращим чином забезпечує вимоги балансової надійності. Зокрема, така швидкість розрахунків надає можливість використовувати модель для серії профілів генерації електроенергії ВЕС та СЕС, яким притаманні стохастичні властивості генерування потужності. Це створює передумови розвитку математичної моделі із застосуванням методів стохастичного програмування для отримання робастних рішень.

4. 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, ГЕС та накопичувачів енергії.

1. Цілі розвитку тисячоліття 2000–2015. *United Nation Ukraine*. URL: <http://www.un.org.ua/ua/tsili-rozvytku-tysiacholittia/mdgs> (дата звернення: 14.01.2020).
2. News on Millennium Development Goals. *United Nation*. URL: <http://www.un.org/millenniumgoals/> (дата звернення: 14.01.2020).
3. Sustainable Development Goals. *United Nation*. URL: <https://sustainabledevelopment.un.org/sdgs> (дата звернення: 14.01.2020).
4. Про Цілі сталого розвитку України на період до 2030 року: Указ Президента України від 30.09.2019 № 722/2019. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/722/2019> (дата звернення 14.01.2020).
5. Національна доповідь 2017 «Цілі сталого розвитку: Україна». *United Nation Ukraine*. URL: http://www.un.org.ua/images/SDGs_NationalReportUA_Web_1.pdf (дата звернення 14.01.2020).
6. Про затвердження Кодексу системи передачі: Закон України в редакції від 08.11.2019 № v0309874-18. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18> (дата звернення: 14.01.2020).
7. Chattopadhyay, Deb. (2018). World Bank Electricity Planning Model (EPM): Mathematical Formulation World Bank Electricity Planning Model.
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., Тюрютіков О.І., Тарасенко П.В. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального режиму завантаження гідроагрегатів гідроакумулюючих електростанцій при покритті добового графіку електричних навантажень енергосистеми України. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 4(59). С. 13–23. <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.013>
10. Makhorin Andrew. Modeling Language GNU MathProg. Language Reference – for GLPK. Version 4.58. February 2016. URL: <http://ftp.gnu.org/gnu/glpk/glpk-4.63.tar.gz> (дата звернення: 14.01.2020).
11. GLPK (GNU Linear Programming Kit). URL: <https://www.gnu.org/software/glpk/> (дата звернення: 14.01.2020).

Надійшла до редколегії: 16.01.2020