

УДК 621.3:519.8

В. А. ДЕНИСОВ, ORCID: 0000-0002-3297-1114

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

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ ПРИ ПОКРИТТІ ДОБОВОГО ГРАФІКА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ, ЗАБЕЗПЕЧЕННІ НЕОБХІДНИХ ОБСЯГІВ РЕЗЕРВУВАННЯ ТА ВИКОРИСТАННІ НАКОПИЧУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ

Наведено модель математичного програмування з цілочисельними змінними, застосування якої забезпечує пошук оптимальних режимів резервування та завантаження накопичувальних потужностей електростанцій України при покритті добового графіка електричних навантажень. У математичній моделі враховано специфічні особливості роботи резервних та накопичувальних потужностей енергосистеми України – граничні можливості зміни потужності накопичення та генерації електроенергії агрегатів енергосистеми України. Математична модель може бути застосована в задачах як короткострокового формування прогнозних балансів покриття добових графіків електричних навантажень, так і в дослідженнях довгострокового розвитку накопичувальних та 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, резервні та накопичувальні потужності, модель лінійного програмування, режим навантаження енергосистеми, оптимальне рішення.

Постійне падіння середньозваженої собівартості генерації електроенергії технологіями відновлюваної енергетики порівняно з аналогічними типовими показниками традиційних технологій і відповідне зростання встановленої потужності сонячних і вітрових електростанцій загострює проблему балансової стійкості ОЕС України.

Необхідність врахування природної стохастичності потужності генерації вітрових та сонячних електростанцій, а також імовірнісний характер аварійних відмов складових енергосистеми вимагає пошуку додаткових можливостей для забезпечення збалансованості енергосистеми. Ці можливості можуть бути забезпечені за рахунок запровадження нових режимів диспетчеризації агрегатів, що забезпечують резервування та накопичення електроенергії, а у разі недостатності цих заходів запровадження додаткових, значно більш маневрених накопичувальних та резервних електрогенеруючих потужностей, зокрема великих мережевих накопичувачів.

Для використання великих мережевих накопичувачів виробники змушені об'єднувати необхідну кількість менших виробів у єдиний накопичувач. Наприклад, [1] запатентована рідинно-динамічна система Multigrids™ компа-

нії «StorEn Technologies» усуває «перезарядку», що є основною технічною перешкодою при збільшенні розміру наборів проточних батарей. StorEn's Multigrids™ дозволяє будувати великі набори TITANstack™, що працюють з тисячами підсилювачів і забезпечують велику експлуатаційну потужність (для акумуляторних батарей з ванадієвим потоком). Це нововведення спрощує складність системи та дозволяє істотно знизити витрати.

У свою чергу, регіональний розподіл накопичувачів великої потужності визначається урахуванням технологічних особливостей побудови ОЕС. У запропонованій нижче моделі цей фактор не розглядається, а враховується сумарна потужність всіх накопичувачів, які використовуються в системі.

Статті [2, 3] присвячені аналізу фактичних річних графіків покриття електричних навантажень ОЕС України та формуванню нових режимів диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС, які ще не є усталеною практикою [4]. Результати цього аналізу зумовлюють доцільність розробки математичних моделей, реалізація яких дозволить обраховувати за прийнятний час необхідну кількість варіантів режимів диспетчеризації для забезпечення збалансованості енергосистеми, зокрема, за рахунок запровадження доцільних режимів використання

© В. А. ДЕНИСОВ, 2020

агрегатів, що забезпечать резервування та накопичення електроенергії, а у разі недостатності цих заходів, запровадження додаткових, значно більш маневрених накопичувальних та резервних електрогенеруючих потужностей.

Розробці та дослідженню модифікованої математичної моделі визначення оптимальних режимів функціонування енергосистеми України при покритті добового графіка електричних навантажень та забезпечення необхідних обсягів резервування, в якій на відміну від моделей запропонованих в статтях [2, 3], використовуються накопичувачі великої потужності та досліджується ефективність їх сумарного використання, присвячена дана стаття.

У модифікованій математичній моделі, яка побудована для енергосистеми України, використані такі множини, параметри та змінні.

Множини:

T – горизонт моделювання, годин, тижнів, років;

WPP – перелік генераторів ГЕС;

TCC – множина енергоблоків ТЕС;

HP – перелік генераторів ГАЕС;

Параметри:

DATE – дата моделювання.

Параметри АЕС, СЕС, ВЕС:

C_{NPP}^C – собівартість постачання електроенергії в мережу енергоблоком АЕС, дол. США/МВт·год;

C_{PV}^C – собівартість постачання електроенергії в мережу енергоблоком СЕС, дол. США/МВт·год;

C_{WIND}^C – собівартість постачання електроенергії в мережу енергоблоком ВЕС, дол. США/МВт·год;

P_{NPP}^{Σ} – загальна потужність, яку всі АЕС віддають в мережу, МВт;

$P_{PV}^{\Sigma G}$ – максимально припустимий рівень потужності генерації всіма СЕС, МВт;

$P_{WIND}^{\Sigma G}$ – максимально припустимий рівень потужності генерації всіма ВЕС, МВт;

K_{PV}^G – прогнозований коефіцієнт збільшення потужності генерації всіма СЕС;

K_{WIND}^G – прогнозований коефіцієнт збільшення потужності генерації всіма ВЕС;

Параметри ГЕС:

P_{WPP} – встановлена потужність гідроагрегатів ГЕС, МВт;

P_{WPP}^{MAX} – максимальна потужність, яку гідроагрегат ГЕС віддає в мережу, МВт;

P_{WPP}^{MIN} – мінімальна потужність, яку гідроагрегат ГЕС віддає в мережу, МВт;

$P_{WPP}^{RUMP_MAX}$ – максимальна можлива зміна потужності гідроагрегату ГЕС коли він працює, МВт;

$P_{WPP}^{\Sigma G}$ – максимально припустимий рівень потужності генерації всіма ГЕС, МВт;

$E_{WPP}^{D_MAX}$ – максимальний обсяг енергії, яку ГЕС віддає в мережу потягом доби, МВт·год.

$E_{WPP}^{D_MIN}$ – мінімальний обсяг енергії, яку ГЕС віддає в мережу потягом доби, МВт·год.

C_{WPP}^G – собівартість постачання електроенергії в мережу гідроагрегатом ГЕС, дол США/МВт·год.

Параметри ТЕС:

P_{TPP} – встановлена потужність енергоблоків ТЕС, МВт;

K_{TPP} – кількість енергоблоків ТЕС кожного типу;

P_{TPP}^{MAX} – максимальна потужність, яку енергоблок ТЕС віддає в мережу, МВт;

P_{TPP}^{MIN} – мінімальна потужність, яку енергоблок ТЕС віддає в мережу, МВт;

$P_{TPP}^{RUMP_MIN}$ – мінімальна можлива зміна потужності енергоблоку ТЕС коли він працює, МВт;

$P_{TPP}^{RUMP_MAX}$ – максимальна можлива зміна потужності енергоблоку ТЕС коли він працює, МВт;

C_{TPP}^G – собівартість постачання електроенергії в мережу енергоблоком ТЕС, дол США/МВт год;

k_{TPP}^{GD} – кількість стартів енергоблоків ТЕС протягом доби;

$k_{TPP}^{G_MIN}$ – мінімальна кількість енергоблоків ТЕС що несуть навантаження;

$k_{TPP}^{G_MAX}$ – максимальна кількість енергоблоків ТЕС що несуть навантаження;

τ_{TPP}^{GD} – тривалість (кількість годин) експлуатації енергоблоку ТЕС протягом доби;

R_{TPP}^{SWITCH} – 1 – використовувати резервування за допомогою ТЕС, 0 – не використовувати;

R_{TPP}^{UP} – 1 – враховувати мінімальне значення резерву на навантаження за допомогою ТЕС, 0 – не враховувати;

R_{TPP}^{DOWN} – 1 – враховувати мінімальне значення резерву на розвантаження за допомогою ТЕС, 0 – не враховувати;

$R_{TPP}^{MIN_UP}$ – мінімальне значення резерву на навантаження за допомогою ТЕС, МВт;

$R_{TPP}^{MIN_DOWN}$ – мінімальне значення резерву на розвантаження за допомогою ТЕС, МВт.

Параметри ГАЕС:

P_{HP} – потужність гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі, МВт;

G_{HP} – потужність гідроагрегатів ГАЕС у режимі генерації, МВт;

C_{HP}^G – собівартість використання гідроагрегатів ГАЕС у режимі генерації, дол США/МВт·год;

C_{HP}^P – собівартість використання гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі, дол США/МВт·год;

V_{HP}^P – максимальний обсяг енергії, накопичений гідроагрегатом ГАЕС у насосному режимі, МВт·годин;

τ_{HP}^{PG} – час (кількість годин) безперервної роботи гідроагрегатів ГАЕС у насосному та генераторному режимі;

k_{HP}^{DPG} – кількість пусків протягом доби гідроагрегатів ГАЕС у насосному та генераторному режимі.

O_{HP}^D – обмеження кількості пусків протягом доби гідроагрегатів ГАЕС: 1 – кожен гідроагрегат має бути запущений один раз, 0 – можна не дотримуватись умови;

V_{HP}^{WD} – баланс накопичення та використання води протягом доби гідроагрегатів ГАЕС: 1 – кожен гідроагрегат має використати всю накопичену воду, 0 – можна не дотримуватись умови;

$P_{HP}^{\sum P}$ – максимально припустимий рівень споживання потужності для закачування всіма ГАЕС, МВт;

$P_{HP}^{\sum G}$ – максимально припустимий рівень потужності генерації всіма ГАЕС, МВт;

O_{HP}^{ST} – обмеження одночасного функціонування гідроагрегатів ГАЕС: 1 – не можна одночасно закачувати та генерувати, якщо в певний період часу гідроагрегат закачує, то всі ніші гідроагрегати не можуть генерувати, 0 – можна не дотримуватись умови;

R_{HP}^{SWITCH} – 1 – використовувати резервування за допомогою ГАЕС, 0 – не використовувати;

R_{HP}^{UP} – 1 – враховувати максимальне значення резерву на навантаження за допомогою ГАЕС, 0 – не враховувати;

R_{HP}^{DOWN} – 1 – враховувати мінімальне значення резерву на розвантаження за допомогою ГАЕС, 0 – не враховувати;

$R_{HP}^{MAX_UP}$ – максимальне значення резерву на навантаження за допомогою ГАЕС, МВт;

$R_{HP}^{MIN_DOWN}$ – мінімальне значення резерву на розвантаження за допомогою ГАЕС, МВт.

Параметри накопичувача (батареї):

V_B – встановлена ємність накопичувача, МВт·год;

$P_B^{G_MAX}$ – максимальна потужність, яку накопичувач віддає в мережу, МВт;

$P_B^{C_MAX}$ – максимальна потужність, яку накопичувач споживає з мережі під час заряду, МВт;

$E_B^{D_MAX}$ – максимально припустимий обсяг заряду-розряду накопичувача за добу, МВт·год;

C_B^G – собівартість постачання електроенергії в мережу накопичувачем, дол США/МВт·год;

C_B^C – собівартість споживання електроенергії з мережі накопичувачем під час заряду, дол США/МВт·год;

R_B^{SWITCH} – 1 – використовувати резервування за допомогою накопичувача, 0 – не використовувати;

R_B^{UP} – 1 – враховувати максимальне значення резерву на навантаження за допомогою накопичувача, 0 – не враховувати;

R_B^{DOWN} – 1 – враховувати максимальне значення резерву на розвантаження за допомогою накопичувача, 0 – не враховувати;

$R_B^{MAX_UP}$ – максимальне значення резерву на навантаження за допомогою накопичувача, МВт;

$R_B^{MAX_DOWN}$ – максимальне значення резерву на розвантаження за допомогою накопичувача, МВт;

E_B^r – баланс заряду-розряду накопичувача за попередні години: 1 – сумарний заряд батареї має бути більшим за сумарний розряд за попередні години, 0 – сумарний заряд батареї має бути більшим нуля.

Параметри загального резервування:

R_{ALL}^{UP} – 1 – враховувати мінімальне значення загального резерву на навантаження, 0 – не враховувати;

R_{ALL}^{DOWN} – 1 – враховувати мінімальне значення загального резерву на розвантаження, 0 – не враховувати;

$R_{ALL}^{MIN_UP}$ – мінімальне значення загального резерву на навантаження, МВт;

$R_{ALL}^{MIN_DOWN}$ – мінімальне значення загального резерву на розвантаження, МВт.

Параметри імпорту-експорту:

P_I^{MAX} – максимальна потужність імпорту, МВт;

P_E^{MAX} – максимальна потужність експорту, МВт;

P_I^{MIN} – мінімальна потужність імпорту, МВт;

P_E^{MIN} – мінімальна потужність експорту, МВт;

$E_I^{D_MAX}$ – максимально припустимий обсяг імпорту за добу, МВт·год;

$E_E^{D_MAX}$ – максимально припустимий обсяг експорту за добу, МВт·год;

$E_I^{D_MIN}$ – мініально припустимий обсяг імпорту за добу, МВт·год;

$E_E^{D_MIN}$ – мініально припустимий обсяг експорту за добу, МВт·год;

C_I^G – собівартість імпорту;

C_E^G – собівартість експорту;

E_{IE}^D – баланс обсягів імпорту-експорту: 1 – нульове сальдо перетоків, 0 – не дотримуємося умови нульового сальдо.

Параметри штрафних функцій:

$C_{deficit}^P$ – вартість штрафу за недостатню потужність покриття;

$C_{overplus}^P$ – вартість штрафу за надлишок потужності покриття.

Змінні оптимізаційної моделі, що використовуються при оптимізації погодинного функціонування енергетичної системи для покриття графіка навантаження.

Змінні, що використовуються при оптимізації погодинного функціонування АЕС, ГЕС, СЕС та ВЕС:

P_t^{NPP} – сумарна погодинна потужність, яку всі АЕС віддають у мережу, МВт;

P_t^{WPP} – сумарна погодинна потужність, яку всі ГЕС віддають у мережу, МВт;

P_t^{PV} – сумарна погодинна потужність, яку всі СЕС віддають у мережу, МВт;

P_t^{WIND} – сумарна погодинна потужність, яку всі ВЕС віддають у мережу, МВт;

Змінні, що використовуються при оптимізації погодинного функціонування ТЕС:

P_t^{TPP} – погодинна потужність, яку кожний енергоблок ТЕС віддає у мережу, МВт;

Y_{bt}^{TPP} – ознака старту (включення) енергоблоку, або декількох енергоблоків ТЕС під навантаження, бінарна змінна, 1 – старт, сума цих змінних – кількість стартів енергоблоку за добу;

Y_{et}^{TPP} – ознака зупинки (виключення) енергоблоку, або декількох енергоблоків ТЕС з під навантаження, бінарна змінна, 1 – стоп;

Y_{ot}^{TPP} – кількість енергоблоків ТЕС в покритті графіка навантаження в конкретний період часу після старту в попередній період;

Y_{Lt}^{TPP} – ознака участі енергоблоку ТЕС у покритті графіка навантаження в конкретний період.

Змінні, що використовуються при оптимізації погодинного функціонування ГАЕС:

P_t^{HP} – погодинна потужність, яку кожний енергоблок ГАЕС споживає з мережі в насосному режимі, МВт;

G_t^{HP} – погодинна потужність, яку кожний енергоблок ГАЕС віддає у мережу в режимі генерації, МВт;

Y_{bt}^{HP-P} – ознака старту (включення) гідроагрегату ГАЕС у насосному режимі, бінарна змінна;

Y_{bt}^{HP-G} – ознака старту (включення) гідроагрегату ГАЕС у режимі генерації бінарна змінна;

E_t^{HP} – поточний обсяг накопиченої енергії кожної ГАЕС, МВт·год;

$E_t^{HP-\Sigma}$ – сумарний поточний обсяг накопиченої енергії всіма ГАЕС, МВт·год.

Змінні, що використовуються при оптимізації погодинного функціонування накопичувача:

P_t^{BC} – погодинна потужність, яку накопичувач споживає з мережі в режимі заряду, МВт;

P_t^{BG} – погодинна потужність, яку накопичувач віддає у мережу в режимі розряду, МВт;

E_t^{BC} – поточний обсяг накопиченої енергії накопичувачем у режимі заряду, МВт·год;

E_t^{BG} – поточний обсяг відданої енергії накопичувачем у мережу в режимі розряду, МВт·год.

Змінні, погодинного використання імпорту та експорту:

P_t^I – погодинна потужність імпорту електроенергії в мережу, МВт;

P_t^E – погодинна потужність експорту електроенергії з мережі, МВт.

Змінні, погодинного резерву для навантаження та розвантаження системи.

R_t^{TPP-UP} – погодинна потужність резерву ТЕС на навантаження, МВт;

$R_t^{TPP-DOWN}$ – погодинна потужність резерву ТЕС на розвантаження, МВт;

R_t^{HP-UP} – погодинна потужність резерву ГАЕС на навантаження, МВт;

$R_t^{HP-DOWN}$ – погодинна потужність резерву ГАЕС на розвантаження, МВт;

R_t^{B-UP} – погодинна потужність резерву накопичувача на навантаження, МВт;

R_t^{B-DOWN} – погодинна потужність резерву накопичувача на розвантаження, МВт;

$R_t^{\Sigma-UP}$ – погодинна потужність сумарного резерву системи на навантаження, МВт;

$R_t^{\Sigma-DOWN}$ – погодинна потужність сумарного резерву системи на розвантаження, МВт.

Штрафні змінні, недостатньої або надлишкової погодинної потужності системи:

$P_t^{P-deficit}$ – обсяг недостатньої потужності покриття, МВт;

$P_t^{P-overplus}$ – обсяг надлишкової потужності покриття, МВт.

Змінна необхідної погодинної потужності для покриття графіка електричних навантажень системи:

D_t – необхідна погодинна потужність, (МВт) для покриття графіка навантаження системи [5].

Основні формули і обмеження оптимізаційної моделі наведені нижче.

У модифікованій математичній моделі як критерій оптимальності використовується сума витрат на виробництво електроенергії протягом доби (1) з використанням генеруючих потужнос-

тей, що беруть участь у покритті графіка електричних навантажень за виключенням витрат на роботу гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі та витрат на роботу накопичувача в режимі заряду. Враховуються додаткові «штрафні» витрати у випадку, якщо неможливо забезпечити дотримання балансу (2) без використання штрафних змінних $P_t^{P_deficit}$ та $P_t^{P_overplus}$. Зрозуміло, що необхідність використання цих штрафних змінних є ознакою невідповідності множини параметрів та складових енергетичної системи заданому графіку електричних навантажень і необхідності аналізу причин такої ситуації та пошуку шляхів вирішення виявленої невідповідності:

$$\sum_t \left[\begin{aligned} & C_{NPP}^G \cdot P_t^{NPP} + C_{PV}^G \cdot P_t^{PV} + C_{WIND}^G \cdot P_t^{WIND} + \\ & + C_{WPP}^G \cdot P_t^{WPP} + \sum_{TPP} C_{TPP}^G \cdot P_t^{TPP} + \\ & \sum_{HP} (C_{HP}^G \cdot G_t^{HP} + C_{HP}^P \cdot P_t^{HP}) + \\ & + C_B^G \cdot P_t^{BG} + C_B^P \cdot P_t^{BC} + C_I^G \cdot P_t^I + C_E^G \cdot P_t^E + \\ & C_{deficit}^P \cdot P_t^{P_deficit} + C_{overplus}^P \cdot P_t^{P_overplus} \end{aligned} \right] \rightarrow \min. \quad (1)$$

Для кожного моменту часу має бути дотриманий баланс (2) між обсягом споживання та виробництва електроенергії з урахуванням можливості використання частини виробленої енергії на роботу гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі, на накопичення енергії в режимі заряду батарей накопичувача, на експорт електроенергії та із можливістю забезпечення збалансованості за рахунок імпорту та штрафних змінних:

$$\sum_t \left[\begin{aligned} & P_t^{NPP} + P_t^{PV} + P_t^{WIND} + P_t^{WPP} + \sum_{TPP} P_t^{TPP} + \\ & + \sum_{HP} (G_t^{HP} - P_t^{HP}) + P_t^{BG} - P_t^{BC} \\ & + P_t^I - P_t^E + P_t^{P_deficit} - P_t^{P_overplus} \end{aligned} \right] = D_t. \quad (2)$$

У процесі моделювання використовуються технологічні та алгоритмічні обмеження, які дозволяють істотно уточнити результати моделювання, спрогнозувати межі допустимості окремих параметрів і область застосовності моделі в цілому. Найбільш значимі з обмежень перелічені нижче.

Задана загальна потужність, яку всі АЕС віддають у мережу:

$$P_t^{NPP} = P_{NPP}^\Sigma. \quad (3)$$

Обмеження допустимої потужності СЕС та ВЕС у конкретний період часу:

$$P_t^{PV} = \begin{cases} P_t^{PV} : P_t^{PV} \leq P_{PV}^{\Sigma G} \\ P_{PV}^{\Sigma G} : P_t^{PV} > P_{PV}^{\Sigma G} \end{cases}; \forall t \in T; \quad (4)$$

$$P_t^{WIND} = \begin{cases} P_t^{WIND} : P_t^{WIND} \leq P_{WIND}^{\Sigma G} \\ P_{WIND}^{\Sigma G} : P_t^{WIND} > P_{WIND}^{\Sigma G} \end{cases}; \forall t \in T. \quad (5)$$

Найбільш значимі обмеження функціонування ГАЕС.

Обсяг накопиченої енергії кожною ГАЕС на момент t :

$$E_t^{HP} = \begin{cases} 0 : t \leq 1 \\ \sum_1^{t-1} (P_t^{HP} - G_t^{HP}) \cdot G_{HP} : t > 1 \end{cases}; \forall t \in T. \quad (6)$$

Сумарний обсяг накопиченої енергії всіма ГАЕС на момент t :

$$E_t^{HP-\Sigma} = \left[\sum_{hp}^{HP} \sum_1^t E_t^{HP} \right]; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (7)$$

Обмеження на обсяг погодинного споживання накопиченої енергії ГАЕС:

$$G_t^{HP} \cdot G_{HP} \leq E_t^{HP}; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (8)$$

Кожна ГАЕС має використати всю накопичену воду:

$$\sum_t G_t^{HP} \cdot G_{HP} = \sum_t P_t^{HP} \cdot G_{HP}; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (9)$$

Обмеження потужності закачування в насосному режимі:

$$\sum_{hp}^{HP} P_t^{HP} \leq P_{HP}^{\Sigma P}; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (10)$$

Обмеження потужності в режимі генерації:

$$\sum_{hp}^{HP} G_t^{HP} \leq P_{HP}^{\Sigma G}; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (11)$$

Заборона одночасної роботи гідроагрегату в насосному режимі і режимі генерації:

$$Y_{bt}^{HP-P} + Y_{bt}^{HP-G} \leq 1; \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (12)$$

Більш детально обмеження на експлуатацію окремих гідроагрегатів ГАЕС розглянуті в [2, 3].

Використання ГАЕС для забезпечення резервів на навантаження та розвантаження енергетичної системи для кожного періоду моделювання. Максимальна та мінімальна погодинна потужність резерву ГАЕС на навантаження і розвантаження є технологічними обмеженнями.

Максимальна погодинна потужність резерву ГАЕС на навантаження:

$$R_t^{HP_UP} = \begin{cases} R_{HP}^{SWITCH} \cdot E_t^{HP-\Sigma} : R_{HP}^{SWITCH} \cdot E_t^{HP-\Sigma} \leq R_{HP}^{MAX_UP} \\ R_{HP}^{MAX_UP} : R_{HP}^{SWITCH} \cdot E_t^{HP-\Sigma} > R_{HP}^{MAX_UP} \end{cases}; \quad \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (13)$$

Мінімальна погодинна потужність резерву ГАЕС на розвантаження:

$$R_t^{HP_DOWN} = \begin{cases} R_{HP}^{SWITCH} \cdot \sum_{hp} (P_t^{HP} + G_{HP} \cdot G_t^{HP}) : \\ R_{HP}^{SWITCH} \cdot \sum_{hp} (P_t^{HP} + G_{HP} \cdot G_t^{HP}) \geq R_{HP}^{MIN_DOWN} \\ R_{HP}^{MIN_DOWN} \\ : R_{HP}^{SWITCH} \cdot \sum_{hp} (P_t^{HP} + G_{HP} \cdot G_t^{HP}) < R_{HP}^{MIN_DOWN} \end{cases} \quad \forall hp \in HP; \forall t \in T. \quad (14)$$

Найбільш значимі обмеження функціонування ТЕС.

Обмеження максимальної кількості стартів енергоблоку ТЕС:

$$\sum_t Y_{bt}^{TPP} \leq k_{TPP}^{GD}; \forall t \in T. \quad (15)$$

Обмеження мінімального складу енергоблоків ТЕС при покритті графіка електричних навантажень протягом доби:

$$\sum_t Y_{ot}^{TPP} \leq k_{TPP}^{G_MIN}; \forall t \in T. \quad (16)$$

Обмеження потужності кожного енергоблоку ТЕС в конкретний період часу:

$$P_t^{TPP} \geq Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MIN}; \forall tpp \in TPP; \forall t \in T; \quad (17)$$

$$P_t^{TPP} \leq Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MAX}; \forall tpp \in TPP; \forall t \in T. \quad (18)$$

Обмеження мінімального та максимального значення зміни потужності енергоблоку ТЕС відносно попереднього періоду:

$$P_t^{TPP} - P_{t-1}^{TPP} \leq Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{RUMP_MAX}; \quad \forall tpp \in TPP; \forall t \in T; \quad (19)$$

$$P_t^{TPP} - P_{t-1}^{TPP} \geq Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{RUMP_MIN}; \quad \forall tpp \in TPP; \forall t \in T. \quad (20)$$

Використання ТЕС для забезпечення резервів на навантаження та розвантаження енергетичної системи для кожного періоду моделювання. Максимальна та мінімальна погодинна потужність резерву ТЕС на навантаження і розвантаження є технологічними обмеженнями.

Максимальна погодинна потужність резерву ТЕС на навантаження:

$$R_t^{TPP_UP} = \begin{cases} R_{TPP}^{SWITCH} \cdot \sum_{tpp} (Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MAX} - P_t^{TPP}) : \\ R_{TPP}^{SWITCH} \cdot \sum_{tpp} (Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MAX} - P_t^{TPP}) \leq R_{TPP}^{UP} \\ R_{TPP}^{UP} \\ : R_{TPP}^{SWITCH} \cdot \sum_{tpp} (Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MAX} - P_t^{TPP}) > R_{TPP}^{UP} \end{cases} \quad \forall tpp \in TPP; \forall t \in T; \quad (21)$$

$$R_t^{TPP_DOWN} = \begin{cases} R_{TPP}^{SWITCH} \cdot \sum_{tpp} (P_t^{TPP} - Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MIN}) : \\ R_{TPP}^{SWITCH} \cdot \sum_{tpp} (P_t^{TPP} - Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MIN}) \geq R_{TPP}^{DOWN} \\ R_{TPP}^{DOWN} \\ : R_{TPP}^{SWITCH} \cdot \sum_{tpp} (P_t^{TPP} - Y_{ot}^{TPP} \cdot P_{TPP}^{MIN}) < R_{TPP}^{DOWN} \end{cases} \quad \forall tpp \in TPP; \forall t \in T. \quad (22)$$

Обмеження використання імпорту та експорту.

Обмеження погодинного використання імпорту та експорту:

$$P_t^I \geq P_t^{MIN}; \quad P_t^I \leq P_t^{MAX}; \quad \forall t \in T; \quad (23)$$

$$P_t^E \geq P_t^{MIN}; \quad P_t^E \leq P_t^{MAX}; \quad \forall t \in T. \quad (24)$$

Обмеження використання імпорту та експорту протягом доби:

$$\sum_t P_t^I \geq E_I^{D_MIN}; \quad \sum_t P_t^I \leq E_I^{D_MAX}; \quad \forall t \in T; \quad (25)$$

$$\sum_t P_t^E \geq E_E^{D_MIN}; \quad \sum_t P_t^E \leq E_E^{D_MAX}; \quad \forall t \in T. \quad (26)$$

Забезпечення балансу обсягів імпорту-експорту:

$$\begin{cases} \sum_t (P_t^I - P_t^E) \geq 0 : E_{IE}^D = 0 \\ \sum_t (P_t^I - P_t^E) = 0 : E_{IE}^D = 1 \end{cases}; \forall t \in T. \quad (27)$$

Обмеження функціонування накопичувача.

Обмеження погодинного обсягу заряду-розряду накопичувача:

$$E_t^{B-C} = \sum_1^{t-1} (P_t^{B-C} - P_t^{B-G}) \leq E_B^{D_MAX}; \quad \forall t \in T. \quad (28)$$

Обмеження функціонування накопичувача протягом доби:

$$\sum_t^T P_t^{B-C} \leq E_B^{D-MAX};$$

$$\sum_t^T P_t^{B-G} \leq E_B^{D-MAX}; \forall t \in T. \quad (29)$$

Обмеження потужності накопичувача:

$$P_t^{B-C} \leq P_B^{C-MAX}; \quad P_t^{B-G} \leq P_B^{G-MAX}; \forall t \in T. \quad (30)$$

Добовий баланс накопичувача – сума енергії заряду дорівнює сумі енергії розряду:

$$\sum_t^T P_t^{B-C} = \sum_t^T P_t^{B-G}; \forall t \in T. \quad (31)$$

Погодинна потужність участі накопичувача в резервуванні на навантаження та розвантаження:

$$R_t^{B-UP} = R_B^{SWITCH} \cdot (E_t^{B-C} + P_t^{B-C}); \forall t \in T; \quad (32)$$

$$R_t^{B-DOWN} = R_B^{SWITCH} \cdot (P_t^{B-G} + P_B^{C-MAX}); \forall t \in T. \quad (33)$$

Обмеження функціонування ГЕС.

Мінімальне та максимальне значення потужності, яку ГЕС віддає в мережу:

$$P_t^{WPP} \geq P_{WPP}^{MIN}; \quad P_t^{WPP} \leq P_{WPP}^{MAX};$$

$$\forall g \in WPP; \quad \forall t \in T. \quad (34)$$

Мінімальний та максимальний обсяг енергії, яку ГЕС віддає в мережу протягом доби.

$$\sum_t^T P_t^{WPP} \geq E_{WPP}^{D-MIN}; \quad \sum_t^T P_t^{WPP} \leq E_{WPP}^{D-MAX};$$

$$\forall g \in WPP; \quad \forall t \in T. \quad (35)$$

Максимальне значення зміни потужності ГЕС відносно попереднього періоду:

$$P_t^{WPP} - P_{t-1}^{WPP} \leq P_{WPP}^{RUMP-MAX};$$

$$P_{t-1}^{WPP} - P_t^{WPP} \leq P_{WPP}^{RUMP-MAX};$$

$$\forall g \in WPP; \quad \forall t \in T. \quad (36)$$

Забезпечення загального резервування. Значення обмежуючих параметрів загального резервування енергетичної системи є технологічними обмеженнями і задані в моделі відповідно до [6].

Обмеження величини погодинного мінімального резерву на навантаження:

$$R_t^{\Sigma-UP} = R_t^{TPP-UP} + R_t^{HP-UP} +$$

$$+ R_t^{B-UP} \geq R_{ALL}^{MIN-UP}; \forall t \in T. \quad (37)$$

Обмеження величини погодинного мінімального резерву на розвантаження:

$$R_t^{\Sigma-DOWN} = R_t^{TPP-DOWN} + R_t^{HP-DOWN} +$$

$$+ R_t^{B-DOWN} \geq R_{ALL}^{MIN-DOWN}; \forall t \in T. \quad (38)$$

Наведена математична модель реалізована на мові алгебраїчного моделювання MathProg, що є складовою оптимізаційного пакету SolverStudio і використовує мову моделювання COIN-OR PuLP [7]. SolverStudio – це надбудова для Excel 2007 та пізніших версій для Windows, яка дозволяє створювати та вирішувати моделі оптимізації в Excel за допомогою декількох мов моделювання оптимізації, і зокрема, мови GMPL (GNU MathProg Language).

Основна мета роботи полягає в створенні інструменту для дослідження можливостей оптимізованої диспетчеризації генеруючих потужностей ТЕС, а також генеруючих та резервних потужностей накопичувачів великої ємності в складі ОЕС України, меж допустимих значень параметрів генеруючих і накопичуючих потужностей, при яких можлива стійка збалансована робота енергетичної системи.

Використання моделі дозволяє визначати оптимальні режими використання генеруючих і накопичуючих потужностей для покриття графіка електричних навантажень без використання накопичувача і з використанням накопичувача при різних значеннях сумарної встановленої та пікових потужності СЕС та ВЕС.

Виконано серію розрахунків, які дозволили визначити взаємозв'язок між встановленою потужністю накопичувача і піковими значеннями генерації потужності ВЕС та СЕС разом, з урахуванням вимог до сумарних резервів ОЕС на навантаження – 1000 МВт, та на розвантаження – 500 МВт [6], при яких забезпечується стійка збалансована робота енергетичної системи.

У табл. 1 та на рис. 1 наведено приклад визначення оптимальних режимів функціонування енергосистеми України при покритті добового графіка електричних навантажень 13 жовтня 2018 р. та забезпечення необхідних обсягів резервування з використанням накопичувачів потужністю 3 000 МВт та допустимим добовим обсягом заряду-розряду 12 000 МВт·год при забезпеченні вимог до сумарних резервів ОЕС на навантаження – 1000 МВт, та на розвантаження – 500 МВт [6].

У табл. 2 та на рис. 2 наведено приклад функціонування накопичувача потужністю 3 000 МВт та допустимим добовим обсягом заряду-розряду 12 000 МВт·год при покритті добового графіка електричних навантажень енергосистеми України 13 жовтня 2018 р. для забезпечення необхідних обсягів сумарних резервів ОЕС на навантаження – 1000 МВт, та на розвантаження – 500 МВт [6].

В статтях [2, 3] 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 графіка електричних навантажень (ГЕН).

Таблиця 1. Приклад визначення оптимальних режимів функціонування енергосистеми України при покритті добового графіка електричних навантажень 13 жовтня 2018 р. та забезпечення необхідних обсягів резервування з використанням накопичувачів потужністю 3000 МВт та допустимим добовим обсягом заряду-розряду 12 000 МВт·год

Години	Навантаження, МВт	Потужність, МВт							
		СЕС	ВЕС	АЕС	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	заряду БАТ	розряду БАТ
1	14 709	0	942	10600	2894	273	0	0	0
2	14 091	0	942	10600	2754	250	-421	34	0
3	13 955	0	909	10600	2834	250	-637	0	0
4	13 825	0	942	10600	2974	368	-1058	0	0
5	14 029	0	939	10600	3050	250	-637	172	0
6	14 479	0	939	10600	3190	386	-842	0	206
7	14 764	51	954	10600	3330	250	-421	0	0
8	15 178	261	966	10600	3214	558	-421	0	0
9	16 147	900	831	10600	3074	418	421	0	0
10	16 394	1 416	870	10600	2934	250	421	0	0
11	16 607	1 830	939	10600	2794	250	421	130	0
12	16 540	1 998	903	10600	2842	250	-43	9	0
13	16 244	2 013	885	10600	2982	250	-259	226	0
14	16 204	1 884	894	10600	3122	250	-259	286	0
15	16 209	1 650	750	10600	3262	250	-302	0	0
16	16 071	1 233	621	10600	3402	250	-86	0	52
17	16 139	666	534	10600	3542	706	-86	0	178
18	16 496	225	564	10600	3682	1206	217	0	69
19	17 660	3	801	10600	3818	1706	681	0	220
20	18 010	0	813	10600	3938	1823	1102	0	0
21	17 674	0	825	10600	3798	1615	1102	0	0
22	16 936	0	885	10600	3658	1244	724	0	0
23	16 080	0	921	10600	3518	750	303	0	66
24	15 215	0	846	10600	3378	250	86	127	194
СУМА	379 656	14 130	20 415	254 400	77 984	14 053	6	984	985
МІН	13 825	0	534		2 754	250		0	0
МАКС	18 010	2 013	966		3 938	1 823		286	220

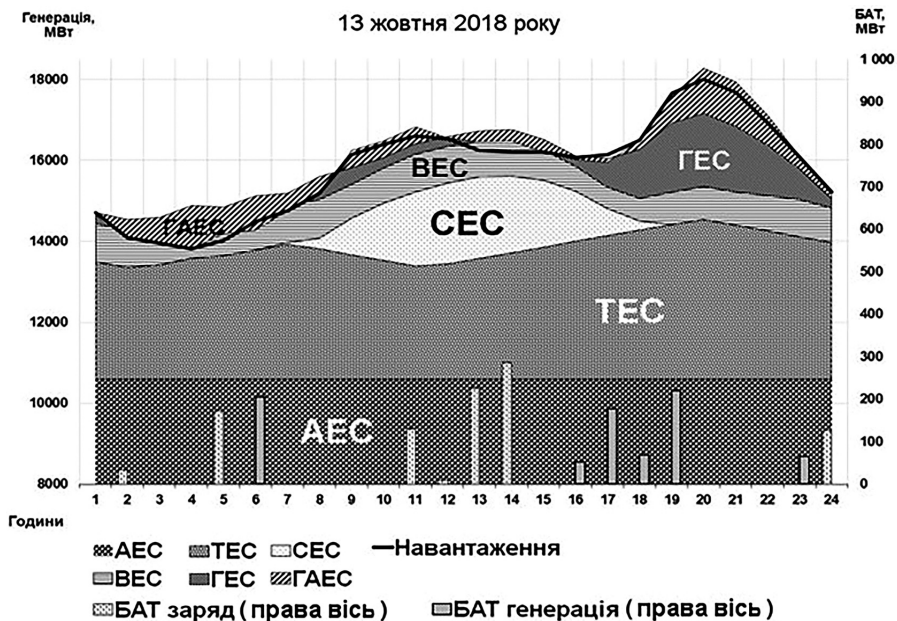


Рис. 1. Приклад визначення оптимальних режимів функціонування енергосистеми України при покритті добового графіка електричних навантажень 13 жовтня 2018 р. та забезпечення необхідних обсягів резервування з використанням накопичувачів потужністю 3000 МВт та допустимим добовим обсягом заряду-розряду 12000 МВт·год

Таблиця 2. Приклад функціонування накопичувача потужністю 3 000 МВт та допустимим добовим обсягом заряду-розряду 12 000 МВт·год при покритті добового графіка електричних навантажень енергосистеми України 13 жовтня 2018 р. для забезпечення необхідних обсягів резервування (вимоги до забезпечення сумарних резервів ОЕС на навантаження – 1000 МВт, на розвантаження – 500 МВт [6])

Години	Навантаження, МВт	Потужність, МВт		Резерв БАТ на навантаження, МВт	Резерв БАТ на розвантаження, МВт
		заряду БАТ	розряду БАТ		
1	14 709	0	0	0	900
2	14 091	34	0	34	900
3	13 955	0	0	34	900
4	13 825	0	0	34	900
5	14 029	172	0	206	900
6	14 479	0	206	206	1106
7	14 764	0	0	0	900
8	15 178	0	0	0	900
9	16 147	0	0	0	900
10	16 394	0	0	0	900
11	16 607	130	0	130	900
12	16 540	9	0	140	900
13	16 244	226	0	366	900
14	16 204	286	0	652	900
15	16 209	0	0	652	900
16	16 071	0	52	652	952
17	16 139	0	178	600	1078
18	16 496	0	69	422	969
19	17 660	0	220	354	1120
20	18 010	0	0	133	900
21	17 674	0	0	133	900
22	16 936	0	0	133	900
23	16 080	0	66	133	966
24	15 215	127	194	194	1094
СУМА	379 656	984	985	5 208	22 585
МІН	13 825	0	0	0	900
МАКС	18 010	286	220	652	1 120



Рис. 2. Приклад функціонування накопичувача потужністю 3000 МВт та допустимим добовим обсягом заряду-розряду 12000 МВт·год при покритті добового графіка електричних навантажень енергосистеми України 13 жовтня 2018 р. для забезпечення необхідних обсягів резервування (вимоги до забезпечення сумарних резервів ОЕС на навантаження – 1000 МВт, на розвантаження – 500 МВт [6])

Представлені результати розрахунків які дозволили визначити максимальне пікове значення генерації потужності ВЕС та СЕС разом, генерацію від яких принципово можливо застосувати для покриття ГЕН (на прикладі фактичних даних для 13 жовтня 2018 р.) за умови збереження фактичного рівня генерації АЕС, ТЕЦ та блокстанцій, а також за рахунок диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС та оптимізації рівнів генерації ТЕС та ГЕС для декількох стратегій диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС.

Нижче представлено результати порівняльних розрахунків для тих самих умов (на прикладі фактичних даних для 13 жовтня 2018 р.) і тієї ж самої диспетчеризації гідроагрегатів ГАЕС та оптимізації рівнів генерації ТЕС та ГЕС для різних наборів параметрів генеруючих потужностей ОЕС що забезпечують стає функціонування ОЕС України.

У табл. 3 та на рис. 3 представлені результати розрахунку параметрів генеруючих потужностей ОЕС, що забезпечують стає функціонування ОЕС

України без використання накопичувачів великої ємності при наступних значеннях параметрів:

Максимальна потужність генерації ТЕС – 750 МВт, а мінімальна – 579 МВт. Сумарна генерація ТЕС за добу – 15 930 МВт·год, що складає 4% від загального попиту. Максимальна потужність генерації ГЕС – 2 026 МВт, а мінімальна – 230 МВт. Сумарна генерація ГЕС за добу – 14 051 МВт·год, що складає 4% від загального попиту. Максимальна потужність імпорту – 1 450 МВт. Сумарна імпортована енергія за добу – 13 140 МВт·год. Експорт за добу дорівнює 2 820 МВт·год. Пікова потужність генерації СЕС – 4 229 МВт. Сумарна генерація СЕС за добу – 29 683 МВт·год, що складає 8% від загального попиту. Пікова потужність генерації ВЕС – 2 678 МВт. Сумарна генерація ВЕС за добу – 56 589 МВт·год, що складає 15% від загального попиту.

Сумарна пікова потужність генерації СЕС та ВЕС разом – 6 700 МВт. Сумарна генерація СЕС та ВЕС разом за добу – 86 272 МВт·год, що складає 23% від загального попиту.

Таблиця 3. Параметри генеруючих потужностей ОЕС, коли сумарна пікова потужність генерації ВДЕ (СЕС та ВЕС разом) – 6700 МВт. Сумарна генерація ВДЕ (СЕС та ВЕС разом) за добу – 86272 МВт·год, що складає 23% від попиту

Години	Попит, МВт	Потужність, МВт							
		СЕС	ВЕС	АЕС	ТЕС	ГЕС	ГАЕС	імпорту	експорту
1	14 709	0	2 611	10600	670	230	0	598	0
2	14 091	0	2 611	10600	650	230	0	0	0
3	13 955	0	2 520	10600	639	230	-43	9	0
4	13 825	0	2 611	10600	619	230	-43	0	192
5	14 029	0	2 603	10600	639	230	-43	0	0
6	14 479	0	2 603	10600	659	230	43	350	0
7	14 764	107	2 644	10600	679	230	43	466	0
8	15 178	548	2 678	10600	659	230	43	426	0
9	16 147	1 891	2 304	10600	639	230	-43	527	0
10	16 394	2 975	2 412	10600	619	230	-680	239	0
11	16 607	3 844	2 603	10600	599	230	-680	0	589
12	16 540	4 197	2 503	10600	579	230	-1058	0	511
13	16 244	4 229	2 453	10600	590	230	-1058	0	799
14	16 204	3 958	2 478	10600	610	230	-1058	0	613
15	16 209	3 466	2 079	10600	630	230	-680	0	116
16	16 071	2 590	1 721	10600	650	437	-43	115	0
17	16 139	1 399	1 480	10600	670	937	-43	1095	0
18	16 496	473	1 563	10600	690	1437	421	1409	0
19	17 660	6	2 220	10600	710	1937	1059	1387	0
20	18 010	0	2 254	10600	730	2026	1275	1450	0
21	17 674	0	2 287	10600	750	1637	1275	1450	0
22	16 936	0	2 453	10600	750	1230	724	1354	0
23	16 080	0	2 553	10600	750	730	507	1049	0
24	15 215	0	2 345	10600	750	230	86	1216	0
СУМА	379 656	29 683	56 589	254 400	15 930	14 051	4	13 140	2 820
МІН	13 825	0	1 480		579	230		0	0
МАКС	18 010	4 229	2 678		750	2 026		1 450	2 026

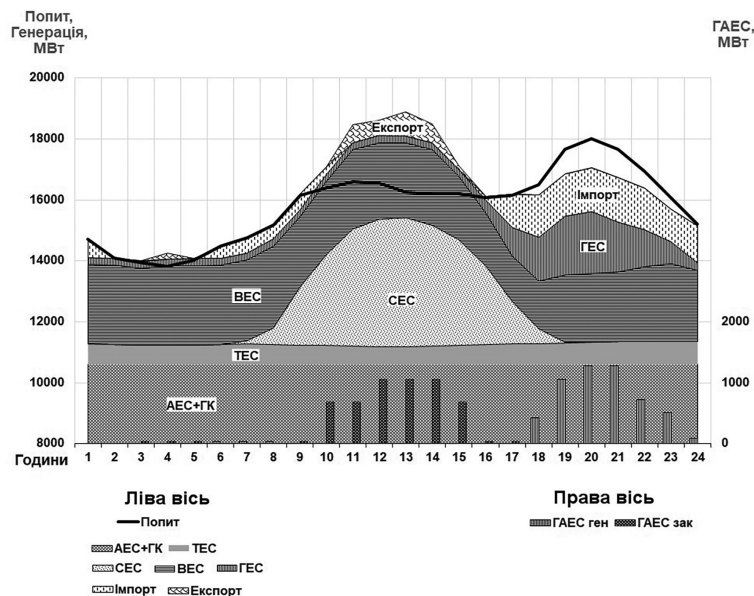


Рис. 3. Параметри генеруючих потужностей ОЕС, коли сумарна пікова потужність генерації ВДЕ (СЕС та ВЕС разом) – 6700 МВт. Сумарна генерація ВДЕ (СЕС та ВЕС разом) за добу – 86272 МВт·год, що складає 23% від попиту

Результати розрахунків найбільш значущих параметрів, що забезпечують стале функціонування ОЕС України при різних значеннях сумарної пікової потужності СЕС та ВЕС без ви-

користання накопичувачів великої ємності та з використанням накопичувачів великої ємності потужністю, які згідно [9] мають бути 200МВт та 500МВт, зведені в табл. 4.

Таблиця 4. Найбільш значущі параметри, що забезпечують стале функціонування ОЕС України без використання накопичувачів великої ємності та з використанням накопичувачів великої ємності потужністю 200 МВт та 500 МВт

Параметр	Значення			
Сумарна пікова потужність генерації СЕС та ВЕС разом, МВт	2901	4948	5437	6700
Пікова потужність генерації СЕС, МВт	2013	3064	3355	4229
Пікова потужність генерації ВЕС, МВт	966	2039	2254	2678
Обсяг добової генерації СЕС, МВт·год	14130	21512	23550	29683
Обсяг добової генерації СЕС, %	0,04	0,06	0,06	0,08
Обсяг добової генерації ВЕС, МВт·год	20415	43086	47635	56589
Обсяг добової генерації ВЕС, %	0,05	0,11	0,13	0,15
Обсяг добової генерації ВЕС та СЕС разом, МВт·год	34545	64598	71185	86272
Обсяг добової генерації ВЕС та СЕС разом, %	0,09	0,17	0,19	0,23
Обсяг добової генерації ТЕС без накопичувача, МВт·год	77813	49123	37005	15930
Обсяг добової генерації ТЕС накопичувач 200 МВт, МВт·год	77981	47597	28739	15668
Обсяг добової генерації ТЕС накопичувач 500 МВт, МВт·год	77948	35431	30780	16576
Обсяг імпорту за добу без накопичувача, МВт·год	166	709	6 323	13140
Обсяг імпорту за добу, накопичувач 200 МВт, МВт·год	0	1737	13245	13946
Обсяг імпорту за добу, накопичувач 500 МВт, МВт·год	29	12556	10905	12555
Обсяг експорту за добу без накопичувача, МВт·год	0	1902	1989	2820
Обсяг експорту за добу, накопичувач 200 МВт, МВт·год	0	1402	648	3358
Обсяг експорту за добу, накопичувач 500 МВт, МВт·год	0	58	347	2875
Обсяг добового заряду/розряду накопичувача 200 МВт, МВт·год	24	182	103	103
Обсяг добового заряду/розряду накопичувача 500 МВт, МВт·год	524	419	392	468

ВИСНОВКИ

1. Запропоновано модель математичного програмування з цілочисельними змінними, застосування якої забезпечує пошук оптимальних режимів резервування та завантаження накопичувальних потужностей електростанцій України при покритті добового графіка електричних навантажень. Основна мета роботи полягає в створенні інструменту для дослідження можливостей оптимізованої диспетчеризації генеруючих потужностей ТЕС, а також генеруючих та резервних потужностей накопичувачів великої ємності в складі ОЕС України, меж допустимих значень параметрів генеруючих і накопичуючих потужностей, при яких можлива стійка збалансована робота енергетичної системи. Використання моделі дозволяє визначати оптимальні режими використання генеруючих і накопичуючих потужностей для покриття графіка електричних навантажень без використання накопичувача і з використанням накопичувача при різних значеннях сумарної встановленої та пікових потужності СЕС та ВЕС.

2. При моделюванні, на відміну від моделей запропонованих в статтях [2, 3], використовуються накопичувачі великої потужності і досліджується ефективність їх використання. У моделі враховано специфічні особливості роботи резервних та накопичувальних потужностей енергосистеми України – граничні можливості зміни потужності накопичення та генерації електроенергії агрегатів енергосистеми України. Також реалізована можливість забезпечення підтримки резервів відновлення частоти (вторинного регулювання) на заданому рівні, що розміщуються на ТЕС, ГАЕС та накопичувачах великої потужності.

3. Модель реалізована на мові алгебраїчного моделювання MathProg, що є складовою оптимізаційного пакету SolverStudio і використовує мову моделювання COIN-OR PuLP. SolverStudio – це надбудова для Excel 2007 та пізніших версій для Windows, яка дозволяє створювати та вирішувати моделі оптимізації в Excel за допомогою декількох мов моделювання оптимізації, і зокрема, мову GMPL (GNU MathProg Language).

4. Модель дозволяє досліджувати можливості оптимізованої диспетчеризації складових ОЕС України, меж допустимих значень параметрів генеруючих і накопичуючих потужностей, при яких можлива стійка збалансована робота енергетичної системи і може бути застосована в задачах формування прогностичних балансів покриття добових графіків електричних навантажень для дослідження перспектив коротко і довгострокового розвитку накопичувальних та генеруючих потужностей національної енергосистеми, що є актуальним в умовах стрімкого зростання потужностей вітрових та сонячних електростанцій.

5. На основі представлених в таблиці 4 результатів можна зробити наступні висновки:

- оскільки кількості енергоблоків ОЕС за визначенням цілочисельні, а їх максимальні і мінімальні допустимі потужності обмежені, області визначення оптимізаційної задачі не є безперервними, а параметри, які забезпечують стаке збалансоване функціонування енергосистеми змінюються не монотонно;
- використання акумуляторів потужністю 500 і 1000 МВт не призводить до суттєвих змін результатів оптимізації.

1. TITANstack™ For Grid-Scale Storage. URL: <https://www.storen.tech/titan-stack-battery> (дата звернення: 08.10.2020).

2. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Тарасенко П.В. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального режиму завантаження гідроагрегатів гідроакмулюючих 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>

3. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Іваненко Н.П. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій та гідроагрегатів гідроакмулюючих електростанцій при покритті добового графіка електричних навантажень енергосистеми України. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. 1(60). С. 14–23. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014>

4. Ігор Сирота, Богдан Сухецький, Олексій Нікітін, Дмитро Олефір. Проблеми та перспективи роботи ГЕС та ГАЕС у новому енергоринку. URL: <https://business.ua/uk/problems-ta-perspektivi-roboti-ges-ta-gaes-u-novomu-rinku-elektroenergi> (дата звернення: 08.10.2020).

5. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії – інформація з сайту ПрАТ «Укренерго». URL: <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/dobovuj-grafikvyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/> (дата звернення: 08.10.2020).

6. Про затвердження Кодексу системи передачі: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 309. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 08.10.2020).

7. SolverStudio. URL: <https://solverstudio.org/download-install/> (дата звернення: 17.09.2020).

8. Lazard's Levelized Cost Of Storage Analysis—Version 5.0. november 2019. URL: <https://www.lazard.com/perspective/lcoe2019> (дата звернення: 06.10.2020).

9. Стратегія Укренерго 2020-2029. URL: https://ua.energy/pro_kompaniyu/strategiya-ukrenergo/ (дата звернення: 06.10.2020).

Надійшла до редколегії: 19.10.2020