

# МОДЕЛЮВАННЯ, ОПТИМІЗАЦІЯ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2022, 1-2(68-69): 42–49  
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.042>

УДК 621.311:519.876.5

Тетяна Нечаєва, к.т.н., <https://orcid.org/0000-0001-9154-4545>

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

e-mail: [info@ienergy.kiev.ua](mailto:info@ienergy.kiev.ua)

Автор-кореспондент: [nechaieva@ienergy.kiev.ua](mailto:nechaieva@ienergy.kiev.ua)

## МОДЕЛЮВАННЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ В УМОВАХ ЗНАЧНИХ ОБСЯГІВ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

**Анотація.** Розглянуто проблеми функціонування ОЕС України при швидкому зростанні в її структурі обсягів генерації на відновлюваних джерелах енергії, таких, як вітрові та сонячні електростанції. В існуючих умовах наявності значної частки базової атомної генерації, мало маневреного діапазону енергоблоків ТЕС та обмеженого обсягу високоманевреної гідрогенерації наявної гнучкості енергосистеми недостатньо для забезпечення балансової надійності енергосистеми при профіциті виробництва електроенергії на ВДЕ. Вирішення цієї проблеми наразі проводиться застосуванням гідроакумуляції у нехарактерні денні години доби та обмеженням відпуску ВЕС та СЕС в енергосистему. Сучасним рішенням є застосування акумуляційних систем накопичення електроенергії для перенесення профіциту електроенергії від цих ВДЕ у години з підвищеним споживанням. У статті наведено розроблений підхід до моделювання участі потужностей ВЕС та СЕС у балансах покриття навантаження моделі оптимізації прогнозованої структури генеруючих потужностей енергосистеми, що враховує як обмеження, так і акумулювання надлишкової генерації цих ВДЕ. Результати моделювання засвідчили, що при значних обсягах потужностей ВЕС та СЕС забезпечення балансу покриття навантаження у дні весняного паводку при значній частці потужностей атомної генерації та необхідності водопропуску проводиться як використанням гідроакумуляуючих потужностей у денні години профіциту потужностей, мережових акумуляційних систем і акумуляційних систем, працюючих спільно з ВДЕ, а також і обмеженням їх потужності.

**Ключові слова:** енергосистема, балансова надійність, математична модель, акумуляційна система накопичення електроенергії, графік навантаження, обмеження генерації.

### 1. Вступ

Функціонування Об'єднаної енергосистеми України останніми роками відбувається в умовах збільшення обсягів впровадження в її структуру потужностей на відновлюваних джерелах енергії зі слабопрогнозованим виробництвом з сезонною та погодною залежністю. Це ускладнює забезпечення операційної безпеки енергосистеми, що обумовлено складом її генеруючих потужностей. Наявність значної частки атомної генерації, працюючої в базовому режимі навантаження, обмеженість гідроресурсів, застарілість та зношеність теплової генерації, що значно обмежує її маневрений діапазон, обумовлює низьку гнучкість енергосистеми. У той же час стрімке зростання обсягів стохастичної генерації на відновлюваних джерелах енергії з пріоритетним відпуском електроенергії значно підвищили потреби у гнучких механізмах забезпечення балансової надійності енергосистеми.

Існуючі вугільні енергоблоки ТЕС, переважна більшість яких спроектовані для роботи в базових

режимах, використовуються в непроєктних пікових і напівпікових режимах, що прискорює спрацювання ресурсу устаткування, приводить до підвищеної аварійності та перевитрат палива. ТЕЦ працюють за графіком теплового навантаження споживачів, збільшуючи базову потужність генерації енергосистеми в опалювальний період [1]. Водночас, при майже 17 ГВт встановленої потужності вугільних ТЕС впродовж останніх 5 років робоча потужність теплової генерації навіть у періоди максимумів навантаження не перевищує 9,6 ГВт. При цьому подальше функціонування цих потужностей може бути ще більш обмежене в умовах виконання екологічних зобов'язань Енергетичного співтовариства щодо викидів забруднюючих речовин відповідно до діючого протягом 2018–2033 рр. Національного плану зі скорочення викидів.

Стрімке зростання потужностей ВЕС та СЕС протягом 2019 р. з 1,6 ГВт до майже 3 ГВт з подальшим значним нарощуванням у 2020–2021 рр. до майже 8 ГВт обумовило те, що, починаючи з кінця 2019 р., відпуск від цих ВДЕ в мережу

© Т. НЕЧАЄВА, 2022

диспетчерські обмежувався. Так, у 2019 р. таких обмежень потужністю 250–300 МВт було всього лише двічі, а вже у 2020 р. таких обмежень потужністю від 212 МВт до 1656 МВт було близько 20 разів [2]. Подібні ситуації свідчать про неможливість ОЕС України в окремі періоди часу забезпечувати нормальні умови її функціонування.

Диспетчерські команди на обмеження генерації з ВДЕ в ОЕС України надаються для забезпечення операційної безпеки енергосистеми у випадках, коли наявний профіцит електроенергії і водночас вичерпано всі інші можливості для балансування. Збільшення встановленої потужності ВДЕ, насамперед СЕС, значно ускладнює ведення режимів роботи енергосистеми. Обмеження генерації СЕС відбуваються у сезон високого сонячного випромінювання (весна-середина осені) у денні години їх максимальної потужності, у полуденний період зниження споживання порівняно з ранковим та вечірнім піками. Для ВЕС таким сезоном високої генерації є осінь-зима, і обмеження їх потужності відбувалося у години зниження споживання електроенергії [2].

Для дотримання балансу в енергосистемі та забезпечення операційної безпеки в період доби профіциту виробництва в енергосистемі диспетчерам енергосистеми доводиться розвантажувати потужності ТЕС та ГЕС, використовувати ГАЕС у насосному режимі. В разі недостатності таких заходів застосовуються обмеження ВДЕ щодо зменшення їх навантаження з оплатою вартості невідпущеної електричної енергії [3]. У подальшому при зростанні обсягів генерації на ВДЕ без вирішення проблем з дефіцитом маневреної потужності та/або заходів з керованого управління попитом, ця тенденція буде зберігатися й надалі. Для перенесення профіцитів електричної енергії потрібне розширення існуючих ГАЕС або введення нових систем акумулювання електричної енергії з великою ємністю зберігання, в тому числі працюючих спільно з ВДЕ.

Тому метою статті є удосконалення моделі прогнозування довгострокового розвитку енергосистеми [4, 5] шляхом моделювання забезпечення балансової надійності енергосистеми в умовах застосування обмеження на відпуск відновлюваної генерації при профіциті виробництва електроенергії та спільної роботи з акумуляційними системами.

## 2. Методи та матеріали

У моделі прогнозування довгострокового розвитку енергосистеми [4, 5] оптимізація прогнозу структури генеруючих потужностей енергосистеми проводиться в умовах забезпечення балансу графіків електричних навантажень (ГЕН) для характерних діб кожного року прогнозного періоду:

- діб типового зимового та літнього робочого та вихідних днів при характерних для цих діб

профілів потужності генерації ВЕС та СЕС і характерного для цих сезонів рівня генерації ГЕС. Оптимізовані потужності покриття навантаження ГЕН цих діб дозволяють визначити основні щорічні показники функціонування енергосистеми протягом прогнозного періоду;

- доби максимального навантаження ОЕС при профілях ВЕС та СЕС цього сезону з мінімальним добовим обсягом генерації, що забезпечує визначення максимально необхідної потужності традиційної теплової та атомної генерації;

- доби вихідного дня весняного паводку при профілях потужності ВЕС та СЕС з максимальним обсягом добової генерації для визначення максимально необхідної потреби в використанні акумуляційних систем;

- доби вихідного дня весняного паводку при профілях потужності ВЕС та СЕС з мінімальним обсягом добової генерації для визначення максимально необхідної потреби в гнучких маневрених резервуючих потужностях.

Такі підходи щодо використання балансів характерних діб навантаження енергосистеми використовуються при підготовці Звіту Укренерго з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей [6].

В умовах значного профіциту виробництва електроенергії ВЕС та СЕС скорочення їх генерації в часових періодах графіка електричного навантаження з низьким попитом на електроенергію можливе за рахунок використання акумуляційних систем накопичення електроенергії. Але обсяг накопиченої електроенергії залежить від попиту у наступні години доби. Тому надлишок цієї потужності ВДЕ буде скорочений шляхом зниження їх відпуску електроенергії в мережу. Таким чином, профіцит потужності ВЕС та СЕС в енергосистемі збалансовується або обмеженням їх генерації або її акумуляцією з використанням акумуляційних систем накопичення електроенергії з перенесенням з сегментів ГЕН з профіцитом потужності до наступних сегментів зі збільшеним споживанням.

Для урахування використання генерації ВДЕ в балансах покриття добових ГЕН їх потужність розкладається на три складові, що забезпечує балансову надійність функціонування енергосистеми в умовах профіциту електроенергії:

$$Y_{ksdz}^G + Y_{ksdz}^C + Y_{ksdz}^A = a_{ksdz} N_{kt}^{exog} P_k, \quad k = ВЕС, СЕС,$$

де  $Y_{ksdz}^G$  – потужності ВЕС, СЕС, що використовуються при покритті  $z$  сегменту  $d$  доби  $s$  сезону характерного добового ГЕН, МВт;  $Y_{ksdz}^C$  – потужність, на яку зменшується (скорочується) генерація ВЕС, СЕС, МВт;  $Y_{ksdz}^A$  – потужності ВЕС та СЕС, що акумулюються в батарейних акумуляційних системах, МВт;  $a_{ksdz}$  – заданий нормова-

ний профіль потужностей ВЕС, СЕС у відповідному сегменті добового ГЕН;  $N_{kt}^{exog}$  – кількості нових/існуючих установок ВЕС, СЕС, що екзогенно задаються для кожного етапу  $t$  прогнозного періоду  $1 \div T$ ,  $P_k$  – одинична потужність ВЕС, СЕС, що розглядається у моделі, МВт.

У статті [7] розглянуто три методи обмеження генерації ВДЕ з використанням обмежувачих коефіцієнтів для зменшення їх потужності протягом доби як в абсолютних значеннях, так і погодинними змінними, що дозволяє більш гнучко «керувати» постачанням електроенергії ВЕС та СЕС у мережу. Аналогічно до цих підходів, змінна потужності ВДЕ, яка скорочується, задається певною часткою від загальної потужності, що генерується, з урахуванням заданого для добового профілю потужності:

$$Y_{ksdzt}^C \leq k_k^l a_{ksdz} N_{kt}^{exog} P_k, \quad k = ВЕС, СЕС,$$

де  $k_k^l$  – коефіцієнти обмеження загальної генерації ВЕС та СЕС у відповідному сегменті добового ГЕН.

Відповідно у балансах покриття навантаження кожного сегменту добового ГЕН потужність генерації ВЕС та СЕС, задана їх характерним добовим профілем, використовується з урахуванням змінної їх потужності обмеження:

$$\begin{aligned} & \sum_{k=AEC, TEC, ТЕЦ} \sum_{f \in F} a_{ksfz} Y_{ksfdt} + \sum_{k=ГЕС} (Y_{ksdzt} + V_{sd}^P) + \\ & + \sum_{k=BEC, СЕС} (a_{ksdz} N_{kt}^{exog} P_n - Y_{ksdzt}^C) + \\ & + \sum_{k=CAE, AB, ГАЕС} (R_{ksdzt} - Z_{ksdzt}) + z_{sdzt}^i - z_{sdzt}^e = D_{sdzt}, \end{aligned}$$

$$\forall z \in Z, \forall d \in D, \forall s \in S, \forall t = 1 \div T,$$

де  $a_{ksfz}$  – коефіцієнти використання в режимі  $f$  встановленої потужності диспетчеризованих технологій (АЕС, ТЕС, ТЕЦ) відповідно у  $z$  сегменті характерного добового ГЕН;  $Y_{ksfdt}$  – змінні загальної потужності на етапі  $t$  диспетчеризованих технологій, що використовуються у режимі  $f$  з множини  $F$  заданих режимів зміни їх потужності при покритті  $z$  сегменту  $d$  доби сезону  $s$  ГЕН;  $Y_{ksdzt}$  – змінні загальної потужності ГЕС, МВт;  $V_{sd}^P$  – потужність водопропуску ГЕС для характерної доби  $d$  сезону  $s$ , МВт;  $R_{ksdzt}$  – змінні загальної потужності генерації ГАЕС або потужності розряду батарейних акумуляційних систем (мережевих систем акумулювання електроенергії (САЕ) та акумуляційних систем (АБ), спільно працюючих з ВДЕ) на етапі  $t$  при покритті  $z$  зони  $d$  доби сезону ГЕН, МВт;  $Z_{ksdzt}$  – змінні загальної потужності споживання електроенергії ГАЕС або заряду батарейних акумуляційних систем на етапі  $t$  у  $z$  зоні ГЕН  $d$  доби  $s$  сезону, МВт;  $z_{sdzt}^i, z_{sdzt}^e$  – спеціальні «штрафні» змінні, що розглядаються як потужності імпорту/експорту електроенергії в енерго-

системі, МВт;  $D_{sdzt}$  – навантаження  $z$  сегменту типового добового ГЕН  $s$  сезону етапу  $t$  прогнозного періоду, МВт.

Потужність заряду батарейних акумуляційних систем враховує їх використання для акумуляції частини загальної потужності генерації ВЕС та СЕС у відповідному сегменті добового ГЕН:

$$\sum_{k=AB} Z_{nsdzt} = \sum_{k=BEC, СЕС} Y_{nsdzt}^A.$$

Відповідно до розгляду потужності ВДЕ з урахуванням обмеження їх генерації та компенсації недовипущеної ними електроенергії, у критерії оптимізації структури генеруючих потужностей енергосистеми з мінімізацією загальносистемних витрат потужності обмеження ВЕС та СЕС мають коефіцієнти, що відповідають рівням зелених тарифів та граничних перспективних аукціонних цін. Потужності заряду–розряду батарейних акумуляційних систем входять до цільової функції з коефіцієнтом, що враховує витрати на експлуатацію та обслуговування при їх спільній роботі з ВДЕ та втрати на перетворення. З урахуванням цього, функціонал моделі має наступний вигляд:

$$\begin{aligned} & \sum_{t=1}^T \left[ \sum_{k \neq BEC, СЕС} C_{kt}^c X_{kt}^N P_n + \sum_{k=TEC, AEC, ТЕЦ} \sum_{f \in F} \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} C_{kfsdt}^v Y_{kfsdt} H_{sd} + \right. \\ & + \sum_{k=ГЕС} \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} C_{ksdzt}^v Y_{ksdzt} h_{dzt} H_{sd} + \\ & + \sum_{k=BEC, СЕС} \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} C_{kst}^v Y_{ksdzt}^G h_{dzt} H_{sd} + \\ & + \sum_{k=BEC, СЕС} \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} c_{kt}^g Y_{ksdzt}^C h_{dzt} H_{sd} + \\ & + \sum_{k=CAE, AB, ГАЕС} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} (c_{kt}^{ar} R_{ksdzt} + c_{kt}^{az} Z_{ksdzt}) h_{dzt} H_{sd} + \\ & \left. + \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} (k^i z_{sdzt}^i + k^e z_{sdzt}^e) h_{dzt} H_{sd} \right] \rightarrow \min, \end{aligned}$$

де  $C_{kt}^c$  – середньозважені питомі річні умовно-постійні питомі витрати технологій;  $C_{kfsdt}^v$  – середньозважені питомі умовно-змінні експлуатаційні витрати установок, приведені до етапу  $t$  початку їх експлуатації;  $C_{kst}^g$  – коефіцієнти, що відповідають рівням поточних зелених тарифів та граничних перспективних рівнів аукціонних цін для ВЕС та СЕС;  $c_{kt}^{ar}$  – коефіцієнти, що враховують витрати на експлуатацію та обслуговування акумуляційних систем, в тому числі і при їх спільній роботі з ВЕС або СЕС з урахуванням втрат на перетворення при заряджанні-розрядженні;  $k^i, k^e$  – коефіцієнти при штрафних змінних, значення яких мають перевищувати коефіцієнти при інших змінних цільової функції.

### 3. Результати

Моделювання перспективної структури генеруючих потужностей ОЕС України базувалося на фактичних даних її функціонування 2019 р. [8]. Типові профілі навантаження енергосистеми та генерації ВЕС та СЕС було сформовано на фактичних даних покриття навантаження енергосистеми у 2019 р. У результаті статистичного аналізу ГЕН за 2019 р. типовим зимовим робочим днем було визначено 24 січня 2019 р., вихідним – 5 січня 2019 р., літнім робочим – 25 липня 2019 р., вихідним – 14 липня 2019 р. При моделюванні розглядався чотирьохсегментний добовий ГЕН з відповідною агрегацією фактичного погодинного добового графіку потужності споживання з визначенням середнього навантаження для кожного такого сегмента, що в сукупності має забезпечити відповідне фактичне добове виробництво електроенергії. Профілі сегментів навантаження типових робочих і вихідних діб опалювального та неопалювального сезону сформовано співвідношенням їх потужностей до сегменту зимової робочої доби максимальної потужності. Для формування профілю доби максимального навантаження ОЕС було застосовано показники потужності споживання енергосистеми з максимальною потужністю навантаження 28 січня 2019 р. Відповідно до усереднених потужностей навантаження сегментів цієї доби, визначено їх співвідношення до відповідних потужностей сегментів навантаження зимового робочого дня. Профіль навантаження доби вихідного дня весняного паводку сформовано на основі фактичних даних відповідної доби 25 травня 2019 р. з максимальним виробництвом ГЕС відносно відповідних сегментів доби літнього робочого дня. У табл. 1 приведено визначені профілі навантаження типових та характерних діб року, що розглядалися при розрахунках.

Типові нормовані профілі потужності СЕС та ВЕС (табл. 2) було визначено відповідно до їх фактичних потужностей у визначених місяцях типових добових ГЕН сезону 2019 р. з урахуванням їх встановленої потужності у цьому місяці. Для СЕС використовувалися дані для опалюваль-

ного сезону – 20 січня 2019 р., для неопалювального – 21 липня 2019 р. Профілі ВЕС сформовано на фактичних даних 6 січня 2019 р. та 25 липня 2019 р. відповідно. Для доби весняного паводку сформовані нормовані профілі потужностей ВЕС і СЕС як при їх максимальному добовому виробництві, так і при мінімальній генерації. Профіль СЕС з максимальним виробництвом сформовано на основі фактичних даних 11.06.2019 р., мінімального виробництва – 22.05.2019 р. Для ВЕС сформовано профілі на основі діб з їх максимальним і мінімальним виробництвом 18.05.2019 р. та 02.06.2019 р. відповідно.

Моделювання проведено для двох сценаріїв зростання потужностей ВДЕ. При помірному зростанні встановлена потужність ВЕС у 2040 р. складе 6 ГВт, СЕС – 9,5 ГВт, при швидкому зростанні встановлена потужність ВЕС становитиме 8 ГВт, СЕС – 11 ГВт. У табл. 3 наведено показники результуючої структури генеруючої потужності ОЕС України у 2040 році за розробленими сценаріями зростання потужностей ВДЕ.

Як видно з результатів табл. 3, при швидкому зростанні потужностей ВДЕ потреба у акумуляційних системах для акумуляції надлишку їх потужності збільшується. Слід зазначити, що при моделюванні враховувалося, що всі існуючі енергоблоки ТЕС до 2040 р. пройдуть кардинальну реконструкцію або заміну на нові енергоблоки для забезпечення виконання екологічних вимог до викидів забруднюючих речовин. Такі енергоблоки мають достатньо широкий маневрний діапазон до 50%, що забезпечує зростання гнучкості енергосистеми.

У табл. 4 наведено потужності покриття доби максимального навантаження енергосистеми у 2040 році, отримані в результаті моделювання за сценаріями зростання потужностей ВДЕ.

Як видно з табл. 4, для забезпечення максимальної базової генерації АЕС та ТЕС у добу з максимальним навантаженням енергосистеми у сегменті 1 мінімального навантаження в режимі споживання застосовуються у повному обсязі потужності ГАЕС, а також акумуляційні системи для заряджання генерації ВЕС у цьому сегменті.

**Таблиця 1.** Нормовані профілі ГЕН типових і характерних діб

Сегмент доби	Тривалість, годин	Опалювальний сезон		Неопалювальний сезон		Доба макс. навантаження ОЕС	Доба весняного паводку
		Робочий день	Вихідний день	Робочий день	Вихідний день		
1	7	0,8	0,77	0,59	0,55	1,000	0,978
2	6	0,97	0,86	0,7	0,62	1,029	0,934
3	6	1,0	0,94	0,73	0,65	1,008	0,923
4	5	0,95	0,82	0,72	0,67	1,001	0,942

**Таблиця 2.** Нормовані профілі потужностей ВЕС та СЕС для типових та характерних діб ГЕН

Сегмент доби	Доба опалювального сезону		Доба неопалювального сезону		Доба макс. навантаження ОЕС		Доба весняного паводку ОЕС			
							Макс. генерації ВДЕ		Мінім. генерації ВДЕ	
	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС
1	0,0	0,492	0,005	0,287	0,000	0,039	0,008	0,775	0,003	0,087
2	0,105	0,422	0,392	0,137	0,031	0,063	0,462	0,795	0,265	0,039
3	0,077	0,464	0,425	0,283	0,027	0,093	0,559	0,869	0,382	0,018
4	0,0	0,576	0,020	0,364	0,000	0,153	0,023	0,799	0,017	0,025

У табл. 5 наведено результати покриття навантаження доби весняного паводку у 2040 р. при максимальній та мінімальній генерації ВЕС та СЕС за сценарієм швидкого зростання їх встановленої потужності.

Як видно з результатів покриття навантаження енергосистеми при встановленій потужності ВДЕ 19 ГВт, для балансування попиту при максимальній генерації ВЕС та СЕС необхідно як використання у режимі споживання електроенергії у денні години доби як мережевих САЕ, так і акумуляційних систем, спільно працюючих з цими відновлюваними джерелами. Крім того, генерація ВЕС та СЕС протягом доби скорочується від 3,1 ГВт у нічні години до 4,3 ГВт у денні години. При мінімальній генерації ВДЕ скорочення їх генерації не відбувається, використовуються лише гідроакумулюючі потужності та акумулюючі системи. Для забезпечення надійності роботи енергосистеми у такі характерні доби для покриття зміни обсягу генерації ВДЕ необхідно резерв потужності маневрених ТЕС оцінюється у 3,8 ГВт.

У табл. 6 наведено результати покриття навантаження доби весняного паводку у 2040 р. при максимальній та мінімальній генерації ВЕС та СЕС за сценарієм помірнього зростання їх встановленої потужності.

Порівняння отриманих результатів, наведених у табл. 6, з результатами табл. 5 показало, що при помірному зростанні встановленої потужності ВДЕ до 15,5 ГВт при їх мінімальній генерації акумуляційні системи взагалі не використовуються, а ГАЕС традиційно споживає електроенергії у нічні години доби. При максимальній генерації ВДЕ потужності ГАЕС та акумуляційних систем використовуються у денні години для споживання профіциту електроенергії, а обсяги скорочення відпуску потужності відновлюваних джерел становлять від 2,3 ГВт до 2,4 ГВт протягом усієї доби. При цьому для забезпечення зміни обсягів їх генерації від мінімальної до максимальної необхідно мати резервні потужності маневрених ТЕС у обсязі 3,2 ГВт.

#### 4. Висновки

Стрімке зростання потужностей ВЕС та СЕС в ОЕС України значно підвищили потреби у гнучких механізмах забезпечення балансової надійності енергосистеми. Наявна значна частка базових атомних потужностей в енергосистемі, низький маневрений діапазон енергоблоків ТЕС, обмежений обсяг високоманевреної гідрогенерації вже призвели до обмежень на відпуск електроенергії від цих ВДЕ в умовах сезонного та добового зниження попиту.

**Таблиця 3.** Прогнозна структура генеруючих потужностей ОЕС України за сценаріями зростання потужностей ВДЕ у 2040 р., МВт

Сценарій	Швидке зростання		Помірне зростання	
Загальна встановлена потужність, ГВт, %	59,1	100,0%	55,6	100,0%
АЕС	15,9	27,0%	15,9	28,7%
ТЕС	14,4	24,4%	14,9	26,7%
ВЕС	8,0	13,5%	6,0	10,8%
СЕС	11,0	18,6%	9,5	17,1%
ГЕС	4,9	8,3%	4,9	8,8%
ГАЕС	2,0	3,3%	2,0	3,5%
САЕ	1,6	2,7%	1,6	2,9%
АБ	1,3	2,2%	0,9	1,5%

**Таблиця 4.** Потужності покриття максимального навантаження енергосистеми у 2040 р., МВт

Зростання потужностей ВДЕ	Швидке зростання				Помірне зростання			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Сегмент доби	1	2	3	4	1	2	3	4
Тривалість сегменту, год	7	6	6	5	7	6	6	5
АЕС	12685	12685	12685	12685	12685	12685	12685	12685
ТЕС	10742	11903	11903	11903	10294	12307	12307	12307
СЕС	0	341	297	0	0	295	257	0
ВЕС	312	505	745	1226	234	378	558	918
ГЕС	150	856	2405	676	150	2035	1665	150
ГАЕС генерація	0	1063	0	0	0	0	681	0
Розрядження САЕ	0	0	0	0	0	0	0	430
Розрядження АБ	0	346	0	0	0	0	259	0
ГАЕС закачування	-1249	0	0	0	-800	0	0	0
Зарядження САЕ	0	0	0	0	0	0	-377	0
Зарядження АБ	-312	0	0	0	-234	0	0	0
Навантаження	22329	27700	28035	26490	22329	27700	28035	26490

Розроблено новий підхід до врахування генерації ВДЕ при формуванні балансів покриття навантаження енергосистеми, при якому, на відміну від існуючого, проведено детальне врахування використання потужності генерації цих ВДЕ. Загальна потужність їх генерації, формована відповідно до характерного профілю доби, розподіляється на три складові, що враховують як потужність, що відпус-

кається в енергосистему, так і профіцитну потужність, яка, при вичерпанні всіх інших можливостей щодо збалансування покриття попиту на електроенергію на кожному часовому сегменті добового графіка електричного навантаження, надходить в акумуляційну систему або обмежується.

Забезпечення балансової надійності енергосистеми при функціонуванні значних обсягів

**Таблиця 5.** Баланси покриття навантаження енергосистеми доби весняного паводку навантаження при максимальній та мінімальній генерації ВЕС та СЕС при швидкому зростанні їх встановленої потужності у 2040 р., МВт

Генерація ВЕС та СЕС	Максимальна				Мінімальна			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Сегмент доби	1	2	3	4	1	2	3	4
Тривалість сегменту, год	7	6	6	5	7	6	6	5
АЕС	7719	7719	8211	7942	7719	7719	8211	7942
ТЕС	2823	2823	2823	5410	5624	6584	6613	7161
СЕС	84	5078	6150	256	33	2915	4202	187
ВЕС	6208	6368	6961	6400	700	312	146	196
ГЕС	2814	300	300	300	2354	300	865	1907
ГАЕС генерація	0	491	0	155	0	0	0	1095
Розрядження САЕ	0	0	0	670	0	0	0	0
Розрядження АБ	0	0	0	1040	0	260	0	357
ГАЕС закачування	-77	0	-177	0	0	0	-1250	0
Зарядження САЕ	0	-375	-213	0	0	0	0	0
Зарядження АБ	0	0	-912	0	-503	0	0	0
Навантаження	15926	18090	18788	18846	15926	18090	18788	18846
Обмеження ВДЕ	3146	4315	4355	3328	0	0	0	0

**Таблиця 6.** Баланси покриття навантаження енергосистеми доби весняного паводку навантаження при максимальній та мінімальній генерації ВЕС та СЕС при помірному зростанні їх встановленої потужності у 2040 р., МВт

Генерація ВЕС та СЕС	Максимальна				Мінімальна			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Сегмент доби	1	2	3	4	1	2	3	4
Тривалість сегменту, год	7	6	6	5	7	6	6	5
АЕС	8097	8097	8097	8877	8097	8097	8097	8877
ТЕС	2986	2986	2986	5736	6182	6182	6182	7055
СЕС	73	4390	5317	221	29	2520	3633	162
ВЕС	4650	4770	5214	4794	524	234	110	147
ГЕС	2445	731	300	300	1094	1907	766	1860
ГАЕС генерація	0	0	0	745	0	0	0	745
Розряджання САЕ	0	0	0	0	0	0	0	0
Розряджання АБ	0	0	0	570	0	0	0	0
ГАЕС закачування	0	0	-850	0	0	-850	0	0
Заряджання САЕ	0	0	0	0	0	0	0	0
Заряджання АБ	0	-500	0	0	0	0	0	0
Навантаження	15926	18090	18788	18846	15926	18090	18788	18846
Обмеження ВДЕ	2325	2385	2277	2397	0	0	0	0

негарантованих потужностей ВЕС та СЕС враховано у моделі оптимізації прогнозу структури генеруючих потужностей електроенергетичної системи використанням балансів характерних добових графіків електричного навантаження, в яких визначаються обсяги необхідної маневреної потужності для покриття кожного діапазону ГЕН при заданому рівні зміни потужності ВДЕ.

Результати сценарних розрахунків показали, що при зростанні до 2040 р. встановлених потужностей ВЕС до 7 ГВт і 11 ГВт СЕС необхідно впровадження 2,9 ГВт батарейних акумуляційних систем, з яких 1,6 ГВт мережевих акумуляційних систем та 1,3 ГВт акумуляційних систем, що працюють спільно з електростанціями на ВДЕ. У дні весняного паводку для підтримки зміни потужності ВЕС та СЕС необхідно 3,8 ГВт наявного резерву потужностей ТЕС. При максимальній генерації ВДЕ у цей період диспетчерське обмеження їх потужності у часових інтервалах доби складає від 3,1 до 4,3 ГВт. При помірному зростанні до 6 ГВт встановленої потужності ВЕС і 9,5 ГВт СЕС потреба у акумуляційних системах, що працюють спільно з ВДЕ, зменшується до 0,9 ГВт, а потреба у резервуючих потужностях ТЕС становить 3,2 ГВт.

#### Посилання

1. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2020 році. НЕК «Укренерго». URL: [https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/06/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyhpotuzhnostej-dlya-pokryttya-prognozovanogo-](https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/06/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyhpotuzhnostej-dlya-pokryttya-prognozovanogo)

[popytu-na-elektrychnu-energiyu-ta-zabezpechennya-neobhidnogo-rezervu-u-2020.pdf](https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/06/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyhpotuzhnostej-dlya-pokryttya-prognozovanogo-popytu-na-elektrychnu-energiyu-ta-zabezpechennya-neobhidnogo-rezervu-u-2020.pdf) (дата звернення: 22.02.2021).

2. Робота ОЕС (текст з екрану). НЕК «Укренерго». URL: <https://ua.energy/category/robotaipts> (дата звернення: 18.01.2022).

3. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. Верховна Рада України. Законодавство України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 18.01.2022).

4. Нечаєва Т.П. Модель та структура довгострокового розвитку генеруючих потужностей електроенергетичної системи з урахуванням динаміки вводу-вибуття потужностей та зміни їх техніко-економічних показників. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. Вип. 3(54). С. 5—9. <https://doi.org/10.15407/pge2018.03.005>

5. Нечаєва Т.П. Урахування використання акумуляційних систем у моделі прогнозування довгострокового розвитку електроенергетичної системи. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. Вип. 3(66). С. 14—22. <https://doi.org/10.15407/pge2021.03.014>

6. Методологія виконання оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. НЕК «Укренерго». 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/11/Metodologiya-2020-v2.pdf> (дата звернення: 22.02.2021).

7. Шульженко С.В. Оптимізація диспетчеризації генеруючих потужностей енергосистеми за умови обмеження генерації вітрових та сонячних електростанцій. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. 4(63). С. 14—23. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.014>

8. Погодинний баланс потужності ОЕС України. *Єдиний державний веб-портал відкритих даних*. URL: <http://ua.energy/static/2014-2020.xlsx> (дата звернення: 18.03.2021).

## MODELING ENSURING DEMAND-SUPPLY BALANCE OF THE POWER SYSTEM IN CONDITIONS OF SIGNIFICANT RENEWABLE GENERATION

**Tetiana Nechaieva**, PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0001-9154-4545>  
Institute of General Energy of NAS of Ukraine, 172, Antonovych Str., Kyiv, 03150, Ukraine;  
e-mail: [info@ienergy.kiev.ua](mailto:info@ienergy.kiev.ua)  
Corresponding author: [nechaieva@ienergy.kiev.ua](mailto:nechaieva@ienergy.kiev.ua)

**Abstract.** *The problems of functioning of the IPS of Ukraine at fast growth in its structure the renewable energy source (RES) capacities such as wind and solar power plants are considered. In existing conditions, the presence of a significant share of basic nuclear generation, a small maneuverable range of TPP power units, and a limited amount of highly maneuverable hydro generation of the existing flexibility of the power system is not enough to ensure demand-supply balance of the power system with surplus RES electricity generation. The solution to this problem is currently performed by using hydro-pumped storage during uncharacteristic daytime hours of the day and limiting of electricity supply of wind and power plants into the power system. A modern solution is the use of to the battery storage systems to transfer the surplus of electricity from these RES in hours of increased consumption. The article presents the developed approach to modeling the participation of wind and solar capacities in load coverage balances of the optimization model of the forecast structure of power system generating capacities, that takes into account both curtailment and accumulation of excess generation of these RES. The modeling results showed that with significant of wind and solar power capacities, providing balance coverage load during spring floods with a significant share of nuclear generation capacity and the need for water supply is carried out as using hydro-pumped capacity during daytime hours of surplus capacity, grid battery storage systems so and battery storage systems, working together with RES, and their power curtailment.*

**Keywords:** power system, balance reliability, mathematical model, battery energy storage system, load curve, power curtailment.

### References

1. Zvit z otsinky vidpovidnosti (dostatnosti) heneruiuchykh potuzhnosti dlia pokryttia prohnzovanoho popytu na elektrychnu enerhiu ta zabezpechennia neobkhidnoho rezervu u 2020 rotsi. NPC «Ukrenergo». URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/06/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-dlya-pokryt-tya-prognzovanogo-popytu-na-elektrychnu-energiyu-ta-zabezpechennya-neobkhidnoho-rezervu-u-2020.pdf> (Last accessed: 22.02.2021) [in Ukrainian].
2. Robota OES (on-screen text). NPC „Ukrenergo“. URL: <https://ua.energy/category/robotaip> (Last accessed: 18.01.2022) [in Ukrainian].
3. On Electricity Market: Law of Ukraine, April 13, 2017, No. 2019-VIII. Verkhovna Rada of Ukraine. Legislation of Ukraine. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19?lang=en#Text> (Last accessed: 18.01.2022).
4. Nechaieva, T.P. (2018). Model and structure of the long-term development of generating capacities of a power system with regard for the commissioning and decommissioning dynamics of capacities and changing their technical-and-economic indices. *The Problems of General Energy*. 3(54), 5–9 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2018.03.005>
5. Nechaieva, T.P. (2021). Accounting for use of energy storage systems in the model of the long-term power system development forecasting. *The Problems of General Energy*. 3(66), 14–22 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2021.03.014>
6. Metodolohiia vykonannia otsinky vidpovidnosti (dostatnosti) heneruiuchykh potuzhnosti. (2020). NPC «Ukrenergo». URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/11/Metodologiya-2020-v2.pdf>. (Last accessed: 22.02.2021) [in Ukrainian].
7. Shulzhenko, S.V. (2020). Optimal generation dispatch with wind and solar curtailment. *The Problems of General Energy*, 4(63), 14–23. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.014>
8. Pohodynnyi balans potuzhnosti OES Ukrainy. (2021). *Yedynyi derzhavnyi veb-portal vidkrytykh danykh*. URL: <http://ua.energy/static/2014-2020.xlsx> (Last accessed: 18.03.2021) [in Ukrainian].

Надійшла до редколегії: 08.02.2022