

УДК 620:621.31

Т.П. НЕЧАЄВА, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0001-9154-4545
Інститут загальної енергетики НАН України,
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

МОДЕЛЮВАННЯ ГНУЧКИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ АТОМНИХ ЕНЕРГОБЛОКІВ У МАТЕМАТИЧНІЙ МОДЕЛІ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЇ ДОБОВОГО ГРАФІКА ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ

Експлуатація атомних енергоблоків у гнучких режимах навантаження є одним з актуальних напрямів підвищення гнучкості енергосистеми. У статті наведено підходи до моделювання змінних режимів навантаження енергоблоків АЕС у математичній моделі диспетчеризації добового графіка навантаження ОЕС України. Перший полягає у моделюванні завантаження енергоблоків АЕС аналогічно до моделювання гнучкої експлуатації енергоблоків ТЕС. Другий підхід полягає у формуванні для кожного атомного енергоблоку варіантів режимів погодинного навантаження протягом доби, вибір одного з яких здійснюється в результаті реалізації оптимізаційної задачі. Оптиміальна диспетчеризація навантаження нових атомних енергоблоків при значній потужності СЕС дозволяє задіяти всі наявні маневрені генеруючі потужності, в тому числі гідроагрегати ГАЕС, для забезпечення балансу енергосистеми без обмеження надлишкової сонячної генерації або застосування батарейних акумуляційних систем.

К л ю ч о в і с л о в а: математична модель диспетчеризації, режим експлуатації, атомний енергоблок, добовий графік електричного навантаження, енергосистема.

Експлуатація атомних електростанцій зазвичай передбачала їх використання у режимі підтримки номінальної електричної потужності з незначними відхиленнями, що є найбільш економічно ефективним, експлуатаційно простішим та безпечнішим. Робота енергоблоків АЕС у базовому режимі зменшує термічні та термомеханічні навантаження на матеріали активної зони і основне обладнання реакторної установки, що, в свою чергу, сприяє збільшенню терміну служби обладнання, позитивно позначається на безпеці експлуатації.

Неможливість участі АЕС у добовому регулюванні при значній частці атомної генерації призводить до значного профіциту електроенергії при проходженні мінімумів графіка електричного навантаження (ГЕН), а також наявності маневрених потужностей для покриття пікового споживання. Зростання нерівномірності ГЕН і збільшення дефіциту маневрених потужностей обумовлюють використання АЕС у змінному режимі навантаження. Слід зазначити, що вимоги до маневреності енергоблоків АЕС істотно залежать від ключових характеристик енергосистеми, до складу якої вони вхо-

дять (структури генеруючих потужностей, графіків навантаження тощо). Здатність АЕС брати участь у регулюванні навантаження енергосистеми є одним із вирішальних факторів розвитку атомної енергетики і безпосередньо впливає на показники конкурентоспроможності АЕС.

Відповідно до технічних вимог експлуатуючих ядерні реактори компаній до нових АЕС з реакторами легководного типу European Utility Requirement [1], сучасні ядерні реактори мають реалізовувати значні можливості для маневрування і, зокрема, мати можливість працювати в режимі слідування за навантаженням. Здатність працювати в маневреному режимі є однією з вимог, що пред'являються до реакторів нового покоління. Режим добового регулювання потужності передбачає використання програми зміни потужності, з кількома змінами навантаження енергоблоку протягом доби. АЕС повинна бути здатною забезпечити циклічну зміну добового навантаження від 50 до 100% номінальної потужності $N_{\text{ном}}$ (але не нижче мінімального рівня потужності) зі швидкістю зміни електричної потужності $3\% N_{\text{ном}}/\text{хв}$ (25% за годину) [2]. Стандартна конструкція енергоблоку повинна забезпечувати виконання планової та позапланової експлуатації в режимі

© Т.П. НЕЧАЄВА, 2021

слідування за навантаженням (наприклад, зниженням потужності, з наступним вирівнюванням і зростанням) протягом 90% всього паливного циклу. Очікується, що енергоблок пройде через таку кількість планових змін навантаження, кожна варіація якого визначається як перехід від повної потужності до мінімального навантаження і знову до повної потужності: двічі на добу, 5 разів на тиждень – сумарно 200 разів на рік. Для перспективних установок з малими модульними реакторами (ММР) передбачено можливість їх використання у режимах слідування за навантаженням та маневрування [3] з 24 годинним циклом навантаження від 20 до 100% номінальної потужності зі швидкістю зміни 40% за годину.

З технічної точки зору, робота енергоблоків АЕС у маневреному режимі можлива, що неодноразово було продемонстровано на практиці в різних країнах світу.

Найбільший досвід у цьому напрямку має Франція, основу енергобалансу якої складає атомна генерація з легководними реакторами під тиском. Це обумовило необхідність реалізувати або підвищити можливості маневрування АЕС для адаптації їх електропостачання до добових, сезонних або інших змін попиту на електроенергію. У результаті робота атомної генерації в режимі слідування за навантаженням у Франції була обґрунтована і успішно відпрацьована. Четверте покоління енергоблоків французьких АЕС електричної потужністю 1400 МВт з реакторами проекту N4 з самого початку розроблялося з урахуванням можливості зміни потужності в діапазоні від 30 до 100% протягом доби [2]. Французькі ядерні реактори спроектовані таким чином, щоб мати можливість зменшувати відпуск із 100 до 20% від номінальної потужності двічі на день менше ніж за 30 хв., залежно від типу реактора. Таким чином, вони мають здатність нарощування/зниження 30–40 МВт за хвилину (близько 3% від номінальної потужності) [4].

Для АЕС Німеччини запровадження режиму слідування за навантаженням останніми роками стало важливим через підключення до національної енергосистеми значної частки мінливих відновлюваних джерел виробництва електроенергії (ВДЕ) (зокрема, ВЕС). З цих причин деякі німецькі генеруючі компанії розпочали експлуатацію своїх АЕС у режимі слідування за навантаженням. Німецькі реактори Konvoi були розроблені для 15 тисяч циклів добових змін потужності від 100% $N_{\text{ном}}$ до 60% $N_{\text{ном}}$ та 100 тисяч циклів з варіаціями потужності від 100% $N_{\text{ном}}$ до 80% $N_{\text{ном}}$ [2].

Для Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України можливість використовувати атомні енергоблоки у змінних режимах добового навантаження має велике значення для підвищення системної гнучкості і збалансованості через зростаючу частку змінних ВДЕ у її структурі, значну частку існуючих базових потужностей АЕС та недостатньої потужності маневреної генерації.

Розвиток національної атомної енергетики передбачає введення на заміну виведених з експлуатації існуючих атомних енергоблоків після закінчення їх понадпроектного ресурсу нових удосконалених потужних енергоблоків АЕС та більш маневрених перспективних енергоблоків з ММР. Тому моделювання гнучкої експлуатації нових атомних потужностей при визначенні оптимального завантаження генеруючих потужностей при покритті добових ГЕН ОЕС України є актуальною задачею.

Метою роботи є моделювання гнучких режимів експлуатації новітніх та перспективних ядерних енергоблоків у математичній моделі диспетчеризації добового графіка електричних навантажень енергосистеми України.

Участь нових та перспективних ядерних енергоблоків у покритті графіків електричного навантаження енергосистеми з урахуванням її балансової надійності проведено у математичній моделі оптимальної диспетчеризації [5, 6] добового ГЕН енергосистеми України.

Критерієм оптимізації математичного моделі [5, 6] є мінімізація загальних витрат на виробництво електроенергії протягом доби генеруючих потужностей, що беруть участь у покритті ГЕН, за виключенням витрат на роботу гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі. Також враховуються витрати на заряд/розряд батарейних акумуляційних систем, які використовуються при необхідності балансування енергосистеми:

$$\sum_{t=1}^T \left[\sum_{k \in K \setminus (K^{PS} \cup K^{TPP})} P_{kt}^G c_{kt}^G + \sum_{k \in K^{TPP}} \sum_{u \in U^{TPP}} P_{kut}^{TPP} c_{kut}^{TPP} + \sum_{k \in K^{PS}} \sum_{u \in U^{KPS}} (y_{kut}^G P_{kut}^G c_{kut}^G - y_{kut}^P P_{kut}^P c_{kut}^P) + p_t^r c_t^r + p_t^z c_t^z \right] \rightarrow \min, \quad (1)$$

де T – множина періодів моделювання. Для добового ГЕН енергосистеми множина T складається з 24 (1...24) годинних періодів; t – індекс періоду моделювання; K – множина всіх енергоблоків ТЕС та АЕС, теплоелектроцентралеї (ТЕЦ), гідроагрегатів ГЕС та ГАЕС, генераторів блок-станцій, а також електрогенеруючого обладнання ВЕС та СЕС; K^{PS} – підмножина ГАЕС (Київська, Дністровська та Ташлицька ГАЕС); K^{TPP} – підмножина типів енергоблоків ТЕС, які наявні в ОЕС України; $k \in K \setminus (K^{PS} \cup K^{TPP})$ – індекс

типу генеруючих потужностей, що працюють в межах ОЕС України, за виключенням ГАЕС та ТЕС, зокрема, ТЕЦ, АЕС, ГЕС, ВЕС, СЕС; P_{kt}^G – змінні потужностей з множини $K \setminus (K^{PS} \cup K^{TPP})$, МВт; c_{kt}^G – собівартість генерації МВт·год електроенергії генеруючою потужністю з підмножини $K \setminus (K^{PS} \cup K^{TPP})$ протягом години t ; $k \in K^{TPP}$ – індекс енергоблоку ТЕС певного типу; U^{TPP} – множина енергоблоків кожного типу енергоблоків ТЕС з підмножини K^{TPP} ; $u \in U^{TPP}$ – індекс кількості енергоблоків певного типу ТЕС з множини K^{TPP} ; P_{kut}^{TPP} – змінна, що відповідає сумарній потужності, яку генерують енергоблоки ТЕС певного типу з множини U^{TPP} для кожної години доби, МВт; c_{kut}^{TPP} – собівартість генерації МВт·год електроенергії енергоблоків ТЕС певного типу з множини U^{TPP} ; $k \in K^{PS}$ – індекс ГАЕС – Київська, Дністровська та Ташлицька ГАЕС; U^{KPS} – множина гідроагрегатів кожної ГАЕС з підмножини K^{PS} ; y_{kut}^G – бінарна змінна, дорівнює 1 (одиниця), 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); P_{kut}^G – електрична потужність генерації електроенергії гідроагрегатом з множини U^{KPS} певної ГАЕС з множини K^{PS} протягом години t , МВт; c_{kut}^G – собівартість генерації МВт·год електроенергії гідроагрегатом з множини U^{KPS} певної ГАЕС з множини K^{PS} протягом години t ; y_{kut}^P – бінарна змінна, дорівнює 1 (одиниця), 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); 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; c_{kut}^P – собівартість споживання МВт·год електроенергії гідроагрегатом з множини U^{KPS} , що працює в насосному режимі, певної ГАЕС з множини K^{PS} протягом години t ; p_t^r – змінна обсягу розрядженої акумуляційним накопичувачем електроенергії протягом години t , МВт·год; c_t^r – собівартість МВт·год розрядженої акумуляційним накопичувачем електроенергії протягом години t ; p_t^z – змінна обсягу зарядженої акумуляційним накопичувачем електроенергії протягом години t , МВт·год; c_t^z – собівартість МВт·год зарядженої акумуляційним накопичувачем електроенергії протягом години t .

У математичній моделі [5, 6] розглядається ізольована енергосистема, тобто для кожного часового періоду 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 заряду–розряду батарейних акумуляційних систем:

$$\sum_{k \in K \setminus (K^{PS} \cup K^{TPP})} p_{kt}^G + \sum_{k \in K^{TPP}} \sum_{u \in U^{TPP}} P_{kut}^{TPP} + \sum_{k \in K^{PS}} \sum_{u \in U^{PS}} (y_{kut}^G P_{kut}^G - y_{kut}^P P_{kut}^P) + p_t^r - p_t^z = D_t; \quad \forall t \in T, \quad (2)$$

де D_t – обсяг споживання електроенергії відповідно до добового ГЕН протягом часового періоду t , МВт·год.

Використання маневрених енергоблоків ТЕС промодельовано можливістю зміни потужності генерації в діапазоні від мінімального до номінального рівнів навантаження, швидкістю зміни навантаження, кількістю пусків протягом доби, мінімальною та максимальною кількістю енергоблоків певного типу, що приймають участь у добовому балансі ГЕН [6]. Оптимальний склад та погодинне навантаження енергоблоків ТЕС визначається в результаті реалізації оптимізаційної задачі з урахуванням собівартості електроенергії кожного типу енергоблоків. Баланс виробництва–споживання електроенергії також забезпечується використанням потужностей ГЕС, сумарний обсяг виробництва електроенергії яких як протягом доби, так і для кожної години доби обмежується знизу та згори, а також діапазоном зміни потужності генерації відносно попередньої години [5].

Моделювання диспетчеризації потужностей енергосистеми проведено для прогнозованого добового ГЕН жовтня 2040 р. на основі фактичних даних доби 13 жовтня 2018 р. [5], коли спостерігались значні обсяги генерації електроенергії ВЕС та СЕС та базової потужності АЕС (приблизно 9700 МВт), ТЕЦ та блок-станцій (приблизно 900 МВт) зі збільшенням потужності споживання на 22%. Потужність ГЕС задано діапазоном від 250 до 2900 МВт з максимальним рівнем зміни потужності до попередньої години 500 МВт. Встановлена прогнозна потужність СЕС приймалася на рівні 11,6 ГВт, ВЕС – 3,7 ГВт. Добову генерацію ВЕС та СЕС наведено на рис. 1.

Базовий варіант розвитку АЕС передбачає збереження поточного рівня існуючих потужностей АЕС до 2040 р. Відповідно сумісний профіль потужності генерації АЕС, ТЕЦ та блок-станцій зберігається незмінним протягом доби на рівні 10600 МВт. У покритті навантаження використовуються існуючі вугільні енергоблоки 200 та 300 МВт (максимально до 12 енергоблоків кожного типу), 1 енергоблок 800 МВт, нові вугільні енергоблоки ЦКШ одиничною потужністю 300 МВт (до 10 енергоблоків) та пікові станції на природному газі (максимально 500 МВт). Мінімум по одному енергоблоку ТЕС кожного типу бере участь у покритті навантаження, пікові установки мо-

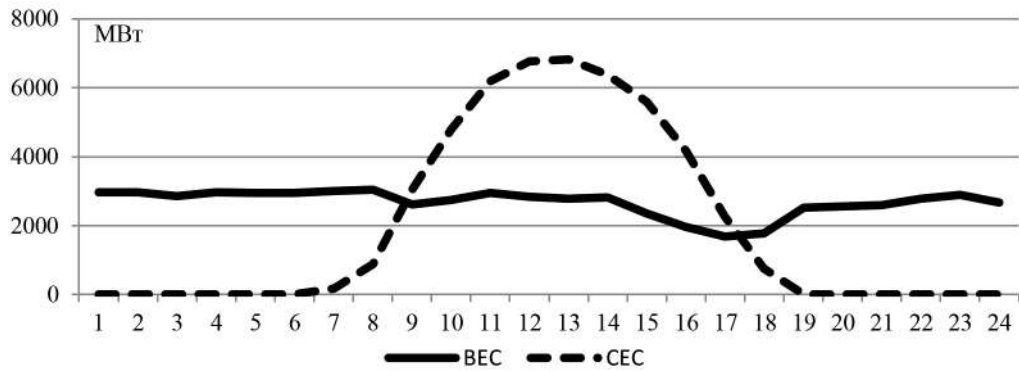


Рис. 1. Добові графіки потужності ВЕС та СЕС

жуть взагалі не використовуватися. Собівартості відпуску електроенергії для блоків 200 МВт задано на рівні 60 дол. США/МВт·год, 300 МВт – 58 дол. США/МВт·год, 800 МВт – 55 дол. США/МВт·год [6], нових енергоблоків з ЦКШ – 80 дол. США/МВт·год, пікових установок на природному газі – 110 дол. США/МВт·год. Результат моделювання диспетчеризації прогнозного добового ГЕН наведено на рис. 2.

У результаті оптимізації у покритті добового ГЕН у змінних режимах навантаження використовуються 1 блок 800 МВт, 3 блоки 300 МВт, 12 блоків 200 МВт існуючих вугільних ТЕС, 1 новий вугільний блок 300 МВт з ЦКШ та 500 МВт пікових газових установок. Значний обсяг базової генерації АЕС потребує для забезпечення балансу

енергосистеми, крім використання існуючих гідроагрегатів ГАЕС у режимі закачування/генерації та змінних режимів експлуатації енергоблоків ТЕС, необхідність заряду-розряду акумуляційних батарейних систем ємністю 8700 МВт·год.

У другому варіанті використання потужностей існуючих АЕС передбачено, що на рівні 2040 р. у зв'язку з закінченням 20-річного продовженого терміну експлуатації у роботі залишиться тільки 3 ГВт атомних потужностей. Відповідно суміщений профіль базової потужності генерації існуючих АЕС, ТЕЦ та блок-станцій задано незмінним на рівні 3600 МВт протягом доби. При цьому передбачено введення 4 потужних удосконалених енергоблоків АЕС третього покоління одиничною потужністю 1150 МВт та 5 енергоблоків з пер-

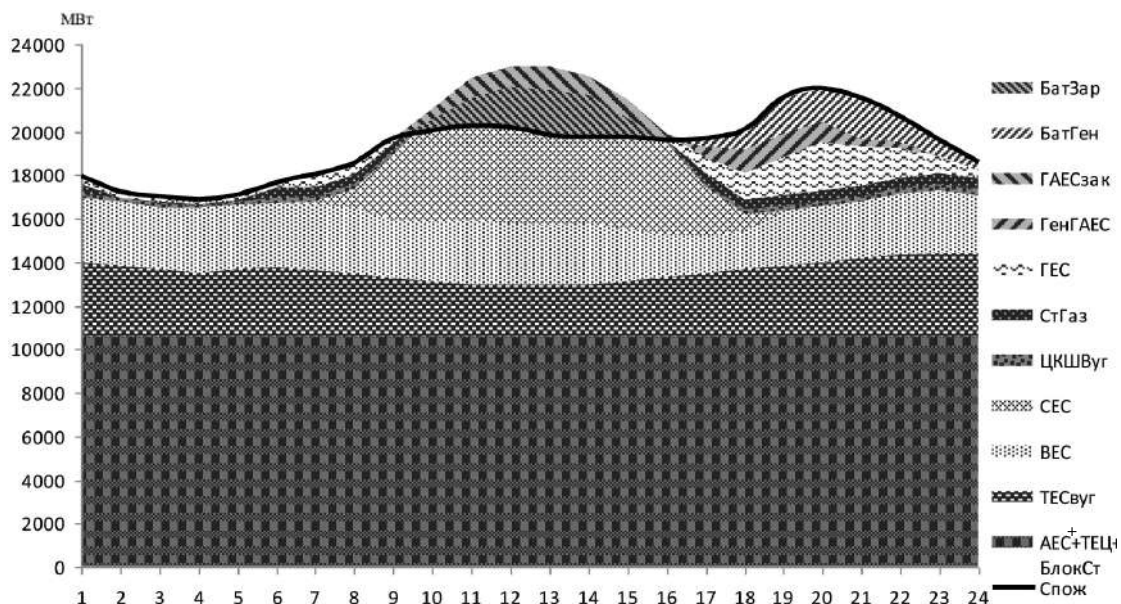


Рис. 2. Структура покриття добового ГЕН при використанні базової потужності існуючих АЕС

Примітка: БатЗар і БатГен – потужності заряду/розряду батарейних акумуляційних систем, ГАЕСзак і ГенГАЕС – сумарні потужності закачування і генерації гідроагрегатів ГАЕС, СтГаз – сумарна потужність пікових установок на природному газі, ЦКШВуг – сумарна потужність нових вугільних енергоблоків ЦКШ, ТЕСвуг – сукупна потужність існуючих вугільних енергоблоків ТЕС, АЕС+ТЕЦ+БлокСт – сумарна потужність генерації існуючих АЕС, ТЕЦ і блок-станцій, Спож – навантаження енергосистеми.

спективними малими модульними реакторами одиничною потужністю 160 МВт.

Моделювання гнучких режимів експлуатації цих нових енергоблоків проведено двома способами.

Перший полягає у використанні підходів, аналогічних до моделювання гнучкого використання енергоблоків ТЕС для покриття добового ГЕН [6]. Енергоблоки нових АЕС протягом всієї доби використовуються в режимі слідування за навантаженням. Діапазон зміни потужності великих енергоблоків протягом години становить 200 МВт, а енергоблоків з ММР – 70 МВт. Участь енергоблоків АЕС у покритті добового ГЕН у моделі задається додаванням до множини типів енергоблоків ТЕС нових потужних енергоблоків АЕС та енергоблоків з ММР з відповідними параметрами, що використовуються для енергоблоків ТЕС, і змінними, що описують функціонування ТЕС у моделі. Собівартість відпуску електроенергії для потужного блоку АЕС задано на рівні 85 дол. США/МВт·год, енергоблоку з ММР – 95 дол. США/МВт·год. Результат моделювання диспетчеризації потужностей для покриття прогнозного добового ГЕН наведено на рис. 3.

Добові погодинні графіки використання сумарних потужностей 4 енергоблоків потужних нових АЕС (NPPG) та 5 нових енергоблоків з ММР (SMR) нових АЕС наведено на рис. 4.

Як видно з рис. 4, нові енергоблоки потужних АЕС і АЕС з ММР використову-

ються у змінних режимах слідування за навантаженням з одним-двома циклами зміни потужності. Такі змінні режими використання нових атомних потужностей дозволяють практично повністю забезпечити баланс навантаження енергосистеми наявними потужностями, в тому числі маневреними енергоблоками ТЕС та використанням гідроагрегатів ГАЕС для перенесення надлишкової генерації СЕС у пікові години споживання. У покритті добового ГЕН використовується 1 блок 800 МВт, 12 блоків 300 МВт, 12 блоків 200 МВт існуючих вугільних ТЕС, 4 нових 300 МВт вугільних блоків ЦКШ та 500 МВт пікових газових установок.

Другий спосіб моделювання гнучких режимів експлуатації нових енергоблоків АЕС полягає у попередньому визначенні множини можливих добових режимів зміни їх потужності, які задаються для кожного енергоблоку АЕС, вибір яких здійснюється в результаті оптимізації. У цьому випадку потужність генерації енергоблоку АЕС при покритті добового графіка навантаження (2) визначається як

$$P_{kufi}^{NPP} = v_{fku}^{NPP} a_{fku}^{NPP} P_k, \quad (3)$$

де P_{kufi}^{NPP} – змінна, що відповідає потужності, яку генерує енергоблок АЕС u з множини нових енергоблоків U^{NPP} певного типу k енергоблоків АЕС з множини типів K^{NPP} для кожної години доби у ре-

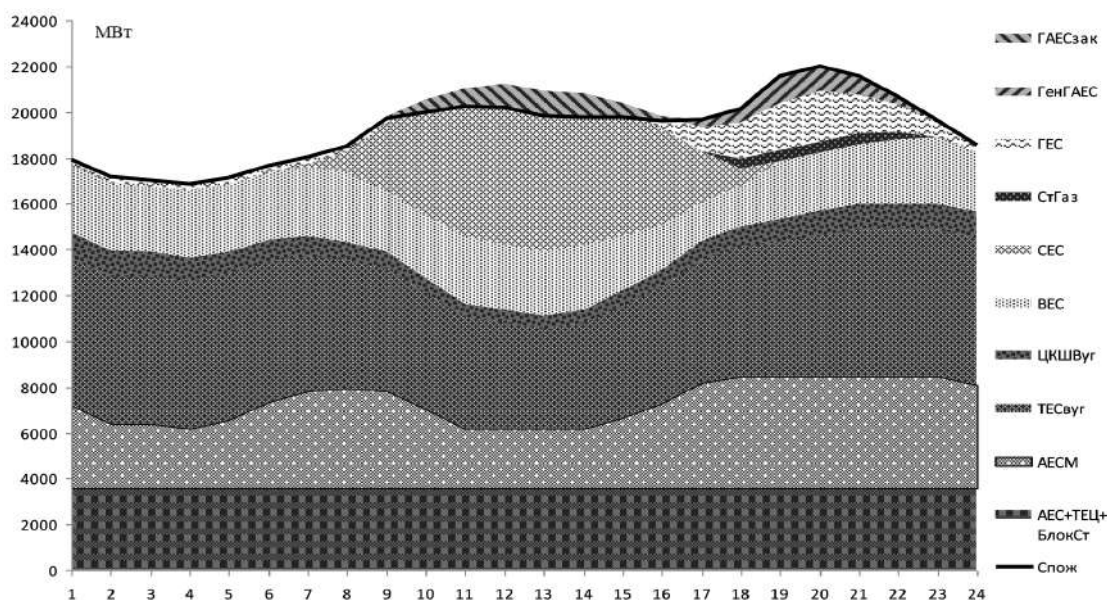


Рис. 3. Структура покриття добового ГЕН при використанні нових енергоблоків АЕС у режимі слідування за навантаженням

Примітка: АЕСМ – сукупна потужність нових маневрених енергоблоків АЕС.

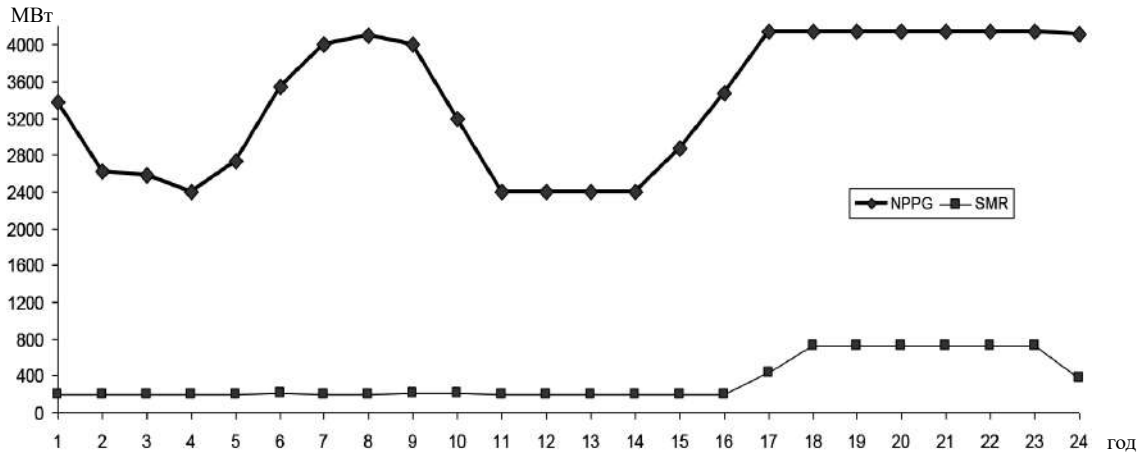


Рис. 4. Добовий графік зміни потужності нових енергоблоків АЕС за типами

жимі f навантаження з множини F режимів навантаження енергоблоків АЕС, МВт; v_{fku}^{NPP} – бінарна змінна для вибору режиму навантаження енергоблоку u АЕС певного типу k ; a_{fku}^{NPP} – коефіцієнт погодинного рівня навантаження енергоблоку АЕС від максимальної потужності P_k енергоблоку типу k протягом доби у режимі f .

Відповідно, баланс покриття добового ГЕН (2) приймає вигляд:

$$\sum_{k \in K \setminus (K^{PS} \cup K^{TPP})} p_{kt}^G + \sum_{k \in K^{NPP}} \sum_{u \in U^{NPP}} \sum_{f \in F} v_{fku}^{NPP} a_{fku}^{NPP} P_k + \sum_{k \in K^{TPP}} \sum_{u \in U^{TPP}} p_{kut}^{TPP} + \sum_{k \in K^{PS}} \sum_{u \in U^{PS}} (y_{kut}^G P_{kut}^G - y_{kut}^P P_{kut}^P) + p_t^r - p_t^z = D_t; \quad \forall t \in T. \quad (4)$$

Умова вибору тільки одного з варіантів режиму роботи для кожного енергоблоку АЕС певного типу при покритті ГЕН задається обмеженням:

$$\sum_{f \in F} v_{fku}^{NPP} \leq 1, \quad \forall u \in U^{NPP}, k \in K^{NPP}. \quad (5)$$

Участь всіх енергоблоків АЕС у покритті ГЕН задається рівняннями:

$$\sum_{f \in F} \sum_{u \in U^{NPP}} v_{fku}^{NPP} \leq n_k, \quad \forall k \in K^{NPP}, \quad (6)$$

де n_k – кількість енергоблоків АЕС кожного типу k .

До цільової функції (1) математичної моделі диспетчеризації [5, 6] витрати нових енергоблоків АЕС входять як сумарний добуток потужностей енергоблоків АЕС кожного типу при покритті добового графіка навантаження та їх відповідної собівартості виробництва електроенергії при певному режимі навантаження $\sum_{k \in K^{NPP}} \sum_{u \in U^{NPP}} \sum_{f \in F} p_{kuf}^{NPP} c_{kf}^{NPP}$.

Визначення собівартості виробництва електроенергії енергоблоку АЕС певного типу з урахуванням їх використання у заданих режимах

зміни потужності протягом доби проведено наступним чином. Добовий обсяг виробництва електроенергії енергоблоку АЕС визначається як сума погодинних потужностей навантаження енергоблоку, що використовується в заданому режимі навантаження f :

$$E_{kfds} = \sum_{t \in T} a_{kfdst} P_k, \quad (7)$$

де a_{kfdst} – коефіцієнт використання номінальної потужності атомного енергоблоку типу k в годину t характерної доби d сезону s , P_k – максимальна потужність енергоблоку типу k .

Річне виробництво електроенергії енергоблоку АЕС, працюючого в режимі f , визначається з урахуванням кількості характерних діб кожного сезону року:

$$E_{kf} = \sum_{d \in D} \sum_{s \in S} E_{kfdst} h_{ds}, \quad (8)$$

де h_{ds} – кількість характерних діб d сезону s у році.

З урахуванням цього, формулу середньозваженої собівартості електроенергії АЕС з урахуванням приведення загальних дисконтованих витрат АЕС протягом життєвого циклу [7] до середньозважених річних можна записати у вигляді:

$$C_{kf}^{NPP} = \frac{C_{kf}^{LCC} CRF_k}{E_{kf}}, \quad (9)$$

де C_{kf}^{LCC} – загальні дисконтовані витрати енергоблоку типу k протягом життєвого циклу, що використовується в режимі f , CRF_k – коефіцієнт повернення капіталу протягом експлуатації за умови постійного дисконту.

Враховуючи складові витрат та можливі режими роботи атомної потужності при покритті графіка електричного навантаження енергосистеми, середньозважені витрати на виробництво електроенергії протягом життєвого циклу технології визначаються як:

$$C_{kf}^{LCC} = \sum_{\tau=1}^n C_{\tau}^K (1+r)^{n-\tau} + \sum_{\tau=n+1}^{L+n} \frac{C_{k\tau}^M + C_{k\tau}^I + C_{k\tau}^V(f)}{(1+r)^{\tau-n-1}}, \quad (10)$$

де n – термін будівництва енергоблоку; C_{τ}^K – капіталовкладення на відповідному етапі τ будівництва, дол. США; L – термін експлуатації, років; $C_{k\tau}^M$ – умовно-постійні витрати на експлуатацію та технічне обслуговування, дол. США; $C_{k\tau}^I$ – сума сплати відсотків за користування кредитними коштами для відповідного року τ експлуатації, дол. США; $C_{k\tau}^V(f)$ – умовно-змінні виробничі ви-

трати, в тому числі на ядерне паливо і поводження з ним для відповідного року τ комерційної експлуатації, які визначаються в залежності від режиму роботи, дол. США.

Для визначення середньозваженої собівартості електроенергії енергоблоку АЕС у змінних режимах навантаження протягом доби використовувалися показники, наведені у табл. 1.

Режими погодинного навантаження та відповідні розраховані собівартості виробництва електроенергії нових енергоблоків АЕС, прийняті у розрахунках, наведено у табл. 2.

Таблиця 1. Показники технологій для розрахунку витрат

Технологія	Питомі капіталовкладення, \$/кВт	Термін експлуатації, років	Термін будівництва, років	Витрати на експлуатацію та технічне обслуговування фіксовані, дол/кВт/рік	Змінні експлуатаційні витрати (паливо), дол/МВт·год	Витрати на поводження з відпрацьованим паливом, дол/МВт·год
Енергоблок удосконалений потужний	4000–5000	55–65	6–8	60–80	7–10	2–4
Енергоблок з ММР	4500–5500	70–80	3–5	80–100	10–14	4–8

Таблиця 2. Варіанти режимів навантаження енергоблоків АЕС за типами

Година доби	Тип енергоблоку режим роботи	Енергоблок удосконалений потужний			Енергоблок з ММР		
		1	2	3	1	2	3
1		1	1	1	1	1	1
2		1	1	1	1	1	1
3		1	1	1	1	1	1
4		1	1	1	1	1	1
5		1	1	1	1	1	1
6		1	1	1	1	1	1
7		1	1	1	1	1	1
8		1	1	1	1	1	1
9		1	0,85	0,85	1	0,75	0,75
10		1	0,75	0,7	1	0,6	0,6
11		1	0,75	0,6	1	0,5	0,5
12		1	0,75	0,5	1	0,5	0,3
13		1	0,75	0,5	1	0,5	0,2
14		1	0,75	0,5	1	0,5	0,3
15		1	0,75	0,6	1	0,5	0,5
16		1	0,75	0,7	1	0,6	0,6
17		1	0,85	0,85	1	0,75	0,75
18		1	1	1	1	1	1
19		1	1	1	1	1	1
20		1	1	1	1	1	1
21		1	1	1	1	1	1
22		1	1	1	1	1	1
23		1	1	1	1	1	1
24		1	1	1	1	1	1
Собівартість, дол/МВт год		76,8	82,9	86,8	84,8	97,4	100,2

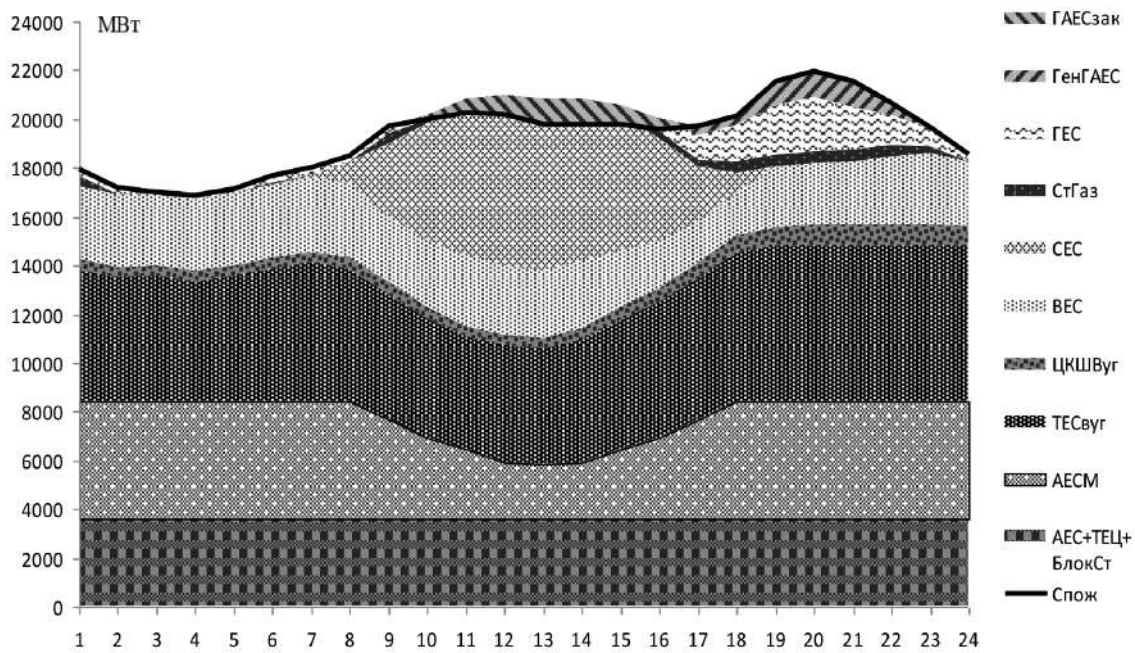


Рис. 5. Структура покриття добового ГЕН при використанні нових енергоблоків АЕС у заданих режимах роботи

У результаті оптимізації навантаження генеруючих потужностей ОЕС при покритті добового графіка навантаження чотири потужні енергоблоки АЕС та п'ять енергоблоків з ММР працюють у режимі навантаження № 3 з максимальним розвантаженням у полуденні години при максимальній потужності генерації СЕС. Такі змінні режими використання нових атомних потужностей також практично повністю забезпечують баланс навантаження енергосистеми наявними потужностями, в тому числі маневреними енергоблоками ТЕС та використанням гідроагрегатів ГАЕС для перенесення надлишкової генерації СЕС у пікові години споживання. У покритті добового ГЕН використовується 1 блок 800 МВт, 12 блоків 300 МВт, 12 блоків 200 МВт існуючих вугільних ТЕС, 3 нових вугільних блока 300 МВт з ЦКШ та 500 МВт пікових газових установок. Структуру покриття добового ГЕН наведено на рис. 5.

Сумарне виробництво електроенергії нових АЕС у режимі слідування за навантаженням становить 90 тис. МВт·год, вугільних ТЕС – 159 тис. МВт·год, пікових газових установок – 2,2 тис. МВт·год. При використанні нових енергоблоків АЕС у третьому режимі навантаження (табл. 2) їх сумарне добове виробництво електроенергії становить 100 тис. МВт·год, вугільних ТЕС – 146 тис. МВт·год, пікових газових установок – 4,5 тис. МВт·год.

ВИСНОВКИ

1. Робота АЕС на номінальній потужності є найбільш економічно ефективною і експлуата-

ційно простішою та безпечною. Але при значній частці атомних базових потужностей та великих обсягах генерації на відновлюваних джерелах енергії, зокрема сонячній, неможливість участі АЕС в добовому регулюванні навантаження призводить до значного профіциту електроенергії при піковому виробництві електроенергії на СЕС, що обумовлює застосування додаткових джерел гнучкості енергосистеми таких, як батарейні акумуляційні системи.

2. Проекти нових удосконалених енергоблоків АЕС передбачають їх використання у змінних режимах навантаження з розвантаженням до 50% від номінальної потужності. Перспективні енергоблоки АЕС з малими модульними реакторами запроєктовано на ще більшу маневреність роботи з можливим розвантаженням до 20% від номінальної потужності.

3. Моделювання гнучких режимів експлуатації енергоблоків АЕС проведено з використанням їх або в режимі слідування за навантаженням з визначеним можливим рівнем зміни потужності відносно попереднього часового періоду, або можливими режимами погодинного навантаження енергоблоків.

4. Використання енергоблоків у гнучких режимах навантаження практично повністю забезпечує баланс навантаження енергосистеми наявними потужностями без обмеження надлишкової генерації СЕС або застосування батарейних акумуляційних систем, в тому числі за рахунок маневрених енергоблоків ТЕС та

використанням гідроагрегатів ГАЕС для перенесення надлишкової генерації СЕС у пікові години споживання.

1. The European Utility Requirement document for LWR nuclear power plants. URL: <http://www.europeanutilityrequirements.org/Welcome.aspx> (дата звернення: 12.01.2021).

2. Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants. *Nuclear Energy Agency. Organisation for economic co-operation and development. OECD*, 2011. URL: <https://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2011/load-following-npp.pdf> (дата звернення: 10.01.2021).

3. Ingersoll D.T., Colbert C., Houghton Z., Snuggerud R., Gaston J.W. and Empey M. Can Nuclear Energy and Renewables be Friends? *Proceedings of the 2015 International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2015), Nice, France, May 2–6, 2015*. URL: <https://mc-67443a0a-0a3b-4888-8568-874354-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Nuscale/Files/Technology/Technical-Publications/can-nuclear-power-and-renewables-be-friends.ashx?rev=81e413bca9f1491aadcf38a77dc46172&hash=C685BF2B0EF777FC16811823743B7317> (дата звернення: 15.01.2021).

4. Flexible Nuclear Energy for Clean Energy Systems. Technical Report NREL/TP-6A50-77088. September 2020.

URL <https://www.nice-future.org/flexible-nuclear-energy-clean-energy-systems> (дата звернення: 02.02.2021)

5. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Тарасенко П.В. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального режиму завантаження гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій при покритті добового графіка електричних навантажень енергосистеми України *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 4(59). С. 13—23. <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.013>.

6. 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 гідроакumuлюючих 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>.

7. Шульженко С.В. Особливості розрахунку вартісних показників у задачах прогнозування розвитку електроенергетичних систем за ринкових умов їх функціонування. *Проблеми загальної енергетики*. 2008. Вип. 2(18). С. 16—20.

Надійшла до редколегії: 10.02.2021