

# МОДЕЛЬ ІНТЕГРАЦІЇ ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В ЕНЕРГЕТИЧНУ СИСТЕМУ НА НАЙНИЖЧОМУ РІВНІ ІЄРАРХІЇ УПРАВЛІННЯ

## Вступ

Перехід до реструктуризації та дерегулювання в енергетиці є тривалим процесом. Значну організаційну роль в ньому відіграє політична ситуація в державі (регіоні, в сусідніх країнах), яка досить часто змінюється, а це, в свою чергу, впливає на формування тарифної схеми плати за електроенергію, умови та стандарти приєднання до мережі як виробників електричної енергії (централізованої і децентралізованої генерації), так і споживачів, а також на ряд інших регуляторних механізмів. Разом з цим, фізичні процеси, які лежать в основі роботи енергосистеми, від цих факторів не залежать і протікають постійно і з передбачуваними ефектами та наслідками.

На сьогодні генеруюче обладнання електроенергетичної галузі України вкрай зношене і використовується на грані своїх технічних можливостей [1]. Ресурс ядерних енергоблоків з реакторами ВВЕР-440 та ВВЕР-1000 становить 30 років. Враховуючи терміни

введення в експлуатацію діючих енергоблоків (значна частина блоків атомних електростанцій введена в експлуатацію ще в 1980-1983 роках), після 2010 року можна очікувати заходи поступового виводу з експлуатації енергоблоків з реакторами ВВЕР. А заміна їх новими потребує гігантських капіталовкладень (до \$2 тис. за 1 кВт встановленої потужності), до того ж недостатня кількість маневрових потужностей, які могли б забезпечити покриття графіків навантаження роблять країну ще більш залежною від імпорту енергоносіїв, що накладає відчутний відбиток на економічну, політичну та соціальну сфери суспільного життя. Згідно з [1, 2], існуюча структура генеруючих потужностей ОЕС України є несприятливою для регулювання графіка навантаження, оскільки не відповідає тим співвідношенням базових і пікових потужностей, які необхідні для забезпечення регулювання частоти та графіків зовнішніх перетоків. Після добудови і введення в експлуатацію двох блоків АЕС (блоки №2 Хмельницької

АЕС і №4 Рівненської АЕС) базова потужність додатково підвищилась, що ускладнює можливість регулювання, а від блоків ТЕС вимагається значне збільшення маневреності. Через те, що існуючі генеруючі потужності теплових електростанцій перебувають на межі граничних можливостей регулювання, для забезпечення добового регулювання при подальшому зростанні нерівномірності добових графіків споживання і збільшеній базовій потужності потрібно вирішувати проблему вводу нових пікових і високоманеврених потужностей.

Для вирішення проблеми збільшення маневрених потужностей ОЕС України, крім запропонованих в [1, 3] нового будівництва ГАЕС, ПГУ та ГТУ, а також модернізації існуючого обладнання ТЕС з впровадженням більш прогресивних технологій спалення палива та використання енергоефективного обладнання, виводу з експлуатації обладнання з низькими техніко-економічними показниками, доцільно розглядати комплексне управління енергопостачанням та енергоспоживанням, або інтегроване ресурсне планування.

#### Об'єднана енергетична система з точки зору теорії великих систем

Інтегроване ресурсне планування - це циклічна модель планування, яка поєднує переваги довгострокового планування з перевагами управління в реальному часі, за участю як постачальників, так і споживачів електроенергії з залученням громадськості, в рамках якої проводиться аналіз вигід-витрат для розробки оптимального набору можливих варіантів задоволення майбутньої потреби електроенергії з найменшими витратами на її виробництво і передачу, з дотриманням вимог щодо надійності та якості електропостачання, а також мінімального шкідливого впливу на довкілля [4]. В рамках цієї моделі розглядається оптимальне поєднання вибору як централізованих, так і децентралізованих джерел генерації для покриття попиту навантаження з боку виробників та постачальників електроенергії з заходами з енергозберігаючими заходами та управлінням навантаженням з боку споживачів. Тобто, береться курс на досягнення таких пріоритетних напрямків розвитку паливно-енергетичного комплексу як формування оптимальних рівнів самоенергозабезпечення держави та її регіонів, підвищення рівня використання

вторинних та альтернативних (відновлюваних) джерел енергії, диверсифікацію шляхів постачання енергоносіїв, визначення пріоритетів у виборі джерела постачання та ін. [5], цебто на перетворення Об'єднаної енергетичної системи України з дефіцитної за маневреними потужностями в самобалансируючу або надлишкову.

З точки зору енергетичної безпеки країни та окремих її регіонів все більшої привабливості набуває інтеграція децентралізованого енергопостачання в традиційні системи централізованого енергопостачання. Варто відмітити, що на сьогодні серед науковців та фахівців енергетичної галузі існує декілька бачень поняття "децентралізована генерація". На основі аналізу вітчизняних та зарубіжних джерел [6-13] можна зробити висновок, що децентралізована генерація є збірним поняттям, яке об'єднує в собі розподілену та розосереджену генерацію.

Розподілена генерація - це генерація на базі будь-яких малопотужних установок, незалежно від виду первинних енергоносіїв, технологій та потужності, які виробляють електроенергію у безпосередній близькості від споживача, на відміну від електростанцій централізованої генерації. Крім того, до розподіленої генерації можна віднести управління навантаженням та енергоефективність.

Розосереджена генерація - це генерація на базі електростанції, потужність якої зазвичай коливається в межах від 5 МВт до 80 МВт, а в окремих випадках і до 150 МВт, що віддає електроенергію у розподільчу мережу, і, крім того, згідно з Законом України "Про електроенергетику" та Постановою НКРЕ №964 від 23.07.99 "Про продаж електроенергії власного виробітку", вироблена нею електроенергія може продаватися на ОРЕ України після отримання відповідної ліцензії на право здійснення підприємницької діяльності з виробництва електроенергії.

В загальному випадку розподілена генерація призначена для безпосереднього задоволення потреб в електроенергії конкретних споживачів, біля яких вона розташована. Розосереджена генерація розміщується в стратегічних місцях мережі зі слабкими електричними зв'язками, а саме недостатньою пропускну здатністю мереж передачі та розподілення електроенергії або

в місцях, значно віддалених від джерел централізованої генерації, що покращує надійність та стабільність роботи енергосистеми.

Традиційні джерела генерації, на відміну від поновлюваних, мають певні гарантовані потужнісні властивості по виробництву електроенергії у відповідності до потреби у ній. Для всіх нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії, в тому числі і малих ГЕС (без відносно великих водосховищ) характерним є імовірнісний характер потужності [14, 15]. Розосереджена генерація, яка переважно орієнтується на нові технології генерації електроенергії, також розглядає включення в свою структуру і нових технологій, пов'язаних з її акумуляцією.

Найбільш традиційними цілями акумулявання енергії є управління навантаженням (енергія, акумуляована в непікові періоди, використовується в період максимальних навантажень), створення оборотного резерву залежно від конфігурації і структури енергетичної системи, для узгодження графіка генерації поновлюваних джерел з графіком споживання, підвищення стійкості енергосистеми, регулювання напруги, частоти, управління реактивною потужністю, підвищення якості електричної енергії (зокрема, усунення вищих гармонік, коливання напруги, симетрування навантаження), підвищення надійності енергопостачання.

Важливою характеристикою обладнання акумулявання енергії (ОАЕ) є час, необхідний для її акумулявання, і час, протягом якого ця енергія може бути використана. Цим в значній мірі визначається галузь застосування згаданих систем. Загалом, будь-яку технологію акумулявання енергії можна віднести до одного з трьох основних типів: кінетичне, ємнісне чи потенціальне ОАЕ, яке має різний характер поведінки в процесі зарядження-розрядження, в залежності від часу.

Кінетичні ОАЕ, як от надпровідникові накопичувачі електромагнітної енергії чи махові акумулятори, мають необмежену потужність розрядження і ненульові втрати в режимі очікування. Ємнісні ОАЕ (акумулятори на основі конденсаторних батарей чи накопичувачі стисненого повітря) обмежені первинними власними втратами під час розрядження, але при раціональному конструктивному виконанні мають дуже малі втрати в режимі очікування. Максимальна

потужність розрядження потенціальних ОАЕ (гідроакумуляторів чи блоків акумуляторних батарей) також обмежується втратами. Тому для визначення швидкодії ОАЕ необхідно визначити втрати енергії з огляду на технологію акумулявання та об'єм накопиченої енергії.

Залучення розосередженої та розподіленої генерації, в тому числі на базі нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії в поєднанні з можливістю акумулявання, вимагає багатокритеріального системного підходу до інтегрування їх в централізовану систему енергопостачання з урахуванням як режимів роботи окремих установок, так і особливостей спільного функціонування в складі єдиного комплексу.

На сьогодні енергетика існує у вигляді великої і складної цілеспрямованої керованої системи, або надсистеми. Складовою частиною енергетики є енергетична система, всі елементи якої функціонально пов'язані єдністю генерації, передачі і споживання електричної енергії. В свою чергу, підсистемою енергетичної системи є електроенергетична система [16]. Оскільки сучасна електроенергетична система також є великою системою, тобто ієрархічним багатовимірним розподіленням по території об'єктом з великою кількістю зв'язків і великою різноманітністю часових рівнів і ситуаційних аспектів в процесах управління, тут виникають складні задачі наукового обґрунтування цілей або критеріїв функціонування системи, а також узгодження критерію функціонування усієї системи з критеріями для її окремих частин (підсистем), які в свою чергу, як правило, також є досить складними системами [17, 18].

Електроенергетична система рухається в просторі стану та часі, відчуваючи при цьому вплив зовнішнього середовища (рис. 1) і, відповідно, також впливаючи на зовнішнє середовище. Тобто відбувається взаємодія електроенергетичної системи з навколишніми системами, причому цими системами є як підсистеми, що знаходяться на вищому ієрархічному рівні, так і якісно відмінні системи: геополітична, соціально-економічна, екологічна, - до того ж взаємний вплив може носити як детермінований, так і невизначений характер.

Вхід електроенергетичної системи можна представити у вигляді прямого добутку множин (рис.1):

$$X \times U \times Y \times Z, \quad (1)$$

де  $U$  - частина входу, зумовлена зворотнім зв'язком;  
 $X$  - вхід, зумовлений впливом не електроенергетичну систему зовнішнього середовища як реалізація взаємодії середовища і електроенергетичної системи;  
 $Y$  - множина виходів системи в момент  $t_0$ ;  
 $Z$  - множина всіх невизначеностей чи збурень в електроенергетичній системі і навколишньому середовищі.

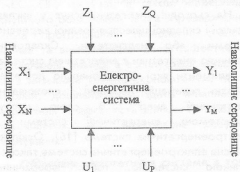


Рис. 1. Схема взаємодії електроенергетичної системи з навколишнім середовищем

Оскільки вихід системи в будь-який момент часу  $t$  також належить множині  $Y$ , описом великої електроенергетичної системи в часі як функціонально детермінованої системи будуть відображення [17]:

руху:

$$S^t : X \cdot U \cdot Y \cdot Z \rightarrow Y, \quad (2)$$

зворотного зв'язку:

$$C^t : Y \cdot Z \rightarrow U, \quad (3)$$

взаємодії з середовищем:

$$H^t : Y \cdot Z \rightarrow X, \quad (4)$$

або їхня композиція:

$$(S \cdot C \cdot H)^t : Y \cdot Y \cdot Y \cdot Z \rightarrow Y, \quad (5)$$

де  $t \in R$  - множина всіх натуральних чисел.

З виразу (5) видно, що множина  $Y$  - це множина найбільш суттєвих властивостей для управління системою в будь-який момент часу, за якими відбувається зворотний зв'язок та взаємодія з навколишнім середовищем в процесі динамічної оптимізації системи, і може трактуватися як

простір внутрішніх станів електроенергетичної системи.

Велика розмірність векторів стану і управління, що робить одночасне прийняття оптимальних рішень в єдиному центрі управління практично неможливим, призводить до необхідності територіальної, часової і режимно-ситуаційної декомпозиції. Ієрархія управління ОЕС України з урахуванням властивостей поділу, наведених в [17], має таку структуру:

1. Об'єднана енергосистема України.
2. Електроенергетичні системи.
3. Виробничо-енергетичні об'єднання.
4. Підприємства енергетичних мереж.
5. Райони електричних мереж.
6. Енергооб'єкти генерації, споживання та розподілу електроенергії.
7. Регулятори, що генерують, споживають та розподіляють електроенергію.

Вектор глобальної цільової функції (станів електроенергетичної системи)

$Y(t) = \{Y_1(t), \dots, Y_q(t)\}$  буде складатися з одночасної оптимізації всіх локальних цільових функцій:

$$Y_p(t) \rightarrow \text{extr}, \quad p = 1, \dots, q \quad (6)$$

Для спрощення задачі будемо розглядати укрупнену трирівневу структуру, на кожному рівні якої відносини власності в умовах ринку енергії мають якісно відмінний характер, що впливає на характер локальних цільових функцій, які складатимуть вектор глобальної цільової функції:

1. Електроенергетична система.
2. Енергопостачальна організація.
3. Споживач електроенергії, в тому числі з можливістю регулювання навантаження, наявності власної генерації та систем акумулювання енергії.

#### Постановка задачі на найнижчому рівні ієрархії управління

Інтегроване ресурсне планування передбачає підхід, при якому оптимізація роботи енергетичної системи здійснюється, починаючи з найнижчого ієрархічного рівня, а саме зі споживача. Розглянемо базову детерміновану модель локального покриття навантаження з залученням децентралізованої генерації, представленої  $N_K$  когенераційними станціями,  $N_{BG}$  вітрогенераторами,  $N_{ГЕС}$  малими ГЕС, та управлінням навантаженням або енергоефективністю. Кожна когенераційна станція складається з

$A_{K(i)}$  бойлерів,  $A_{M(i)}$  газових двигунів,  $A_{T(i)}$  газових турбін, а також з одного теплового акумулятора та однієї системи охолодження. Крім того, у  $N_{сп}$  споживачів (серед яких  $N_{сп-рег}$  споживачів-регуляторів та  $N_{ен.еф.}$  заходів з енергоефективності) є  $N_{Ел.акум}$  акумуляторів електричної енергії.

На рис. 2 зображено принципову схему з'єднання джерела з імовірнісною характеристикою генерації, обладнання акумулявання електроенергії відносно до навантаження (це може бути одиничний об'єкт чи мережа з відомим графіком навантаження). Треба відмітити, що таку комбінацію з використанням порівняно довгострокового акумулявання енергії можна використовувати не тільки для узгодження генерації з графіком навантаження, але й для місцевого регулювання напруги та підтримання необхідного рівня якості електроенергії.

Керування процесом зарядження-розрядження акумулятора електричної енергії для покриття графіка навантаження складатиметься з таких кроків:

1. Потужність генерації  $P_{дож}^t$  в кожен момент часу  $t$  порівнюється з потужністю навантаження  $P_n^t$ , яку необхідно покрити. В нашому випадку потужність генерації  $P_{дож}^t$  - це сукупна потужність джерел власної генерації та потужність, яка надходить з зовнішньої мережі живлення в кожен момент часу  $t$ . З урахуванням можливості акумулявання електричної енергії

$$P_n^t = P_{дож}^t \pm P_{OAE}^t, \quad (7)$$

де  $P_{OAE}^t$  - потужність обладнання акумулявання енергії в момент часу  $t$ .

2. Якщо потужність генерації  $P_{дож}^t$  в даний момент часу  $t$  більша від навантаження  $P_n^t$ , то, залежно від об'єму вже накопиченої в акумуляторі енергії і обмежень обладнання, надлишок потужності надходить до акумулятора. Якщо надлишкова потужність  $P_{OAE}^t$  більша від максимальної потужності акумулятора  $P_{OAE_{max}}$ , то  $P_{OAE}^t$  обмежується до рівня  $P_{OAE_{max}}$ .

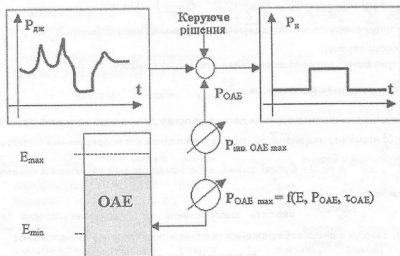


Рис. 2. Принципова схема поєднання джерела з імовірнісною характеристикою генерації, обладнання акумулявання електроенергії та навантаження [15]:

$P_{джк}$ ,  $P_n$  та  $P_{OAE}$  - потужність джерела генерації, навантаження та акумуляуючого обладнання відповідно, кВт;

$P_{OAE_{max}}$  - максимальна потужність OAE, кВт;

$\tau_{OAE}$  - постійна часу OAE;

$P_{інв. OAE_{max}}$  - максимальна потужність інвертора OAE, кВт;

$E_{max}$ ,  $E_{min}$  - максимальний та мінімальний запас електроенергії, який можна накопичити в OAE, кВт·год.

3. Якщо потужність генерації  $P_{\text{джс}}^t$  в даний момент часу  $t$  менша від навантаження  $P_n^t$ , то, залежно від об'єму накопиченої в акумуляторі енергії і обмежень обладнання, різниця покривається засобами акумульованої потужності. Якщо різниця потужностей  $P_{\text{OAE}}^t$  більша від максимальної пропускної потужності інвертора OAE  $P_{\text{OAE}_{\text{max}}}^{\text{ins}}$ , то  $P_{\text{OAE}}^t$  обмежується до рівня  $P_{\text{OAE}_{\text{max}}}^{\text{ins}}$ .

4. Втрати енергії  $E_{\text{втр}}$  за проміжков часу  $\Delta t$  визначаються за допомогою диференційного рівняння залежно від типу акумулятора і є функцією від граничної потужності  $P_{\text{OAE}}^t$  протягом періоду часу  $\Delta t$ , постійної часу акумулятора  $\tau$  та часового інтервалу  $\Delta t$ :

$$E_{\text{втр}} = f(E_1, P_{\text{OAE}}^t, \tau_{\text{OAE}}, \Delta t), \quad (8)$$

де  $E_1$  – об'єм акумульованої енергії в момент  $t = t_1$ .

5. Для проміжку часу  $\Delta t = t_2 - t_1$  об'єм акумульованої енергії  $E_2$  в момент  $t = t_2$  можна визначити за формулою:

$$E_2 = E_1 - P_{\text{OAE}}^t \cdot \Delta t - E_{\text{втр}}. \quad (9)$$

Метою оптимізації є знаходження режиму роботи цієї підсистеми з найменшими витратами, тобто мінімізація цільової функції:

$$Y^1 = \sum_{\tau=1}^T \left[ \sum_{i=1}^{N_K} c \cdot \left( \sum_{j=1}^{N_{K_y}} b_{K_y}^{\tau} + \sum_{j=1}^{N_{M_y}} b_{M_y}^{\tau} + \sum_{j=1}^{N_{T_y}} b_{T_y}^{\tau} \right) + \sum_{i=1}^{N_{\text{пуск}}} c^{\text{пуск}} \cdot \left( \sum_{j=1}^{N_{K_y}} u_{K_y}^{\text{пуск}\tau} + \sum_{j=1}^{N_{M_y}} u_{M_y}^{\text{пуск}\tau} + \sum_{j=1}^{N_{T_y}} u_{T_y}^{\text{пуск}\tau} \right) + \sum_{i=1}^{N_{\text{сп-рег}}} \left( \sum_{j=1}^{N_{\text{сп-рег}}} c_{ij}^{\text{сп-рег}} \cdot P_{ij}^{\text{сп-рег}\tau} + \sum_{j=1}^{N_{\text{ен.еф}}} c_{ij}^{\text{ен.еф}} \cdot P_{ij}^{\text{ен.еф}\tau} + \sum_{j=1}^{N_{\text{обмеж}}} c_{ij}^{\text{обмеж}} \cdot P_{ij}^{\text{обмеж}\tau} \right) + (c_I \cdot P_{\text{импорт}}^{\tau} - c_{\text{експ}}^{\text{ког}} \cdot P_{\text{ког}}^{\tau} - c_{\text{експ}}^{\text{НВДЕ}} \cdot P_{\text{НВДЕ}}^{\tau}) \cdot m \rightarrow \min. \quad (10)$$

де  $j$  – номер типу генеруючого обладнання чи споживача електроенергії;

$i$  – номер енерговузла;

$\tau$  – індекс тривалості зони навантаження в добовому графіку,  $\tau = 0 \dots T$ ;

$m$  – тривалість зони навантаження,  $m = \frac{24}{T}$ ;

$c$ ,  $c^{\text{пуск}}$  – відповідно питома вартість палива та пуску для блоків, які спалюють газ;

$b_{K_y}^{\tau}$ ,  $b_{M_y}^{\tau}$ ,  $b_{T_y}^{\tau}$  – змінна, яка визначає споживання палива когенераційними блоками;

$u_{K_y}^{\text{пуск}}$ ,  $u_{M_y}^{\text{пуск}}$ ,  $u_{T_y}^{\text{пуск}} \in \{0, 1\}$  – булеві змінні, які є індикаторами увімкнення когенераційного

блоку протягом часу  $\tau$ ;

$c_{ij}^{\text{сп-рег}}$ ,  $c_{ij}^{\text{ен.еф}}$ ,  $c_{ij}^{\text{обмеж}}$  – вартість використання споживачів-регуляторів (зменшення навантаження), заходів з енергозбереження та обмеження споживачів відповідно;

$P_{ij}^{\text{сп-рег}\tau}$ ,  $P_{ij}^{\text{ен.еф}\tau}$ ,  $P_{ij}^{\text{обмеж}\tau}$  – потужність (зменшення навантаження) споживачів-регуляторів, енергозберігаючих технологій та частка потужності, яка не забезпечується електроенергією в дефіцитному режимі відповідно;

$c_I$ ,  $c_{\text{експ}}^{\text{ког}}$ ,  $c_{\text{експ}}^{\text{НВДЕ}}$  – вартість імпорту електроенергії з зовнішньої мережі та прибуток від експорту електроенергії, виробленої когенераційними установками та генераторами на базі відновлюваних джерел відповідно;

$P_{\text{импорт}}^{\tau}$ ,  $P_{\text{ког}}^{\tau}$ ,  $P_{\text{НВДЕ}}^{\tau}$  – відповідно потужність імпорту та експорту електроенергії протягом періоду часу  $\tau$ .

Робота генераторних блоків обмежується нижніми та верхніми межами генерації електричної та теплової енергії:

$$s_{T_v}^{\tau} \cdot W_{T_v}^{\min} \leq W_{T_v}^{\tau} \leq s_{T_v}^{\tau} \cdot W_{T_v}^{\max}, \quad (11)$$

$$s_{K_v}^{\tau} \cdot Q_{\text{менл}}^{\min} \leq Q_{\text{менл}}^{\tau} \leq s_{K_v}^{\tau} \cdot Q_{\text{менл}}^{\max}, \quad (12)$$

$$s_{M_v}^{\tau} \cdot W_{M_v}^{\min} \leq W_{M_v}^{\tau} \leq s_{M_v}^{\tau} \cdot W_{M_v}^{\max}, \quad (13)$$

$$s_{M_v}^{\tau} \cdot Q_{\text{менл}}^{\min} \leq Q_{\text{менл}}^{\tau} \leq s_{M_v}^{\tau} \cdot Q_{\text{менл}}^{\max}, \quad (14)$$

$$s_{BG_v}^{\tau} \cdot W_{BG_v}^{\min} \leq W_{BG_v}^{\tau} \leq s_{BG_v}^{\tau} \cdot W_{BG_v}^{\max}, \quad (15)$$

$$s_{GEC_v}^{\tau} \cdot W_{GEC_v}^{\min} \leq W_{GEC_v}^{\tau} \leq s_{GEC_v}^{\tau} \cdot W_{GEC_v}^{\max}, \quad (16)$$

де  $s_{K_v}^{\tau}$ ,  $s_{T_v}^{\tau}$ ,  $s_{M_v}^{\tau}$ ,  $s_{BG_v}^{\tau}$ ,  $s_{GEC_v}^{\tau} \in \{0,1\}$  -

булева змінна, яка визначає, чи працює  $j$ -те генераторне обладнання протягом часу  $\tau$ ;

$W_{ij}^{\tau}$  - електроенергія, що генерується блоком  $j$  протягом часу  $\tau$ ;  $W_{T_v}^{\min}$ ,

$W_{M_v}^{\min}$ ;

$W_{BG_v}^{\min}$ ,  $W_{GEC_v}^{\min}$  - нижня межа генерації електроенергії блоком  $j$  протягом часу  $\tau$ ;

$W_{T_v}^{\max}$ ,  $W_{M_v}^{\max}$ ,  $W_{BG_v}^{\max}$ ,  $W_{GEC_v}^{\max}$  - верхня межа генерації електроенергії блоком  $j$  протягом часу  $\tau$ ;

$Q_{\text{менл}}^{\tau}$  - теплова енергія, що виробляється блоком  $j$  протягом часу  $\tau$ ;

$Q_{\text{менл}}^{\min}$ ,  $Q_{\text{менл}}^{\max}$  - нижня межа виробництва теплової енергії блоком  $j$  протягом часу  $\tau$ ;

$Q_{\text{менл}}^{\max}$ ,  $Q_{\text{менл}}^{\min}$  - верхня межа виробництва теплової енергії блоком  $j$  протягом часу  $\tau$ .

Спільне виробництво електричної і теплової енергії когенераційними установками обмежується [15]:

$$Q_{\text{менл}}^{\tau} = \frac{Q_{\text{менл}}^{\max} - Q_{\text{менл}}^{\min}}{W_{T_v}^{\max} - W_{T_v}^{\min}} \times$$

$$\times (W_{T_v}^{\tau} - W_{T_v}^{\min} \cdot s_{T_v}^{\tau}) + Q_{\text{менл}}^{\min} \cdot s_{T_v}^{\tau}. \quad (17)$$

Баланс теплової і електричної енергії в цій підсистемі:

$$Q_{\text{менл}.cn}^i = \sum_{j=1}^{A_{K(i)}} Q_{\text{менл}.K_v}^{\tau} + \sum_{j=1}^{A_{M(i)}} Q_{\text{менл}.M_v}^{\tau} + \sum_{j=1}^{A_{BG(i)}} Q_{\text{менл}.BG_v}^{\tau} + \sum_{j=1}^{N_K} \Delta Q_{\text{менл}.M_v}^{\tau} + Q_{2,i}^{\text{акт}} - Q_{1,i}^{\text{акт}} - Q_{\text{охол},i}^{\tau}, \quad (18)$$

де  $Q_{\text{менл}.cn}^i$  - теплова енергія, вироблена на станції  $i$ ;

$Q_{1,i}^{\text{акт}}$ ,  $Q_{2,i}^{\text{акт}}$ ,  $i=1, \dots, N_K$  - відповідно теплова енергія, яка накопичена і віддана на станції  $i$  за час  $\tau$ ;

$Q_{\text{охол},i}^{\tau}$ ,  $i=1, \dots, N_K$  - кількість тепла, що виділяється системою охолодження на станції  $i$  за час  $\tau$ .

$$W_{cn}^{\tau} = \sum_{i=1}^{N_K} \left( \sum_{j=1}^{A_{M(i)}} W_{M_v}^{\tau} + \sum_{j=1}^{A_{T_v(i)}} W_{T_v}^{\tau} \right) + \sum_{j=1}^{N_K} W_{BG_v}^{\tau} + \sum_{j=1}^{N_{\text{ак}}} W_{GEC_v}^{\tau} + \sum \Delta W_M^{\tau} + \sum_{j=1}^{N_{\text{ак}}} E_{2,i}^{\text{акт}} - \sum_{j=1}^{N_{\text{ак}}} E_{1,i}^{\text{акт}} + W_{\text{импорт}}^{\tau} - W_{\text{КОГ}}^{\tau} - W_{\text{НВДЕ}}^{\tau}, \quad (19)$$

де  $W_{cn}^{\tau}$  - спожита електрична енергія протягом часу  $\tau$ ;

$\sum \Delta W_M^{\tau}$  - сумарні втрати активної енергії у внутрішній мережі;

$\sum_{j=1}^{N_{\text{ак}}} E_{1,i}^{\text{акт}}$ ,  $\sum_{j=1}^{N_{\text{ак}}} E_{2,i}^{\text{акт}}$  - накопичена і віддана споживачеві електроенергія  $j$ -м акумулятором протягом часу  $\tau$ .

Обмеження для акумулювання енергії мають вигляд:

$$\begin{cases} \bullet \text{ для акумуляторів теплової енергії:} \\ 0 \leq Q_{1,i}^{\text{акт}} \leq Q_{1,i}^{\text{акт,max}}, \\ 0 \leq Q_{2,i}^{\text{акт}} \leq Q_{2,i}^{\text{акт,max}}, \\ Q_{\text{ОАЕ},i}^{\text{акт,max}} \leq Q_{\text{ОАЕ},i}^{\text{акт}} \leq Q_{\text{ОАЕ},i}^{\text{акт,min}}, \end{cases} \quad (20)$$

де  $Q_{OAE_i}^{акτ}$  - кількість теплової енергії, що знаходиться в  $i$ -му тепловому акумуляторі протягом періоду часу  $τ$ ;

• для акумуляторів електричної енергії:

$$\begin{cases} 0 \leq E_{1_j}^{акτ} \leq E_{1_j}^{акmax}, \\ 0 \leq E_{2_j}^{акτ} \leq E_{2_j}^{акmax}, \\ E_{OAE_j}^{акmax} \leq E_{OAE_j}^{акτ} \leq E_{OAE_j}^{акmin}. \end{cases} \quad (21)$$

Для системи охолодження на когенераційних станціях також існують обмеження у вигляді:

$$0 \leq Q_{охол}^τ \leq Q_{охол}^{max}. \quad (22)$$

Експорт електричної енергії в зовнішню розподільчу мережу обмежений власною генерацією:

$$0 \leq W_{НВДЕ}^τ \leq \sum_{j=1}^{N_{BG}} W_{BG}^τ + \sum_{j=1}^{N_{ГЕС}} W_{ГЕС}^τ, \quad (23)$$

$$0 \leq W_{КОГ}^τ \leq \sum_{i=1}^{N_i} \left( \sum_{j=1}^{A_{M(i)}} W_{M_j}^τ + \sum_{j=1}^{A_{T(i)}} W_{T_j}^τ \right). \quad (24)$$

Імпорт електроенергії з розподільчої мережі обмежується граничною величиною споживання  $W_{импорт}^{граничн}^τ$  в кожен розрахунковий період доби, обумовлену договором на постачання електроенергії [19]:

$$0 \leq W_{импорт}^τ \leq W_{импорт}^{граничн}^τ. \quad (25)$$

## Висновки

В статті розглянуто енергетичну систему з точки зору теорії великих систем, застосовано територіальну та часову декомпозицію для постановки задачі ресурсного планування у вертикально-інтегрованій системі енергопостачання за принципом «знизу вгору». Сформульовано цільову функцію та обмеження інтегрування децентралізованої генерації в централізовану систему енергопостачання на рівні споживача енергії (найнижчому рівні ієрархії управління в ОЕС), виходячи з припущення про детермінований характер вихідної інформації. Наступні етапи роботи своїм наслідком будуть мати конкретні рекомендації для прийняття рішень щодо напрямків розвитку енергосистеми в умовах неповноти та нечіткості інформації.

## Література

1. Баланс интересов. О проблеме дефицита высокоманевренных регулирующих мощностей в ОЭС Украины. А. Баталов, В. Салимон // Энергетическая политика Украины. - 2004. № 6. - с. 54-57.
2. А.Ф. Сидоров, А.И. Воевода, К.Б. Денисевич. О необходимом количестве энергоблоков для регулирования частоты и мощности и их размещении по электростанциям Украины // Энергетика и электрификация. - 2000. №1. - с. 32-36.
3. А.Н. Шеберстов. Состояние тепловых электростанций Украины, перспективы их обновления и модернизации // Энергетика и электрификация. - 2000. №12. - с. 1-6.
4. Концепція управління навантаженням та споживанням електричної енергії в Україні в рамках інтегрованого ресурсного планування. Праховник А.В., Кулик О.В. Свідцтво про реєстрацію авторського права на твір Державного департаменту інтелектуальної власності МОН України №11313 від 12.10.04.
5. Постанова Верховної Ради України «Про заходи щодо запобігання поглиблення енергетичної кризи в Україні» № 8128 від 09.09.2005.
6. А.В.Праховник, В.А.Попов, В.В.Ткаченко. Распределённая генерация: состояние и перспективы / Новини енергетики. - 2003, № 3-4.
7. Bernhard Graeber, D. Randall Spalding-Fecher. Regional integrated resource planning and its role in regional electricity cooperation and development in Southern Africa // Energy for Sustainable Development - Volume IV, № 2. - August 2000. - p. 32-37.
8. Агроскин В. Распределённая генерация: перспективы, проблемы // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». - 2003, №7 (19). <http://esco-ecosys.narod.ru/2003-7/art13.htm>
9. Корпоративная система управления распределёнными энергетическими ресурсами // Energy white paper. - 2002. [www.capstone.ru/pub15.htm](http://www.capstone.ru/pub15.htm)
10. Kirby D., Eric H. Bulk-Power Reliability and Commercial Implications of Distributed Resources. Oak Ridge, Tennessee 37830 - February 5, 2000.



11. F. Weston, C. Harrington, D. Moskovitz, W. Shirby, R. Coward and R. Sedano. State Electricity Regulatory Policy and Distributed Resources. Accommodating Distributed Resources in Wholesale Markets. – October 2002, NREL/SR-560-32497.
12. Balaji R. Dispersed Generation - Future Evolution of Distribution System // Frost & Sullivan Energy & Power Practice. Growth opportunities in the Energy and Power Sector. Volume 2, Issue 12 – December 2004. Retrieved October 2005, from the World Wide Web <http://www.frost.com>
13. Optimal Operation of Dispersed Generation under Uncertainty Using Mathematical Programming. T. Handschin, F. Neise, H. Neumann, R. Schultz. Dortmund, Duisburg, Germany. – 2004.
14. Енергоефективність та напрями самоенергозабезпечення регіонів на прикладі Закарпаття. С.П. Денисюк, Ю.О. Віхареv, І.П. Радиш, О.І. Гололобов, О.В. Ковальов, О.Г.Машкара /За ред. М.П.Ковалка. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2000. – 117 с.
15. On the properties of stochastic power sources in combination with local energy storage. B. Klucckl, P. Stricker, G. Koepfel. // Cigré Symposium on Power Systems with Dispersed Generation, 13-16 April 2005, Athens.
16. Сазыкин В.Г. Сложные системы электроэнергетики: принятие решений в неопределённой среде: Уч. пособ., Норильский индустр. ин-т. – Норильск, 2000.–160 с.
17. Лепорский В.Д. Научные основы, методы и средства автоматического управления равновесными состояниями больших электроэнергетических систем. // Дис. на соискание ученой степени д.т.н. – К. – 1986. – 593 с.
18. Общая теория систем / Пер. с англ. В.Я. Алтаева и Э.Л. Наппельбаума. – М.: «Мир», 1966 – 186 с.
19. Правила користування електричною енергією // Інформаційний бюлетень НКРЕ. – 2005, грудень - с.30-120.