

УДК 621.311

**І. І. Червоненко**, канд. техн. наук, ст. викл., ORCID 0000-0002-3856-4966

**К. В. Махотіло** канд. техн. наук, проф., ORCID 0000-0001-7081-071X

**В. С. Кулешов**, магістр,

**К. В. Кулешова**, магістр,

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»

## КОМПЛЕКСНІ ЕНЕГРОГЕНЕРУЮЧІ ВУЗЛИ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ

*Проаналізовано стан розвитку сонячних та вітрових електростанцій в Україні та їх вплив на роботу об'єднаної енергосистеми. Досліджено доцільність об'єднання СЕС та ВЕС в комплексний енергогенеруючий вузол, що дозволяє знизити вплив погодних умов на об'єм генерованої енергії. Запропоновано математичні моделі станцій вузла, які враховують зміну метеорологічних факторів та їх вплив на характер графіку генерації. За результатами моделювання отримано співвідношення встановлених потужностей електростанцій до максимуму навантаження, яке забезпечує добовий баланс енергії з урахуванням кліматичних умов України для різних пір року. Для забезпечення миттєвого балансу потужності в вузлі запропоновано використовувати накопичувачі енергії та розроблено алгоритм роботи системи управління його роботою. Показана доцільність використання ГАЕС як накопичувача енергії в вузлі.*

**Ключові слова:** енергогенеруючий вузол, сонячна електростанція, вітрова електростанція, гідроакумуляююча електростанція, моделювання.

**Вступ.** Зараз вітрова та сонячна генерація стає провідною галуззю світової енергетики, яка розвивається найбільш динамічно та зосереджує основну частину інвестицій. Саме вітрові (ВЕС) та сонячні електростанції (СЕС) покликані вирішити нагальні проблеми запобігання зміні клімату та вичерпання викопних енергоресурсів. Постійне зростання цін на продукти нафтогазової та вугільної промисловості, складності, пов'язані з будівництвом та експлуатацією атомних електростанцій, з однієї сторони, та зменшення вартості одиниці встановленої потужності об'єктів відновлюваної енергетики, з іншої сторони, сприяють поширенню та розвитку нових технологій функціонування енергетичної системи. При цьому виникає необхідність створення нових підходів до підтримання режимів роботи та подальшого розвитку об'єднаної енергетичної системи (ОЕС).

Найбільш перспективним шляхом інтеграції відновлювальних джерел енергії в ОЕС є створення систем розподіленої генерації та глибоке впровадження інформаційних технологій на всіх ланках вироблення, передачі, розподілу та споживання електроенергії. Також ефективним механізмом регулювання режимів роботи ОЕС та спрямування подальшого розвитку СЕС та ВЕС є політика тарифоутворення як для виробників, так і споживачів відновлюваної енергії.

Можна відмітити, що останні роки відновлювана енергетика за темпами розвитку поступово стає флагманом електричної генерації України. Станом на 1 січня 2017 року сумарна потужність СЕС в Україні складала вже 453 МВт, а ВЕС – 426 МВт [1]. При цьому середній по території України річний потенціал сонячної енергетики становить 1235 кВт год/м<sup>2</sup>, що більш ніж на 20% перевищує потенціал Німеччини. Що стосується вітрової енергетики, то річний технічний потенціал становить 30 млрд. кВт·год. Активно проводяться і наукові дослідження ефективності та доцільності використання сонячної та вітрової енергії в Україні [2, 3].

Проте, збільшення частки ВЕС та СЕС негативно впливає на роботу енергосистеми, що стоїть на шляху їх розвитку в усьому світі. Випадковий характер зміни сонячної активності та швидкості вітру вкрай ускладнює покриття графіку навантаження споживача тільки за рахунок СЕС або ВЕС. Компенсувати таку нерівномірність генерації мають інші електростанції в ОЕС. Але, якщо ГЕС можуть працювати в маневреному режимі, швидко та в широких межах змінюючи потужність, то блоки теплових станцій мають значно більшу постійну частку, а атомні електростанції взагалі майже не допускають зміну потужності реактора. Таким чином, можливість подальшого розвитку ВЕС та СЕС на практиці обмежується не лише природним ресурсом, а і запасом маневреної потужності ОЕС.

Одним з можливих шляхів послаблення цього обмеження є об'єднання ВЕС та СЕС в комплексному енергогенеруючому вузлі, що дає можливість забезпечити більш надійне виконання

графіку генерації. Таке рішення досить поширене в країнах, де відновлювальна енергетика стрімко розвивається та, зокрема, на островах [4-6]. Проте слід зазначити, що в основному воно розглядається як спосіб роботи на виділене навантаження, а не як спосіб організації роботи ВЕС та СЕС в структурі ОЕС.

**Мета та завдання.** Метою дослідження є створення математичної моделі комплексного енергогенеруючого вузла в ОЕС, що складається з ВЕС, СЕС і накопичувача електроенергії, та аналіз режимів його роботи на прикладі кліматичних умов Сходу України.

Для цього необхідно:

1. Визначити математичні моделі СЕС та ВЕС, що відображають особливості їх роботи у складі енергогенеруючого вузла;
2. Дослідити режими роботи вузла з урахуванням кліматичних умов Сходу України та розробити метод визначення потужності станцій, що входять до його складу;
3. Дослідити можливість використання різних типів накопичувачів енергії в складі енергогенеруючого вузла та розробити алгоритм управління його роботою;
4. Обрати математичну модель ГАЕС, що працює у складі енерговузла та дослідити режими роботи вузла в різні сезони року.

**Матеріал і результати досліджень.** Для дослідження режимів роботи комплексного генеруючого вузла енергосистеми, необхідно створити його математичну модель. Вона повинна:

– дозволяти оцінити обсяг енергії, що генерується на ВЕС та СЕС, в залежності від метеорологічних факторів, зокрема, від швидкості вітру, температури навколишнього середовища та сонячної інсоляції;

- дозволяти моделювати добовий графік потужності генерації та навантаження;
- подавати у спрощеному вигляді особливості перетворення енергії на ВЕС та СЕС;
- включати в себе модель та алгоритм роботи накопичувача енергії;
- спиратися на онлайн данні про фактичні метеоумови [7].

Моделювання енерговузла зручно здійснювати у відносних одиницях, де за базу взято річний максимум навантаження  $P_{н,макс}$  :

$$P^* = \frac{P}{P_{н,макс}}, \quad (1)$$

де  $P_{н,макс}$  – потужність навантаження або генерації в абсолютних одиницях;

$P^*$  – потужність навантаження або генерації в відносних одиницях;

Встановлені потужності СЕС  $P_{СЕС,вст}$  та ВЕС  $P_{ВЕС,вст}$  також задаються відносно максимуму  $P_{н,макс}$  за допомогою коефіцієнтів кратності  $k_{СЕС}$  та  $k_{ВЕС}$ , відповідно:

$$P_{СЕС,вст} = k_{СЕС}P_{н,макс}, P_{ВЕС,вст} = k_{ВЕС}P_{н,макс}.$$

**Модель вітрової електростанції.** Різні вітрогенератори мають різні характеристики залежності вихідної потужності від швидкості вітру. Для їх моделювання використовують криві потужності турбіни в лінійній, квадратичній чи кубічній формах, або їх кусково-лінійну апроксимацію [8, 9]. У даній роботі, для опису вихідної потужності ВЕС пропонується використовувати кускову кубічну інтерполяцію. Опорні точки для неї беруться з табличних даних, наданих виробниками вітрогенератора.

$$P_{WG}(V) = \begin{cases} 0; & V \leq V_{ci} \text{ or } V \geq V_{co} \\ a_1V^3 + b_1V^2 + c_1V + d_1; & V_{ci} < V < V_1 \\ a_2V^3 + b_2V^2 + c_2V + d_2; & V_1 < V < V_2 \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ a_nV^3 + b_nV^2 + c_nV + d_n; & V_{n-1} < V < V_r \\ P_r; & V_r \leq V \leq V_{co} \end{cases} \quad (2)$$

де  $P_{WG}$  – вихідна потужність вітрогенератора;

$P_r$  – номінальна потужність вітрогенератора;

$V$  – швидкість вітру на висоті ступиці  $V_{ci}$ ;

$V_r, V_{co}$  – швидкості спрацювання гальмівної муфти;

$n$  – число інтервалів інтерполяції, яке відповідає кількості  $(n + 1)$  пар даних (швидкість, потужність) номінальної характеристики вітрогенератора;

$a, b, c$  і  $d$  – коефіцієнти кубічних сплайн-функцій.

Зважаючи на те, що стандартні данні метеостанції показують швидкість вітру на висоті 10 метрів над поверхнею, для їх використання в (2) необхідно розрахувати відповідну швидкість вітру на висоті ступиці вітрогенератора. Для цього можна використати відомий вираз:

$$V = V_0 \left( \frac{H}{H_0} \right)^{\alpha_1}, \quad (3)$$

де  $V$  – швидкість вітру на висоті ступиці  $H$ ;

$V_0$  – швидкість вітру на стандартній висоті  $H_0$ ;

$\alpha_1$  – показник ступеня, який змінюється в залежності від висоти місцевості над рівнем моря, часу доби, сезону, характеру місцевості, швидкості вітру і температури. В даному дослідженні використовується типове значення 1/7, яке відповідає достатньо відкритій місцевості.

**Модель сонячної електростанції.** Для оцінки вихідної потужності фотоелектричних модулів у даній роботі пропонується використовувати математичну модель, описану в [9]. Спираючись на дані про сонячну радіацію, яка потрапляє на нахилену поверхню, зміну температури зовнішнього середовища та технічні характеристики фотоелектричних модулів, потужність СЕС може бути розрахована за наступною формулою:

$$P_{PV} = \eta_g N A_m G_t, \quad (4)$$

де  $\eta_g$  – коефіцієнт корисної дії фотоелектричного модуля;

$A_m$  – площа фотоелектричного модуля;

$N$  – кількість модулів;

$G_t$  – повна сонячна радіація, що потрапляє на нахилену поверхню фотоелемента.

Усі втрати у модулі, провідниках та інші втрати в моделі приймаються рівними нулю. В такому випадку коефіцієнт корисної дії фотоелемента розраховується за формулою:

$$\eta_g = \eta_r \eta_{pt} [1 - \beta_t (T_c - T_r)], \quad (5)$$

де  $\eta_r$  – номінальний коефіцієнт корисної дії фотоелемента;

$\eta_{pt}$  – коефіцієнт корисної дії передачі потужності до користувача (приймається рівним одиниці у випадку використання ідеального провідника);

$T_c$  – температура фотоелементу;

$T_r$  – розрахункова температура;

$\beta_t$  – температурний коефіцієнт ефективності, який дорівнює 0,004÷0,006 для кремнієвих батарей.

На основі енергетичного балансу температура фотоелектричного елемента може бути розрахована за формулою:

$$T_c = T_a + G_t \left( \frac{\tau\alpha}{U_L} \right) \quad (6)$$

де  $T_a$  – температура навколишнього середовища;

$U_L$  – коефіцієнт втрат тепла елемента;

$\alpha, \tau$  – коефіцієнти поглинання та пропускання фотоелементу, відповідно.

Фактор втрат тепла ( $\tau\alpha / U_L$ ) може бути розрахованим за допомогою номінальної робочої температури елемента ( $T_{НОМ}$ ):

$$\left( \frac{\tau\alpha}{U_L} \right) = \frac{T_{НОМ} - 20}{800} \quad (7)$$

Отже, повний коефіцієнт корисної дії фотоелектричного модуля дорівнює:

$$\eta_g = \eta_r \eta_{pt} \left( 1 - \beta_t (T_c - T_r) - \beta_t G_t \left( \frac{T_{НОМ} - 20}{800} \right) (1 - \eta_r \eta_{pt}) \right) \quad (8)$$

Параметри  $\eta_{pt}, \beta_t, T_{НОМ}, A_m$  залежать від типу модуля та вказуються виробником.

**Робота СЕС та ВЕС в межах енергогенеруючого вузла.** В ідеальному випадку завданням роботи вузла є підтримання постійного балансу потужності генерації і споживання електроенергії, тобто забезпечення його повністю автономної роботи.

$$P_H^* = P_{СЕС}^* + P_{ВЕС}^*; \quad (9)$$

Проте на першому етапі дослідження була оцінена можливість забезпечення балансу добової генерації і споживання енергії у вузлі.

$$\Delta W^* \rightarrow 0 \quad (10)$$

$$\Delta W^* = \int_0^{24} \Delta P dt$$

$$\Delta P^* = P_H^* - P_{СЕС}^* - P_{ВЕС}^* \quad (11)$$

де  $\Delta W^*$  – добовий дисбаланс енергії у вузлі;

$\Delta P^*$  – дисбаланс потужності у вузлі.

Позитивні значення  $\Delta W^*$  та  $\Delta P^*$  відповідають дефіциту електричної енергії, а негативні – профіциту.

Для моделювання роботи енерговузла були використані дані щодо середньогодинної швидкості вітру та обсягів інсоляції в різні пори одного року з сайту метеостанції харківського аеропорту [10]. В результаті були отримані обсяги виробленої електроенергії при різних співвідношеннях потужностей СЕС і ВЕС ( $k_{\text{ВЕС}}$ ,  $k_{\text{СЕС}}$ ) та побудована тривимірна поверхня залежності  $\Delta W^*$  від  $k_{\text{ВЕС}}$ ,  $k_{\text{СЕС}}$  в зимовий (рис. 1 а) та в літній (рис. 1 б) періоди.

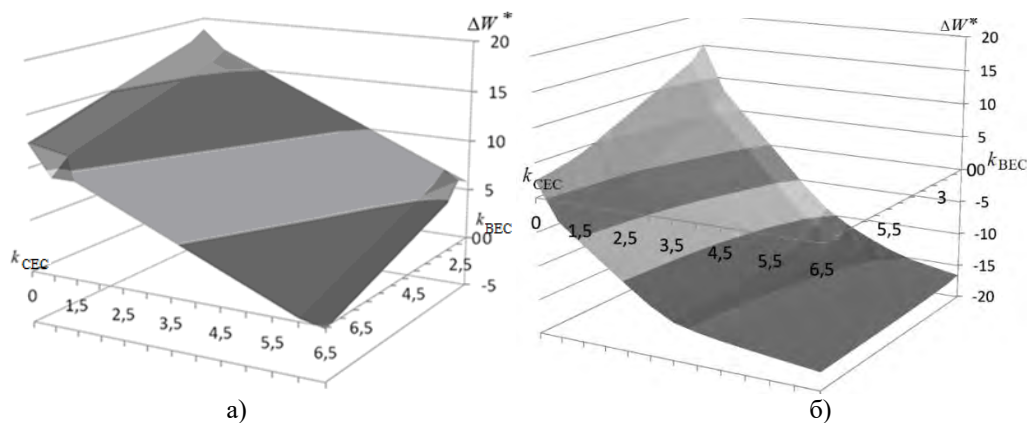


Рисунок 1 – Добовий графік балансу електричної енергії в вузлі. а – зима, б – літо

Проаналізувавши графіки, можна відмітити, що зимою профіцит енергії буде спостерігатися лише при значенні коефіцієнтів  $k_{\text{СЕС}} \geq 6,5$  і  $k_{\text{ВЕС}} \geq 6,5$ . При менших коефіцієнтах обсягів генерованої енергії буде недостатньо, а дефіцит енергії може бути покритий лише з енергетичної системи. Літом значення коефіцієнтів, необхідні для досягнення добового балансу енергії, менші майже в 6 разів. Тому визначивши потужність станцій по зимовому періоду можна стикнутися з проблемою значного профіциту потужності літом.

Але навіть таке суттєве перевищення встановленою потужністю ВЕС та СЕС потужності навантаження не гарантує покриття заданого добового графіку навантаження, бо в цьому випадку має забезпечуватись ще й миттєвий баланс потужностей в вузлі. Змінний характер генерації енергії на СЕС і ВЕС, різниця в формі графіків навантаження та генерації, різкі зміни потужності електростанцій через погодні фактори призводять до необхідності перерозподілу енергії між зонами доби, де спостерігається профіцит і дефіцит потужності. З огляду на це можна зробити висновок, що в будь-якому випадку без накопичувача енергії неможливо забезпечити автономність енергетичного вузла, а це призведе до необхідності маневрування іншими електростанціями енергосистеми і до додаткових втрат.

**Модель енергогенеруючого вузла до складу якого входить накопичувач енергії.** В даний час до найбільш поширених систем акумулювання електричної енергії в енергосистемах відносяться:

- гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС);
- хімічні акумулятори електроенергії;
- інерційні акумулятори (маховики);
- акумулюючі установки на стисненому повітрі.

Серед них найбільш швидко розвиваються хімічні акумулятори, зокрема літій-іонні. Це пов'язано з їх широким використанням в побутовій техніці та електромобілях. Накопичувачі енергії (НЕ) на їх базі добре масштабуються, а поточна вартість та термін роботи дозволяють конкурувати з іншими технологіями акумулювання. Проте слід відзначити, що найбільше переваг перед іншими НЕ на сьогоднішній день мають ГАЕС. Сучасні ГАЕС будуються не лише на поверхні землі, а і під землею, зокрема, на територіях законсервованих гірничодобувних підприємств. Причому законсервовані шахти, як відкритого, так і закритого типів, є дуже перспективним напрямом для будівництва ГАЕС [11]. Це пов'язано з можливістю використання закинутих шахтних виробок як готового штучного резервуару для акумуляції води. На сьогоднішній день у світі існує вже декілька проектів будівництва ГАЕС на території рудних та вугільних шахт, що відпрацювали свій ресурс.

Застосування акумулятора у складі енергогенеруючого вузла дає можливість підвищити його стійкість, надійність енергопостачання споживачів, забезпечити максимальну автономність. Структура енергогенеруючого вузла, до якого входять СЕС, ВЕС та НЕ, показана на рис. 2.

Перерозподіл потужностей генерації між різними годинами доби здійснюється за допомогою системи управління енерговузла, яка переводить накопичувач енергії в режим заряду, коли генерація перевищує навантаження, або в режим розряду, коли генерації недостатньо. У випадку, коли потужності

розряду НЕ недостатньо, додаткова кількість енергії береться з ОЕС. Система управління працює згідно алгоритму, показаному на рис. 3. Енергогенеруючий вузол з накопичувачем енергії та системою автоматичного управління здатен забезпечити автономне енергопостачання конкретного споживача або групи споживачів.

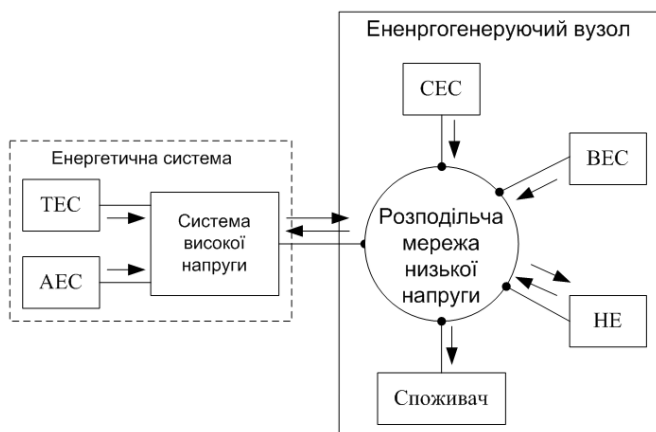


Рисунок 2 – Схема комплексного енерговузла та його зв'язку з ОЕС

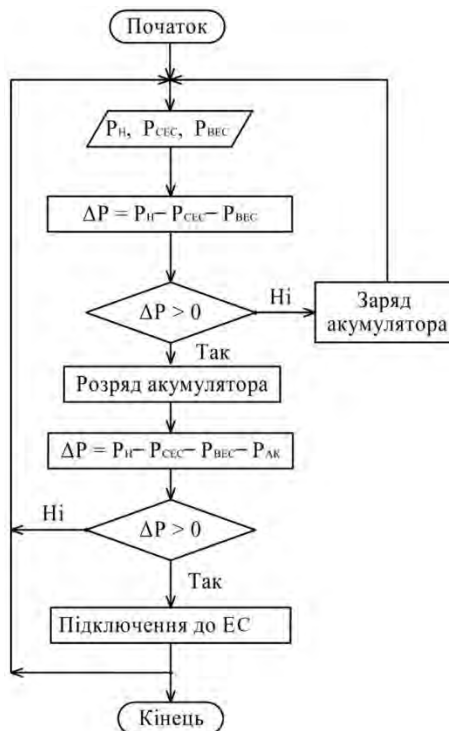


Рисунок 3 – Алгоритм управління роботою енергогенеруючого вузла

**Модель ГАЕС.** Для дослідження режимів роботи енерговузла з НЕ на базі ГАЕС необхідно розробити математичну модель, яка описує процеси заряду та розряду станції. Найбільш значущими проектними параметрами ГАЕС є об'єм верхнього резервуара і різниця висот між верхнім і нижнім резервуарами [12, 13]. До інших показників відносять параметри нижнього резервуара, улаштування водоводів та потужності насосів і турбін. У цьому дослідженні для спрощення прийнято, що напір на станції є постійним, і також обрано схему станції з одним водоводом. Таким чином в моделі параметрами ГАЕС є обсяг верхнього резервуара та потужності насосів і турбін.

В турбінному режимі електрична потужність, що виробляється генератором, може бути виражена як:

$$P_T(t) = \eta_T \rho g h \cdot q_T(t) = c_T \cdot q_T(t) \quad (12)$$

де  $\eta_T$  – загальний ККД установки;

$q_T(t)$  – об'ємна витрата води у турбінному режимі;

$c_T$  – коефіцієнт генерації, який виражається в такий спосіб:

$$c_T = \eta_T \rho g h \quad (13)$$

При моделюванні станції у насосному режимі враховується змінна швидкість накачування води до верхнього резервуара. При цьому швидкість закачування води залежить від величини профіциту електричної енергії у генеруючому вузлі. Насоси працюють тільки тоді, коли профіцит перевищує 15% від їх номінальної потужності. Отже, об'ємна витрата води, що закачується в верхній резервуар, може бути визначена як:

$$q_P(t) = \frac{\eta_P \cdot P_{рез}(t)}{\rho g h} = c_P \cdot P_P(t) \quad (14)$$

де  $P_{рез}(t)$  – результуюча потужність;

$c_P$  – коефіцієнт закачування;

$\rho$  – щільність води (1000 кг/м<sup>3</sup>);

$g$  – прискорення вільного падіння (9,8 м/с<sup>2</sup>);

$h$  – висота, на яку необхідно підняти воду;

$\eta_P$  – ККД накачування.

Тому загальний коефіцієнт закачування води може бути визначений як:

$$C_P = \frac{\eta_P}{\rho g h} = \frac{Q}{P_{array}} \quad (15)$$

Кількість води, яка зберігається в верхньому резервуарі у момент часу  $t$ , визначається як:

$$Q_{UR}(t) = Q_{UR}(t-1)(1-\alpha) + \int_{t-1}^t q_P(t) dt - \int_{t-1}^t q_T(t) dt, \quad (16)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт випаровування води (подібно до саморозряду електрохімічних акумуляторів).

Рівень води в верхньому резервуарі можна розглядати як стан заряду батареї  $C_a$  (або SOC). Отже,  $C_a$  виражається як:

$$C_a = \frac{Q_{UR}(t)}{Q_{URmax}} \quad (17)$$

Кількість води з верхнього резервуара також обмежена наступними умовами:

$$Q_{URmin} \leq Q_{UR} \leq Q_{URmax} = V_{UR} \quad (18)$$

де  $Q_{URmin}$  і  $Q_{URmax}$  – нижня і верхня межі верхнього резервуару;

$V_{UR}$  – об'єм (ємність) резервуара для води, м<sup>3</sup>.

У цьому дослідженні для спрощення мінімальний обсяг води  $Q_{URmin}$  встановлюється рівним нулю.

**Моделювання роботи енергогенеруючого вузла, до складу якого входить ГАЕС.** При моделюванні приймається, що початковими умовами для НЕ є 100 % заряд.

Як показало дослідження, завдяки включенню до складу енерговузлу ГАЕС в зимовий період можна досягти миттєвого балансу енергії та покрити пікові зони графіку навантаження за рахунок перерозподілу енергії між зонами дефіциту та профіциту графіку. На рисунку показано як змінювалася генерація на СЕС та ВЕС, і добре видно зони заряду та розряду ГАЕС. Застосування НЕ дало суттєвий ефект, що знизило необхідні встановлені потужності електростанцій.

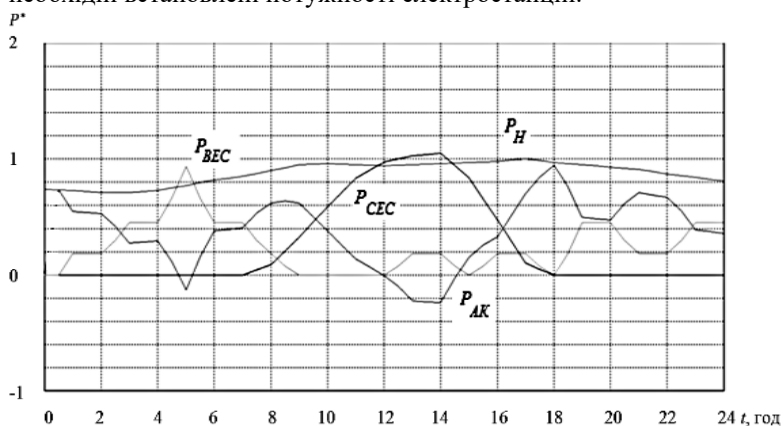


Рисунок 10 – Добовий графік зміни потужностей. Зима

Далі для цих же коефіцієнтів були отримані характеристики балансу потужності та добовий графік генерації в літній період року (див. рис. 12). Як добре видно з графіків, така конфігурація енерговузла забезпечує його повну автономність. Більш того, відбувається повний заряд НЕ, після чого енергія віддається до енергосистеми (близько 15-ї год. на рис. 12).

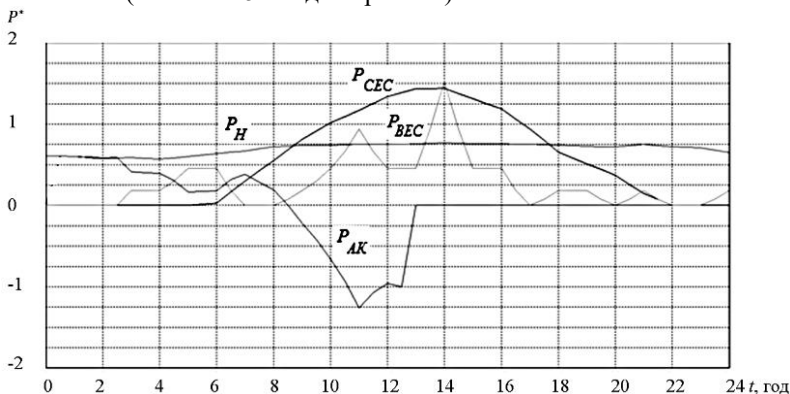


Рисунок 12 – Добовий графік зміни потужностей. Літо

Оскільки задачею даного дослідження було пошук оптимальної конфігурації енергогенеруючого вузла, то далі були отримані характеристики балансу потужності та добовий графік генерації для

енерговузла з коефіцієнтами  $k_{СЕС} = 1$  і  $k_{ВЕС} = 1$  для літнього періоду (див. рис. 13 та рис. 14) та для осіннього періоду (див. рис. 15 та рис 16).

Слід відзначити, що для моделювання літнього періоду також були взяті не найкращі дані сонячної інсоляції за сезон, бо, як свідчать дані метеорологічних спостережень [7], доля днів з хмарністю більше 70 % складає близько 12 % усього періоду.

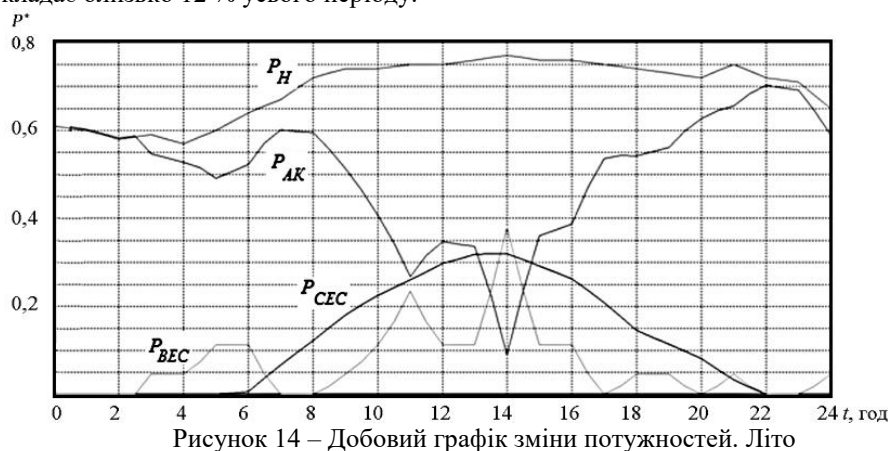


Рисунок 14 – Добовий графік зміни потужностей. Літо

Таким чином, дослідження показали доцільність застосування НЕ у вигляді ГАЕС для перерозподілу потужності між різними зонами добового графіку навантаження і підтримання балансу в вузлі. Але режими роботи НЕ у складі такого енерговузла є виразно різкозмінними, що значно підвищує вимоги до надійності його агрегатів та їх здатності забезпечувати високу ефективність в усіх діапазонах потужності і заряду. Тому для підтримання балансу потужності в вузлі слід залучати і самих споживачів [14].

Зокрема, завдяки використанню технології SmartGrid можлива активна участь споживачів-регуляторів у зміні форми графіку навантаження відповідно до графіку генерації СЕС та ВЕС. Це зменшить частоту перемикань режимів роботи НЕ протягом доби. Крім цього, вона дозволяє отримати дієвий інструмент для підвищення ефективності процесів генерації, передачі та споживання електричної енергії. Залучення до управління комплексним енерговузлом активних споживачів-регуляторів також дозволяє підвищити його ефективність за рахунок зменшення встановлених генеруючих потужностей. Тому задачу оптимального компонування енерговузла доцільно вирішувати комплексно, впроваджуючи нові технології не лише зі сторони генерації, а й зі сторони споживання енергії.

**Висновки.** В статті запропоновано математичну модель енерговузла до складу якого входять ВЕС, СЕС та ГАЕС. Показано, що потужність СЕС та ВЕС треба обирати з огляду на необхідність забезпечення автономності вузла в зимовий період, та визначено раціональне співвідношення між потужністю ВЕС, СЕС та максимальним навантаженням у вузлі.

Показано, що лише за умови включення до складу енерговузла накопичувача електроенергії існує можливість забезпечення миттєвого балансу потужності в усіх сезонах року. Використання накопичувача також дозволяє зменшити величину встановленої потужності ВЕС та СЕС, необхідну для забезпечення потреб споживача.

Результати моделювання показали необхідність використання споживачів-регуляторів у забезпечення балансу енерговузла, а також більш детального врахування особливостей перехідних процесів при частій зміні режимів заряду–розряду ГАЕС, як накопичувача енергії.

#### Список використаної літератури

1. Державне агенство з енергоефективності та енергозбереження України. Інформація щодо потужності та обсягів виробництва електроенергії об'єктами відновлюваної електроенергетики, які працюють за «зеленим» тарифом. – Режим доступу : <http://saee.gov.ua/uk/news/1545> – Дата звернення : 5 січня 2017.
2. Артюх С. Ф., Махотило К. В., Сапельников К. В. Предпосылки к созданию энергогенерирующих узлов гибридного типа на базе возобновляемых источников энергии // Научові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Електротехніка і енергетика. – 2015. – №.1. – С. 13-17.
3. Махотило К. В. Создание эффективных энергогенерирующих узлов, объединяющих станции на возобновляемых источниках энергии / К. В. Махотило, И. И. Червоненко, В. С. Кулешов, К. В. Кулешова // Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Серія:

Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії. – Харків: НТУ «ХПІ», –2017. – №1 (1223) –С. 90-95.

4. Papaefthymiou S. V. A wind-hydro-pumped storage station leading to high RES penetration in the autonomous island system of Icaria /S. V. Papaefthymiou//IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2010. – Т. 1. – №. 3. – С. 163-172.

5. Anagnostopoulos J. S. Study of hybrid wind-hydro power plants operation and performance in the autonomous electricity system of Crete Island /J. S Anagnostopoulos, D. E. Papantonis//Recent Advances in Energy, Environment and Economic Development.

6. Deane J. P., Gallachóir B. P. Ó., McKeogh E. J. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant //Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2010. – Т. 14. – №. 4. – С. 1293-1302.

7. Харьков (аэропорт) – Rp5.ua [Электронный ресурс]. – Режим доступа : rp5.ru/Погода\_в\_Харькове\_(аэропорт).

8. Tina G., Gagliano S., Raiti S. Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment //Solar energy. – 2006. – Т. 80. – №. 5. – С. 578-588.

9. Ma T. Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong /T. Ma//Renewable energy. – 2014. – Т. 69. – С. 7-15.

10. Махотило К. В., Косатый Д. М. Экспериментальная оценка влияния облачности на колебания мощности фотоэлектрической системы //Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2014. – №. 12 (131).

11. Чervonenko I. I. Заощадження енергоресурсів за рахунок підвищення ефективності використання гідроагрегатів при їх роботі зі змінною частотою обертання / С. Ф. Артюх, І. І. Чervonenko // Енергетика, економіка, технології, екологія. – Київ: НТУУ «КПІ». – 2014. – № 2 (36). – С. 7-10.

12. Diaf S., A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system //Energy Policy. – 2007. – Т. 35. – №. 11. – С. 5708-5718.

13. Lim J. H. Optimal combination and sizing of a new and renewable hybrid generation system //International Journal of Future Generation Communication and Networking. – 2012. – Т. 5. – №. 2. – С. 43-59.

14. Черкашина Г.И. Симметрирование режимов работы системы электроснабжения бытового сектора / Г.И. Черкашина // Энергетика. Энергосбережение. Энергоаудит.: –Харків : 2015. – №4. – С. 28-33.

**I. Chervonenko**, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof. ORCID 0000-0002-3856-4966

**K. Makhotilo**, Cand. Sc. (Eng.), Prof. ORCID 0000-0001-7081-071X

**V. Kuleshov**, Msc, **K. Kuleshova**, Msc

**National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»**

#### **COMPLEX POWER GENERATING NODE IN UNIFIED POWER SYSTEM**

*The state of development of solar and wind power plants in Ukraine and their impact on the unified power system are analysed. Feasibility of combination of solar and wind power plants in integrated power generating node to reduce the impact of weather conditions on the amount of generated energy is studied. There are proposed mathematical models of the nodes power plants that take into account the change of meteorological factors and their influence on its generation graph. According to the simulation results obtained ratio of installed capacity of solar and wind power plants to the maximum load, that providing daily energy balance taking into account the climatic conditions of Ukraine in different seasons of year. For ensuring instant power balance in node it is offered to use energy accumulation, the algorithm of a storage control system functioning is developed. The expediency of using pumped storage power plant for energy accumulation in a power node is shown.*

**Keywords:** power generating node, solar power plant, wind power plant, pumped storage power plant, modelling.

#### **Referenses**

1. Derzhavne agenstvo z energoefektivnosti ta energozberezhennya Ukraïni. Informaciya shchodo potuzhnosti ta obsyagiv virobniictva elektroenerghii ob'ektami vidnovlyuvanoï elektroenerghetiki, yaki pracuyuyut' za «zelenim» tarifom. Available at: <http://saec.gov.ua/uk/news/1545> (accessed 05.01.2017).

2. Artyuh S. F. Predposylki k sozdaniyu ehnergogeneriruyushchih uzlov gibridnogo tipa na baze vozobnovlyaemyh istochnikov ehnergii / S. F. Artyuh, K. V. Mahotilo, K. V. Sapel'nikov // Naukovi praci DonNTU. Seriya: «Elektrotekhnika i energetika». – No17, 2015, pp. 13–16.

3. Mahotilo K. V. Sozdanie effektivnyih energogeneriruyushchih uzlov, ob'edinyayushchih stantsii na vozobnovlyaemyh istochnikah energii / K. V. Mahotilo, I. I. Chervonenko, V. S. Kuleshov, K. V. Kuleshova



// Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Серія: Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії. – Харків: NTU «ХПІ», –2017. – #1 (1223) – pp. 90-95.

4. Papaefthymiou S. V. A wind-hydro-pumped storage station leading to high RES penetration in the autonomous island system of Icaria /S. V. Papaefthymiou//IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2010. – Т. 1. – №. 3. – pp. 163-172.

5. Anagnostopoulos J. S. Study of hybrid wind-hydro power plants operation and performance in the autonomous electricity system of Crete Island /J. S Anagnostopoulos, D. E. Papantonis//Recent Advances in Energy, Environment and Economic Development.

6. Deane J. P., Gallachóir B. P. Ó., McKeogh E. J. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant //Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2010. – Т. 14. – №. 4. – pp. 1293-1302.

7. Harkov (aeroport) – Rp5.ua [Elektronnyy resurs]. – Rezhim dostupa : rp5.ru/Pogoda\_v\_Harkove\_(aeroport).

8. Tina G., Gagliano S., Raiti S. Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment //Solar energy. – 2006. – Т. 80. – №. 5. – pp. 578-588.

9. Ma T. Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong /T. Ma//Renewable energy. – 2014. – Т. 69. – pp. 7-15.

10. Mahotilo K. V., Kosatyiy D. M. Eksperimentalnaya otsenka vliyaniya oblachnosti na kolebaniya moschnosti fotoelektricheskoy sistemy //Energoberezhenie. Energetika. Energoaudit. – 2014. – №. 12 (131).

11. Chervonenko I. I. Zaoschadzheniya energoresursiv za rahunok pidvischennya efekti-vnostI vikoristannya gidroagregativ pri Yih robotI zI zmnnoyu chastotoyu ober-tannya / S. F. Artyuh, I. I. Chervonenko // Energetika, ekonomika, tehnologiyi, ekologiya. – Kyiv: NTUU «KPI». – 2014. – № 2 (36). – pp. 7-10.

12. Diaf S., A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system //Energy Policy. – 2007. – Т. 35. – №. 11. – pp. 5708-5718.

13. Lim J. H. Optimal combination and sizing of a new and renewable hybrid generation system //International Journal of Future Generation Communication and Networking. – 2012. – Т. 5. – №. 2. – pp. 43-59.

14. Cherkashina G.I. Simmetrirovaniye rezhimov raboty sistemyi elektrosnabzheniya byitovogo sektora / G.I. Cherkashina // Energetika. Energoberezhenie. Energoaudit.: –Harkiv : 2015. – №4. – S. 28-33.

УДК 621.311

**И. И. Червоненко**, к.т.н, ст. пр. ORCID 0000-0002-3856-4966

**К. В. Махотило**, к.т.н, проф. ORCID 0000-0001-7081-071X

**В. С. Кулешов**, магистр,

**К. В. Кулешова**, магистр,

**Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»  
КОМПЛЕКСНЫЙ ЭНЕРОГЕНЕРИРУЮЩИЙ УЗЕЛ В ОБЪЕДИНЁННОЙ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ**

*Проанализировано состояние развития солнечных и ветровых электростанций в Украине и их влияние на работу объединенной энергосистемы. Исследована целесообразность объединения СЭС и ВЭС в комплексный энергогенерирующий узел, что позволяет снизить влияние погодных условий на объем генерируемой энергии. Предложены математические модели станций узла, которые учитывают изменение метеорологических факторов и их влияние на характер графика генерации. По результатам моделирования получено соотношение установленных мощностей электростанций для максимума нагрузки, обеспечивающее суточный баланс энергии с учетом климатических условий Украины для разных времен года. Для обеспечения мгновенного баланса мощности в узле предложено использовать накопители энергии и разработан алгоритм работы системы управления его работой. Показана целесообразность использования ГАЭС как накопителя энергии в узле.*

**Ключевые слова:** энергогенерирующий узел, солнечная электростанция, ветровая электростанция, гидроаккумулирующая электростанция, моделирование.

Надійшла 17.07.2017

Received 17.07.2017