

Л.І. Мазуренко, О.В. Джура, М.О. Шихненко

Розрахунок характеристик гібридної енергосистеми з паралельно включеними асинхронним генератором і АС/DC перетворювачем

Гібридні системи електропостачання (ГСЕ) розглядаються як хороший варіант для електропостачання віддалених від мережі споживачів завдяки значній економії палива порівняно з дизель-агрегатами. Швидка розробка і вдосконалення ГСЕ можуть бути досягнуті за допомогою спеціалізованих методик і програм. В статті запропоновано схемне рішення та розроблено принципи роботи ГСЕ промислової напруги і частоти 400 В / 50 Гц. Система побудована на основі ведучого гідроелектроагрегата з асинхронним генератором (АГ) потужністю 250 кВт. Стабілізація напруги системи забезпечується силовим АС/DC перетворювачем, а стабілізація електричної частоти системи – регулятором частоти обертання гідротурбіни. Вітроустановка, накопичувач енергії і регульоване баластне навантаження підключаються до АГ через АС/DC перетворювач. **Метою роботи є розробка методики розрахунку характеристик автономного АГ з гідротурбінним приводом, що працює паралельно через АС/DC перетворювач з додатковими джерелами та споживачами активної потужності. Розроблено методику розрахунку характеристик АГ запропонованої системи. Розроблена методика базується на основі еквівалентної схеми заміщення системи, рівнянь балансу активної і реактивної потужності та методу накладання. Наведено рівняння регуляторів частоти, напруги і потужності системи. З допомогою розробленої методики виконано розрахунки характеристик АГ за активного і активно-індуктивного навантаження споживачів при умові підтримання постійного значення напруги АГ і електричної частоти в системі. Створена методика має новизну в частині врахування алгоритмів керування системою. Проведено аналіз і співставлення характеристик АГ отриманих за його роботи в складі гідроелектроагрегата працюючого автономно і в складі запропонованої системи. Отримані результати можуть бути використані при розробці та для покращення технічних характеристик гібридних систем електропостачання змінного струму.** Бібл. 19, табл. 1, рис. 4.

Ключові слова: гібридна система електропостачання, асинхронний генератор, метод накладання, схема заміщення.

Вступ. Електрогенеруючі автономні системи та сучасні системи розподіленої генерації завдяки здатності працювати ізольовано від централізованої мережі дозволяють підвищити надійність електропостачання за аварійних ситуацій в мережі і зменшити витрати на розвиток мереж та втрати електроенергії в лініях електропередач та розподільчих мережах при її транспортуванні до віддалених від високовольтних ліній місцевих споживачів [1-4]. Сонячні панелі, вітроустановки (ВУ), гідроелектроагрегати (ГЕА), геотермальні електростанції, т. ін. часто комбінуються між собою в складі систем розподіленої генерації та автономних електрогенеруючих систем для поліпшення їх техніко-економічних показників. Електрогенеруючі системи, які використовують різні види первинної відновлюваної енергії, називають гібридними системами електропостачання (ГСЕ). Для більш надійного електропостачання ГСЕ за необхідності докомплектують дизельними електроагрегатами.

Встановлена потужність ГЕА, ВУ і дизельних агрегатів відомих ГСЕ, як правило, знаходиться в межах до 3-4 МВт. ВУ і ГЕА такого діапазону потужності проектується на основі генераторів з постійними магнітами, синхронних генераторів, АГ подвійного живлення та з к.з. ротором [5-7]. АГ з к.з. ротором мають дещо менший ККД, ніж синхронні і генератори на постійних магнітах, проте більш прості в обслуговуванні і ремонті та завдяки меншій вартості і меншим витратам на обслуговування швидше окупаються.

Вирішення задач, пов'язаних з розрахунком характеристик і енергетичних показників АГ, які обертаються від приводів з регульованою частотою обертання, таких як гідротурбіни (ГТ) і дизельні двигуни (ДД), успішно проводилось і висвітлювалось в літературі [8-10]. В той же час слід зазначити, що методики розрахунку усталених режимів одиночних автономних АГ, що базуються на еквівалентній схемі заміщення АГ, не пристосовані безпосередньо для проведення досліджень АГ, працюючих паралельно з різ-

номанітними джерелами електроенергії в складі від'єднаних від мережі ГСЕ. Дослідження характеристик АГ, працюючих в складі електромеханічних систем, є більш складною задачею, вирішення якої потребує розробки комплексних математичних моделей [11, 12]. Комплексні динамічні моделі є потужним засобом наукових досліджень, проте потребують достатньо багато часу на налагодження і проведення розрахунків. Тому існує необхідність розробки статичних математичних моделей і більш універсальних методик, придатних для виконання зазначених досліджень або ж подальшого розвитку вже існуючих.

Метою роботи є розроблення і верифікація методики розрахунку статичних характеристик асинхронного генератора, що обертається від гідравлічної турбіни ведучого гідроелектроагрегата і працює в режимі «постійна напруга – постійна частота» паралельно через АС/DC напівпровідниковий перетворювач з джерелами і споживачами активної потужності в складі гідро-вітро-акумуляторної гібридної системи електропостачання, що живить трифазне навантаження.

Схемне рішення і принципи роботи ГСЕ. Запропонована ГСЕ (рис. 1) містить ведучий ГЕА з АГ, ВУ змінної частоти обертання, систему накопичення енергії (СНЕ) і регульоване баластне навантаження (РБН). Генератор ВУ підключається до АГ через АС/DC напівпровідникові перетворювачі VSC1 і VSC2, а РБН і СНЕ – через VSC1. Силові напівпровідникові перетворювачі дозволяють плавно регулювати потужність джерел електричної енергії [13, 14]. СНЕ може бути різних типів: маховиковою, на основі акумуляторних батарей, суперконденсаторів, т. ін. [15, 16]. ГСЕ за рис. 1 може працювати як на мережу, так і ізольовано. До складу ГЕА, крім АГ G1, входить приводна ГТ, перетворювач VSC1 і батарея компенсуючих конденсаторів (БКК), яка забезпечує початкове збудження АГ в автономному режимі роботи ГСЕ. Якщо в місці

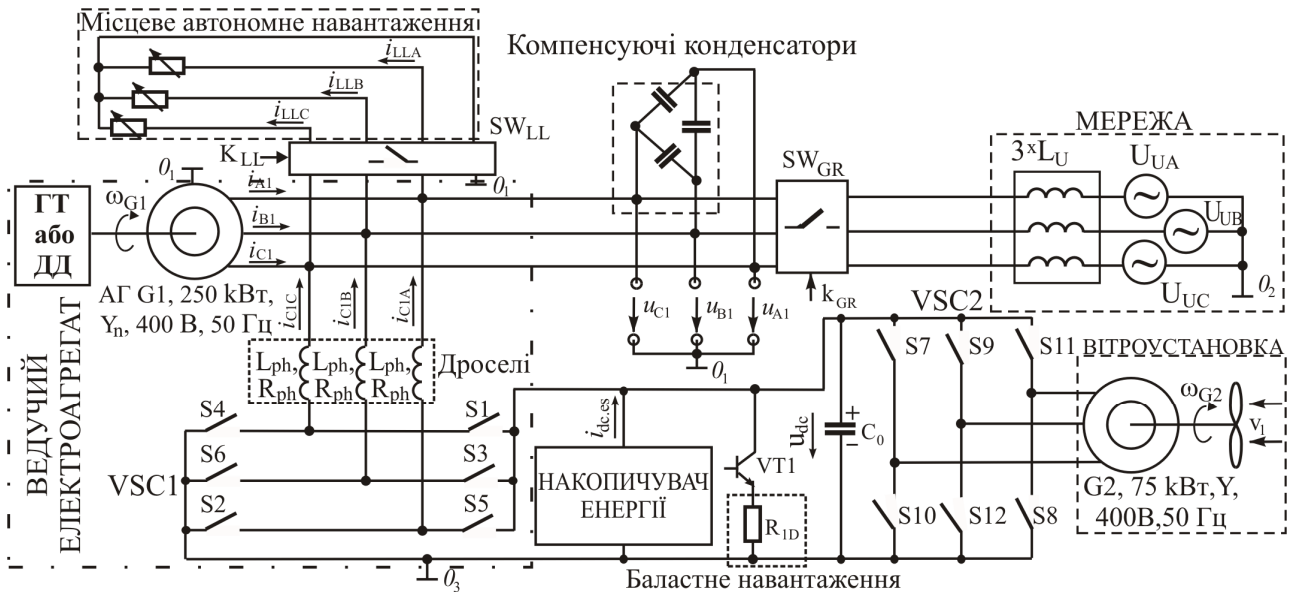


Рис. 1. Схемне рішення ГСЕ

розташування ГСЕ гідроенергія відсутня, замість ГТ можна використовувати ДД. Регулювання електричної частоти в системі здійснюється регулятором частоти обертання приводу АГ. Вихідна потужність генератора ВУ регулюється в функції швидкості вітру і частоти обертання вітротурбіни. СНЕ призначена для зменшення перерегулювання по частоті в перехідних режимах і обмеження активної потужності АГ за великих короткочасних навантажень споживачів. РБН призначене, головним чином, для споживання надлишку активної потужності в системі в разі повністю зарядженої СНЕ. Також з його допомогою може створюватись швидкодіючий резерв активної потужності [17, 18].

Рівняння регуляторів частоти, напруги і потужності мають наступний вигляд:

- регулятори змінної напруги, напруги кола постійного струму, частоти обертання ГЕА

$$U_g^* = \text{const}; \quad (1)$$

$$U_{dc}^* = \text{const}; \quad (2)$$

$$\omega_e^* = \text{const}. \quad (3)$$

- регулятор потужності РБН

$$P_{DL}^* = P_{EX}^* + \Delta P_{DL}^*, \quad (4)$$

де

$$\Delta P_{DL}^* = \begin{cases} -\Delta P_{EL}^*, \Delta P_{EL}^* < 0 \text{ та } \omega_{\min}^* < \omega_e < \omega_{\max}^*; \\ \Delta P_{DL1}^*, \text{ СНЕ заряджена та } \omega_e > \omega_{\max}^*; \\ \Delta P_{DL2}^*, \text{ СНЕ розряджена та } \omega_e < \omega_{\min}^*; \\ 0, \text{ інакше;} \end{cases}$$

$$\Delta P_{EL}^* = P_L + P_{EX}^* - P_{WG} - P_{ES};$$

$$\Delta P_{DL1}^* = \max\left(0, \tilde{\omega}_{\max} k_{p1} + \int \tilde{\omega}_{\max} k_{i1}\right);$$

$$\Delta P_{DL2}^* = \max\left(-P_{EX}^*, \tilde{\omega}_{\min} k_{p1} + \int \tilde{\omega}_{\min} k_{i1}\right);$$

$$\tilde{\omega}_{\min} = \omega_e - (\omega_{\min}^* + \omega_h^*), \tilde{\omega}_{\max} = \omega_e - (\omega_{\max}^* - \omega_h^*).$$

- регулятор вихідної потужності СНЕ

$$P_{ES}^* = \begin{cases} P_{ES1}^*, \text{ СНЕ заряджена та } \omega_e > \omega_{\min}^*; \\ P_{ES2}^*, \text{ СНЕ заряджена та } \omega_e < \omega_{\min}^*; \\ P_{ES3}^*, \text{ СНЕ розряджена, } \omega_e > \omega_{\min}^* \\ \text{та } I_g < k_{gl} I_{gN}; \\ P_{ES4}^*, \text{ СНЕ розряджена та } \omega_e > \omega_{\max}^*; \\ 0, \text{ інакше,} \end{cases} \quad (5)$$

де

$$P_{ES1}^* = \max\left(0, \tilde{I}_{g,\max} k_{p2} + \int \tilde{I}_{g,\max} k_{i2}\right);$$

$$P_{ES2}^* = \max\left(0, -\tilde{\omega}_{\min} k_{p2} - \int \tilde{\omega}_{\min} k_{i2}\right);$$

$$P_{ES3}^* = -I_{dc,es}^* U_{dc};$$

$$P_{ES4}^* = \min\left(0, -\tilde{\omega}_{\max} k_{p2} - \int \tilde{\omega}_{\max} k_{i2}\right);$$

$$\tilde{I}_{g,\max} = I_g - I_{g,\max}^*.$$

Регулятор частоти обертання ВУ розглянуто в [17].

В (1) – (5) прийнято такі позначення: U_g^* – задане

діюче значення фазної напруги АГ; ω_e^* – задане значення електричної частоти системи; U_{dc}^* – задане значення випрямленої напруги VSC1; P_{EX}^* – задане значення швидкодіючого резерву активної потужності, що забезпечується з допомогою РБН; P_L – активна потужність споживачів; P_{WG} – вихідна активна потужність ВУ; P_{ES}^* – задана вихідна потужність СНЕ, яку в режимі розряду вважаємо додатною; P_{DL}^* – задана активна потужність РБН; I_g , $I_{g,\max}^*$, I_{gN} – фактичний, заданий максимально допустимий та номінальний струми АГ; k_{p1} , k_{i1} , k_{p2} , k_{i2} , k_{gl} – додатні константи; ω_{\max}^* , ω_{\min}^* , ω_e – максимально і мінімально допустимі та фактична електричні частоти системи; $0 < \omega_h^* \ll (\omega_{\max}^* - \omega_{\min}^*) \cdot 0,5$; $I_{dc,es}^*$ – заданий вхідний струм СНЕ.

З (4) видно, що в разі, коли сума активної потужності споживачів і заданого швидкодіючого резерву потужності $P_L + P_{EX}^*$ більша за сумарну вихідну потужність ВУ і СНЕ та $\omega_{\min}^* < \omega_e < \omega_{\max}^*$, то $P_{DL} = P_{EX}^*$. Коли ж $P_{EX}^* < P_{WG} + P_{ES} - P_L$, маємо надлишок активної потужності в системі. При цьому, за $\omega_{\min}^* < \omega_e < \omega_{\max}^*$ потужність РБН дорівнює $P_{DL} = P_{WG} + P_{ES} - P_L$, а вихідна активна потужність АГ дорівнює нулю. Якщо ж електрична частота виходить за межі $(\omega_{\min}^* \dots \omega_{\max}^*)$ і стан СНЕ не дозволяє здійснювати її регулювання, цю задачу виконує РБН в межах своїх функціональних можливостей.

СНЕ, як видно з (5), за наявності накопиченої енергії обмежує струм генератора на рівні $I_{g,\max}^*$ якщо $\omega_{\min}^* < \omega_e$ або, якщо ω_e зменшується нижче ω_{\min}^* ,

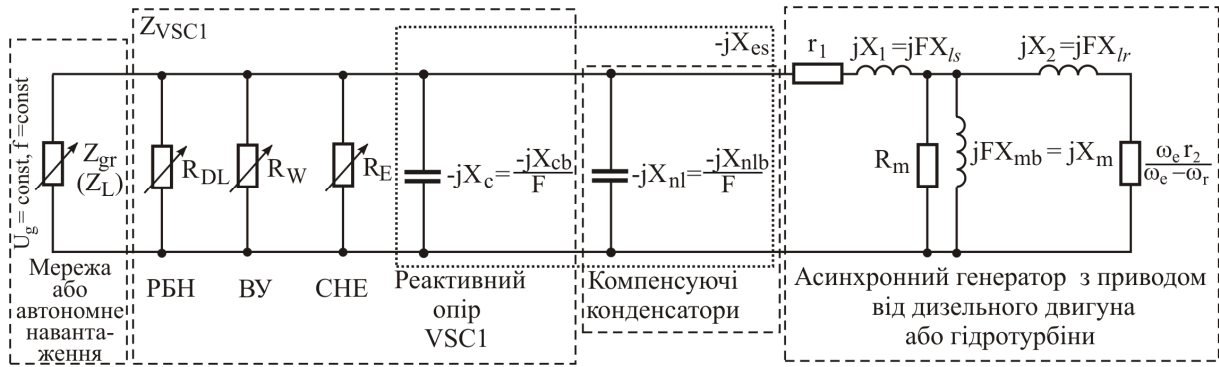


Рис. 2. Схема заміння ГСЕ

Прийнято такі позначення: r_1, r_2, X_1, X_2 – активні і реактивні опори розсіювання фаз статора і ротора АГ; ω_r – кругова електрична частота ротора АГ; R_m – еквівалентний опір втрат в сталі; $F = \omega_e / \omega_{eN}$ – відносна електрична частота статора АГ, ω_{eN} – номінальна електрична частота статора; X_m – реактивний опір намагнічування; R_{DL}, R_W, R_E – еквівалентні опори РБН, ВУ та СНЕ. Величини $X_{ls}, X_{lr}, X_{cb}, X_{nlb}, X_{mb}$ відповідають базовій електричній частоті 50 Гц.

За $U_g = \text{const}$ і $\omega_e = \text{const}$ ЕСЗ (рис. 2) дозволяє дослідити характеристики АГ як при роботі на автономне навантаження Z_L , так і на мережу з вхідним опором Z_{gr} .

Умовами дотримання балансу активної і реактивної потужності в схемі (рис. 2) є рівність нулю дійсної і уявної частини суми провідностей Y_S, Y_m та Y_R

$$\text{Re}(Y_S + Y_m + Y_R) = 0; \quad (6)$$

$$\text{Im}(Y_S + Y_m + Y_R) = 0, \quad (7)$$

де

$$Y_S = \left(r_1 + jX_1 - \frac{jX_{es}Z_{eq}}{Z_{eq} - jX_{es}} \right)^{-1};$$

$$Y_m = \frac{1}{jX_m} + \frac{1}{R_m}; \quad Y_R = \frac{1}{jX_2 + r_2/s};$$

$$X_{es} = X_c + X_{nl}; \quad Z_L = R_L + jX_L = z_{le}^{j\varphi_L};$$

підвищує її до рівня $\omega_{\min}^* + \omega_h^*$. Одночасно з цим, відповідно до (3), регулювання частоти системи за рис. 1 виконується і регулятором частоти обертання ГЕА.

Заряджання СНЕ відбувається в разі, коли СНЕ розряджена, АГ має достатній запас потужності і при цьому $\omega_{\min}^* < \omega_e$. За такого випадку споживана СНЕ потужність регулюється шляхом регулювання струму $I_{dc,es}^*$. Якщо ж має місце перерегулювання по частоті, за якого $\omega_e > \omega_{\max}^*$, а СНЕ розряджена, то регулятором потужності СНЕ здійснюється відпрацювання частоти на рівні $\omega_{\max}^* - \omega_h^*$.

Розроблення методики розрахунку характеристик АГ за роботи в складі ГСЕ. Статичні характеристики ГСЕ отримуємо на основі її еквівалентної схеми заміщення (ЕСЗ). В запропонованій ЕСЗ (рис. 2) всі елементи системи (рис. 1) представлені еквівалентними опорами.

$$\begin{aligned} Z_{eq} &= 1 / \left((Z_L)^{-1} + (R_{DL})^{-1} + (R_W)^{-1} + (R_E)^{-1} \right) = \\ &= z_{eq} e^{j\varphi_{eq}} = R_{eq} + jX_{eq}; \\ s &= (\omega_e - \omega_r) / \omega_e. \end{aligned}$$

Прийmemo $F = 1$. Тоді з (6) отримуємо рівняння ковзання АГ

$$s = r_2 \left(\sqrt{1 - 4a_0 X_{lr}^2} - 1 \right) / (2a_0 X_{lr}^2), \quad (8)$$

а з (7) – рівняння реактивного опору контуру намагнічування

$$X_m = X_{mb} = b_0 (r_2^2 + X_{lr}^2 s^2) / \left((b_1 X_{lr}^2 - b_0 X_{lr}) s^2 + b_1 r_2^2 \right), \quad (9)$$

де

$$a_0 = \frac{a_1 R_m + (a_1^2 + a_2^2)}{(a_1^2 + a_2^2) R_m}; \quad a_1 = r_1 + \frac{X_{es}^2 R_{eq}}{a_3};$$

$$a_2 = X_{ls} - \frac{R_{eq}^2 X_{es}}{a_3} - \frac{X_{eq} X_{es} (X_{eq} - X_{es})}{a_3};$$

$$a_3 = R_{eq}^2 + (X_{eq} - X_{es})^2; \quad b_0 = a_1^2 + a_2^2; \quad b_1 = -a_2.$$

Напряга кола намагнічування АГ U_m знаходиться з характеристики намагнічування АГ $X_m = U_{mb}(X_{mb})$ знятої на базовій частоті.

Частота обертання ротора, фазний струм, фазна напруга і вхідна провідність на фазу АГ визначаються з наступних рівнянь

$$\omega_r = (1-s)\omega_e; \quad (10)$$

$$I_{ph} = U_m Y_S; \quad (11)$$

$$U_{ph} = -jI_{ph} X_{es} z_{eq} e^{j\varphi_{eq}} / (z_{eq} e^{j\varphi_{eq}} - jX_{es}); \quad (12)$$

$$y_1 = (r_1 + jX_{ls} + (Y_m + Y_R)^{-1})^{-1} = 0. \quad (13)$$

Слід зазначити, що схема заміщення за рис. 2 дозволяє розраховувати не всі режими роботи ГСЕ за рис. 1, а лише ті, в яких дотримується умова $\omega_e = \text{const}$ або $\omega_r = \text{const}$.

Розроблена методика розрахунку характеристик АГ, який працює в складі ведучого електроагрегата ГСЕ за рис. 1, передбачає наступну послідовність.

Спочатку розраховуємо режим одиночної автономної роботи АГ.

1. Задаємо коефіцієнт потужності навантаження $\cos\varphi_L$ та матриці-вектори повного опору навантаження споживачів Z_L розмірністю $k1 \times 1$ і пробних значень сумарного реактивного опору БКК та VSC1 X_{es}^{ig} розмірністю $h1 \times 1$

$$Z_L = (z_{k,h})_{k1 \times 1}, \quad X_{es}^{ig} = (x_{h,k})_{h1 \times 1}. \quad (14)$$

2. Розраховуємо елементи матриць: напруги кола намагнічування з характеристики намагнічування АГ і (9), фазного струму і напруги за (11), (12), ковзання і вхідної провідності АГ за (8), (13) використовуючи всі комбінації елементів векторів Z_L та X_{es}^{ig}

$$\begin{aligned} U_m^{ig} &= (um_{k,h})_{k1 \times h1}, \quad I_{ph}^{ig} = (iph_{k,h})_{k1 \times h1}, \\ U_{ph}^{ig} &= (uph_{k,h})_{k1 \times h1}, \quad S I^{ig} = (s_{k,h})_{k1 \times h1}, \\ Y I^{ig} &= (y1_{k,h})_{k1 \times h1}. \end{aligned} \quad (15)$$

3. Задаємо напругу АГ і в кожному рядку U_m^{ig} ($k = \text{const}$, $h = \text{var}$) визначаємо номер стовпця, який відповідає умові мінімального відхилення напруги від заданого значення $U_g^* = \text{const}$. Знайдені номери стовбців зводимо в одномірний масив. Далі з матриць (15) формуємо матриці-вектори розмірністю $k1 \times 1$ напруги кола намагнічування $U_m^{ig,uc}$, фазного струму $I_{ph}^{ig,uc}$, фазної напруги $U_{ph}^{ig,uc}$, вхідної провідності АГ $Y I^{ig,uc}$, ковзання $S I^{ig,uc}$, електричної частоти обертання ротора $W_r^{ig,co}$ і сумарного реактивного опору БК та VSC1 $X_{es}^{ig,uc}$, що найбільш відповідають умові $U_g^* = \text{const}$ за кожного значення навантаження.

4. З $X_{es}^{ig,uc}$ знаходимо реактивний опір БКК $X_{nl} = X_{es}^{ig,uc}[i1]$, де індекс $i1$ відповідає найбільшому опору навантаження масиву Z_L (навантаження найбільш наближене до х.х. $Z_L[i1] = \max(z_{k,h})_{k1 \times 1}$).

5. Знаходимо масиви реактивного опору VSC1 на фазу $X_{VSC1}^{ig,uc}$, фазного струму VSC1 $I_{VSC1}^{ig,uc}$, повної потужності VSC1 $S_{VSC1}^{ig,uc}$, коефіцієнту потужності $PF_{IG}^{ig,uc}$ і ККД $EF_{IG}^{ig,uc}$ АГ

$$X_{VSC1}^{ig,uc}[k] = \left(\frac{1}{X_{es}^{ig,uc}[k]} - \frac{1}{X_{nl}} \right)^{-1}; \quad (16)$$

$$I_{VSC1}^{ig,uc}[k] = \frac{U_{ph}^{ig,uc}[k]}{X_{VSC1}^{ig,uc}[k]}; \quad (17)$$

$$S_{VSC1}^{ig,uc}[k] = Q_{VSC1}^{ig,uc}[k] = 3 \frac{|U_{ph}^{ig,uc}[k]|^2}{X_{VSC1}^{ig,uc}[k]}; \quad (18)$$

$$PF_{IG}^{ig,uc}[k] = \frac{\text{Re}(Y I^{ig,uc}[k])}{|Y I^{ig,uc}[k]|}; \quad (19)$$

$$EF_{IG}^{ig,uc}[k] = \frac{P_L^{ig,uc}[k]}{P_L^{ig,uc}[k] + P_{Cu}^{ig,uc}[k] + P_{Fe}^{ig,uc}[k] + P_{Fr}^{ig,uc}[k]}; \quad (20)$$

де $P_{Cu}^{ig,uc}[k] = P_{Cu1}^{ig,uc}[k] + P_{Cu2}^{ig,uc}[k]$; $P_L^{ig,uc}$, $P_{Cu1}^{ig,uc}$, $P_{Cu2}^{ig,uc}$, $P_{Fe}^{ig,uc}$, $P_{Fr}^{ig,uc}$ – матриці-вектори активної потужності навантаження, втрат в міді статора, втрат в міді ротора, втрат в сталі і втрат на тертя;

$$P_L^{ig,uc}[k] = 3 \frac{(U_{ph}^{ig,uc}[k])^2}{|Z_L[k]|} \cos\varphi_L;$$

$$P_{Cu1}^{ig,uc}[k] = 3 (I_{ph}^{ig,uc}[k])^2 r_1;$$

$$P_{Cu2}^{ig,uc}[k] = 3 \left| \frac{U_m^{ig,uc}[k]}{jX_{lr} + r_2 / S I^{ig,uc}[k]} \right|^2 r_2;$$

$$P_{Fe}^{ig,uc}[k] = 3 R_m \left| \frac{U_m^{ig,uc}[k]}{R_m} \right|^2; \quad P_{Fr}^{ig,uc}[k] = k_{Fr} P_{gN};$$

k_{Fr} – коефіцієнт втрат тертя; P_{gN} – номінальна потужність АГ.

Далі скористаємось принципом суперпозиції і розрахуємо активну потужність АГ за його роботи в складі системи за рис. 1 шляхом накладання характеристик «потужність джерела – потужність навантаження» інших елементів на характеристики АГ отримані за його ізолюваної одиночної роботи. Принцип суперпозиції і метод накладання використовуються при розрахунку струму і напруги лінійних кіл та інколи для розрахунку статичних характеристик систем змінного струму з паралельно працюючими джерелами електроенергії [19]. В ізолюваному режимі роботи ГСЕ за рис. 1 залежність активної потужності АГ від активної потужності навантаження у випадку моделювання ГСЕ з допомогою ЕСЗ за рис. 2 через нехтування втрат на передачу електроенергії є лінійною. Інші елементи (ВУ, РБН, СНЕ) представлені на схемі заміщення лінійними активними опорами. Отже принцип суперпозиції в цьому випадку може бути застосовано.

СНЕ приймемо зарядженою, а вихідну потужність ВУ P_{WG} – постійною. Спочатку додамо ВУ і РБН до ГЕА з АГ вважаючи, що СНЕ не впливає на алгоритм роботи РБН. Згідно з (4) і (5) за $\omega_{\min}^* < \omega_e < \omega_{\max}^*$ це можливо при умові, якщо СНЕ не задіяна або якщо за роботи СНЕ в режимі обме-

ження струму АГ виконується умова $\Delta P_{EL}^* \geq 0$, тобто коли немає надлишку активної потужності в системі. Ця умова в системі (рис. 1) буде виконуватись, якщо заряджений СНЕ не буде розряджатись в режимі х.х. АГ, тобто практично завжди в усталених режимах. Враховуючи вище зазначені припущення, за відсутності похибки регулювання потужність РБН дорівнюватиме

$$P_{DL}[k] = P_{EX}^* + \Delta P_{DL}^*[k], \quad (21)$$

де

$$\Delta P_{DL}^*[k] = \begin{cases} 0, & P_{WG} - P_L^{ig,uc}[k] < P_{EX}^* \\ P_{WG} - P_L^{ig,uc}[k] - P_{EX}^*, & P_{WG} - P_L^{ig,uc}[k] \geq P_{EX}^* \end{cases}.$$

6. Визначаємо активну потужність АГ за наявності РБН і ВУ та відсутності СНЕ в системі

$$P_{IG}^{WD}[k] = P_L^{ig,uc}[k] + P_{DL}[k] - P_{WG}. \quad (22)$$

7. Фазний струм АГ за наявності РБН і ВУ та відсутності СНЕ в системі отримуємо інтерполяцією залежності між матрицями активної потужності навантаження $P_L^{ig,uc}$ і струму АГ в ізолюваному режимі роботи $I_{ph}^{ig,uc}$

$$I_{ph}^{WD}[k] = \text{inter}(P_L^{ig,uc}, I_{ph}^{ig,uc}, P_{IG}^{WD}[k]). \quad (23)$$

Наступним кроком додаємо СНЕ до системи і розраховуємо наступні величини.

8. Потужність СНЕ за відсутності похибки регулювання

$$P_{ES}[k] = \begin{cases} 0, & I_{ph}^{WD}[k] < I_{g,max}^*; \\ P_{IG}^{WD}[k] - P_{g,max}^*, & I_{ph}^{WD}[k] \geq I_{g,max}^*, \end{cases} \quad (24)$$

де $P_{g,max}^* = \text{inter}(I_{ph}^{WD}, P_{IG}^{WD}, I_{g,max}^*)$ – активна потужність АГ в системі без СНЕ за $I_{ph} = I_{g,max}^*$.

9. Активна потужність АГ за наявності РБН, ВУ та СНЕ в системі

$$P_{IG}^{WDE}[k] = P_L^{ig,uc}[k] + P_{DL}[k] - P_{WG} - P_{ES}[k]. \quad (25)$$

10. Еквівалентний опір навантаження АГ на фазу за наявності РБН, ВУ та СНЕ в системі

$$Z_L^{WDE}[k] = \left(\frac{1}{Z_L[k]} + \frac{P_{DL}[k] - P_{WG} - P_{ES}[k]}{3(U_g^*)^2} \right)^{-1} = \left(1/Z_L[k] + 1/R_{VSC1}^{WDE}[k] \right)^{-1},$$

де R_{VSC1}^{WDE} – матриця-стовбець активного опору на фазу VSC1.

11. Повторюємо розрахунки за п.п. 2–5, використовуючи масив опорів навантаження Z_L^{WDE} замість Z_L . В результаті отримуємо нові масиви напруги кола намагнічування U_m^{WDE} , фазного струму I_{ph}^{WDE} , фазної напруги U_{ph}^{WDE} , вхідної провідності АГ YI^{WDE} , ковзання SI^{WDE} , електричної частоти обертання ротора W_r^{WDE} , сумарного реактивного опору БК та VSC1 X_{es}^{WDE} і реактивного опору VSC1 X_{VSC1}^{WDE} на фазу розмірністю $k1 \times 1$ за наявності РБН, ВУ та СНЕ в системі.

Знаходимо за наявності РБН, ВУ та СНЕ в системі («повна» система) елементи наступних масивів змінних.

12. Повний опір VSC1 на фазу та фазний струм VSC1

$$Z_{VSC1}^{WDE}[k] = -jX_{VSC1}^{WDE}[k] + R_{VSC1}^{WDE}[k]; \quad (27)$$

$$I_{VSC1}^{WDE}[k] = U_{ph}^{WDE}[k] / Z_{VSC1}^{WDE}[k]. \quad (28)$$

13. Активна, реактивна і повна потужність VSC1

$$P_{VSC1}^{WDE}[k] = -3|U_{ph}^{WDE}[k]|^2 / R_{VSC1}^{WDE}[k]; \quad (29)$$

$$Q_{VSC1}^{WDE}[k] = 3|U_{ph}^{WDE}[k]|^2 / X_{VSC1}^{WDE}[k]; \quad (30)$$

$$S_{VSC1}^{WDE}[k] = \sqrt{(P_{VSC1}^{WDE}[k])^2 + (Q_{VSC1}^{WDE}[k])^2}. \quad (31)$$

14. Масиви коефіцієнту потужності PF_{IG}^{WDE} і ККД АГ EF_{IG}^{WDE} за його роботи в системі за рис. 1 визначаємо на основі (19), (20) підставляючи елементи масивів YI^{WDE} , I_{ph}^{WDE} , U_{ph}^{WDE} , U_m^{WDE} , SI^{WDE} замість елементів масивів $YI^{ig,uc}$, $I_{ph}^{ig,uc}$, $U_{ph}^{ig,uc}$, $U_m^{ig,uc}$, $SI^{ig,uc}$.

Результати досліджень. Розрахунки характеристик АГ потужністю 250 кВт працюючого в ізолюваному автономному режимі роботи і в складі ГСЕ за рис. 1 були проведені з використанням вищенаведеної методики за значеннями коефіцієнту потужності навантаження споживачів 1 (рис. 3) та 0.9 (рис. 4). Було задано $P_{EX}^* = 0,1$ в.о., $P_{WG} = 0,3$ в.о., $U_g^* = 1$ в.о., $I_{g,max}^* = 1$ в.о.

Як видно з рис. 3 і рис. 4, характеристики АГ за активного і активно-індуктивного навантаження споживачів мають схожий характер. Оскільки $P_{WG} > P_{EX}^*$, то при роботі АГ у складі ГСЕ за малих значень активної потужності споживачів (0...0,2 в.о.) у системі наявний надлишок активної потужності, який споживається РБН, активна потужність АГ G1 при цьому дорівнює нулю, а частота обертання ротора АГ наближена до синхронної частоти. Після того, як струм АГ досягає 1 в.о., потужність СНЕ починає лінійно зростати, що забезпечує стабілізацію струму і активної потужності АГ на номінальному рівні. Коефіцієнт потужності і ККД АГ за надлишку активної потужності в системі залишаються незмінними. Частота обертання ротора АГ на ділянці стабілізації струму також є постійною.

Відмінності між рис. 3 і рис. 4 стосуються лише характеристик перетворювача VSC1. Оскільки за активно-індуктивного навантаження споживачів AC/DC перетворювач VSC1 для стабілізації напруги АГ повинен забезпечувати, крім компенсації реактивної потужності АГ, також компенсацію реактивної потужності навантаження, значення фазного струму і повної потужності VSC1 суттєво більші, ніж за активного навантаження. Як видно з рис. 3 і рис. 4, при значенні активної складової навантаження $P_L = 1$ в.о. в ізолюваному автономному режимі роботи ГЕА з АГ співвідношення значень струмів і повних потужностей VSC1, отриманих за активного і активно-індуктивного характеру навантаження, складає 1:4.7, а при роботі ГЕА з АГ в складі ГСЕ – 1:2.8.

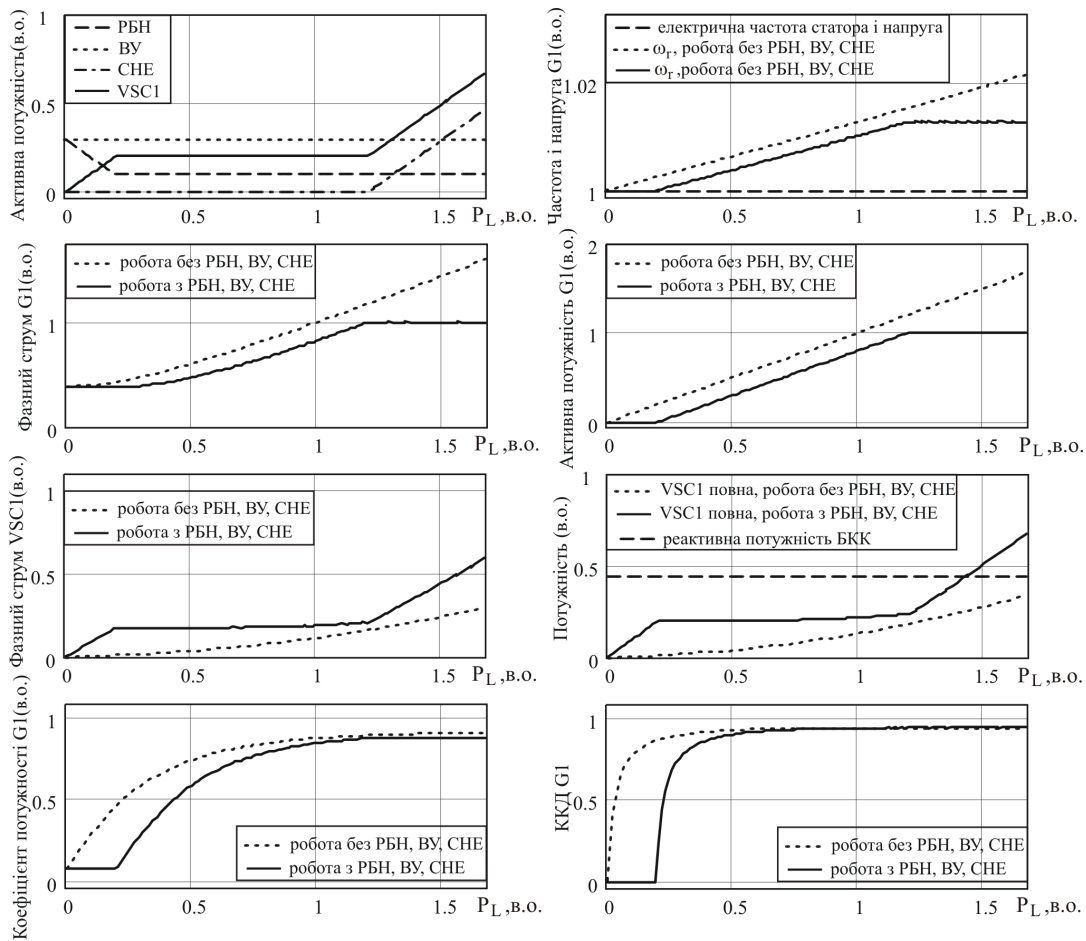


Рис. 3. Характеристики ГСЕ за активного навантаження

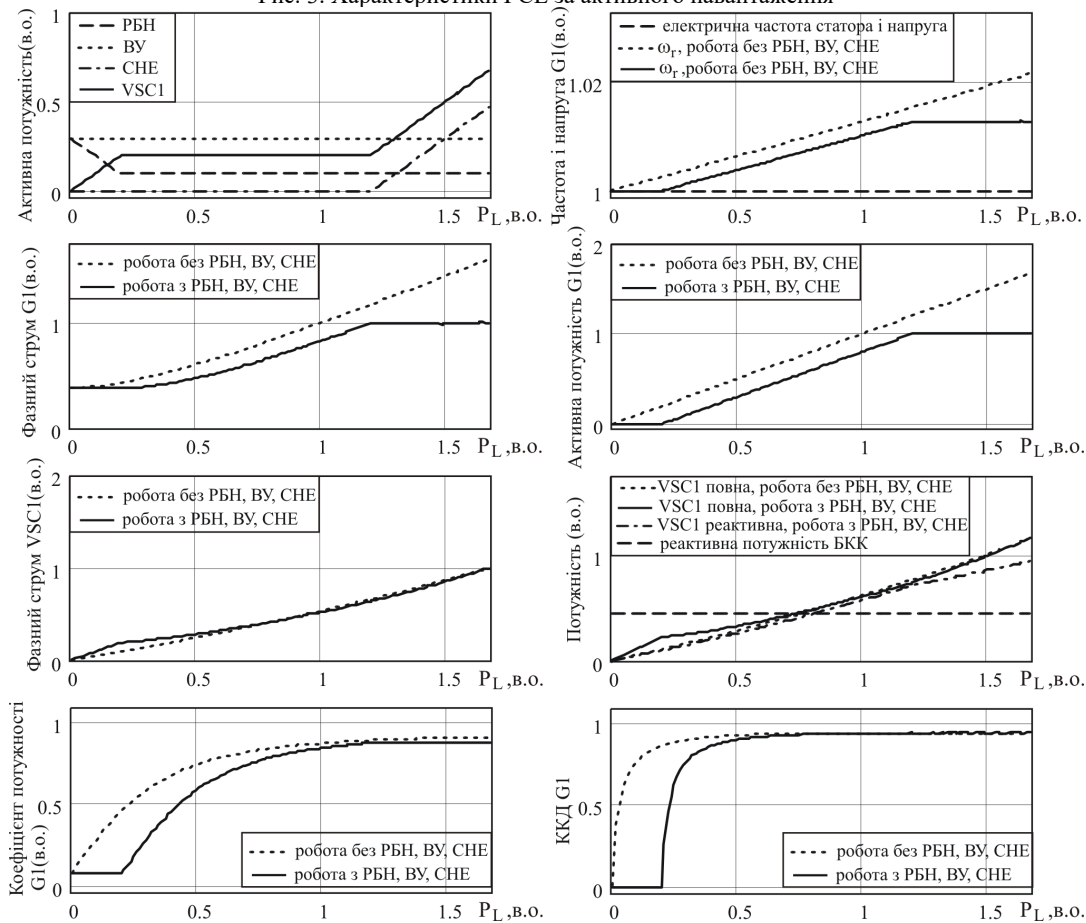


Рис. 4. Характеристики ГСЕ за активно-індуктивного навантаження

При цьому значення струму і повної потужності VSC1 при роботі АГ в системі за $P_L = 1$ в.о. більші, ніж при автономній роботі АГ в 1.7 раз за активного навантаження і практично однакові у випадку RL-навантаження. Коефіцієнт потужності АГ при роботі в ізолюваному режимі в усьому діапазоні навантажень споживачів, крім х.х., більший, ніж при роботі АГ в складі ГСЕ. Максимальне значення ККД АГ за його роботи як в ізолюваному працюючому ГЕА, так і в складі ГСЕ, становило 0.947, а коефіцієнт потужності АГ – 0.91 і 0.88 за роботи ізолювано і в складі ГСЕ, відповідно, що добре співвідноситься з паспортними даними серійних зразків АГ.

Основні параметри та технічні характеристики ГСЕ. Розрахунки проводились за наступних параметрів та технічних характеристик ГСЕ.

АГ G1. Номінальна потужність / напруга / частота / кількість полюсів / з'єднання: 250 кВт / 400 В / 50 Гц / 4 / (Y); активний опір фази статора / ротора: 7.7 мОм / 7.7 мОм; реактивний опір розсіювання фази статора / ротора: 33 мОм / 33 мОм; опір втрат в сталі: 42.3 Ом; коефіцієнт тертя: 0.015 Н·м·с/рад. Характеристика намагнічування генератора задана в табл. 1.

Таблиця 1

Характеристика намагнічування АГ G1

Фазний струм, А	20	27	54	105	141	191	290	421	592	836
Фазна напруга, В	99	110	154	201	221	243	265	287	310	331

ВУ, РБН, СНЕ, перетворювач VSC1, навантаження, БКК, дроселі. Вихідна потужність генератора ВУ – 0,3 в.о.; задана потужність РБН за відсутності надлишку активної потужності в системі $P_{EX}^* = 0.1$ в.о.; СНЕ заряджена і працює в режимі обмеження струму АГ на рівні 1 в.о.; втратами в перетворювачі VSC1 і опорами дроселів нехтується; навантаження споживачів симетричне активне або з коефіцієнтом потужності 0.9, ємність БКК на фазу – 2,2·мФ.

Базові значення потужності, напруги, струму і частоти залежностей (рис. 3, 4). 250 кВт = 1 в.о. потужності; 230 В = 1 в.о. напруги; 418 А = 1 в.о. струму; 1500 об/хв. = 1 в.о. частоти обертання; 50 Гц = 1 в.о. частоти.

Висновки. Розроблено методику розрахунку статичних характеристик асинхронного генератора, що обертається від гідравлічної турбіни ведучого гідроелектроагрегата і працює в режимі «постійна напруга – постійна частота» паралельно через АС/DC напівпровідниковий перетворювач з джерелами і споживачами активної потужності в складі гідро-вітро-акумуляторної гібридної системи електропостачання, що живить трифазне навантаження.

Відомі методику розрахунку статичних характеристик автономних гібридних систем електропостачання з асинхронними генераторами і статичними перетворювачами енергії побудовані на основі динамічних моделей, що ускладнює їх використання і модифікацію. На відміну від відомих методик розрахунку характеристик автономного асинхронного генератора та паралельно працюючих асинхронних генераторів, у розробленій методиці розрахунку використовується метод суперпозиції та інтерполяція характеристик для врахування додаткових джерел живлення та споживачів із заданими алгоритмами керування. За

допомогою розробленої методики розрахунку можна отримати характеристики досліджуваної системи для довільно заданого значення вихідної напруги завдяки передбаченому в методиці параметричному аналізу цієї системи.

Апробацію розробленої методики було проведено на автономній системі електропостачання, яка містить асинхронний генератор потужністю 250 кВт. Отримані характеристики асинхронного генератора, який працює в складі системи, відрізняються від його характеристик за роботи в автономно працюючому гідроелектроагрегаті і залежать від характеристик і алгоритмів роботи додаткових джерел і споживачів активної потужності системи. Згідно результатів проведених досліджень, при номінальній активній складовій навантаженні споживачів зменшення коефіцієнта потужності навантаження від 1 до 0.9 призвело до збільшення повної потужності і вхідних струмів АС/DC регулятора в 4.7 рази в ізолюваному режимі роботи гідроелектроагрегата і в 2.8 рази за його роботи в складі системи. А отже потребуватиметься суттєве збільшення встановленої потужності АС/DC регулятора як в разі ізолюваної роботи гідроелектроагрегата, так і за його роботи в складі системи з RL-навантаженням порівняно з режимом роботи на активне навантаження. Отримані значення максимального коефіцієнта потужності і ККД асинхронного генератора добре співвідносяться з технічними характеристиками серійних асинхронних машин.

Подальше вдосконалення і розвиток викладеної методики можливо здійснити завдяки більш точному розрахунку втрат та розгляду нових режимів роботи і схемних рішень гібридних систем електропостачання.

Конфлікт інтересів. Автори декларують відсутність конфлікту інтересів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

- Vita V., Alimardan T., Ekonomou L. The Impact of Distributed Generation in the Distribution Networks' Voltage Profile and Energy Losses. *IEEE European Modelling Symposium (EMS)*, Madrid, Spain, 2015, pp. 260-265. doi: <https://doi.org/10.1109/EMS.2015.46>.
- Zharkin A., Novskiy V., Palachov S., Pazičev A., Malakhatka D. Means of Electromagnetic Compatibility Providing In Local Electricity Networks Under Distributed Generation Development. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Istanbul, Turkey, 2020, pp. 57-62. doi: <https://doi.org/10.1109/IEPS51250.2020.9263199>.
- Tebbakh N., Labed D., Labed M.A. Optimal size and location of distributed generations in distribution networks using bald eagle search algorithm. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2022, no. 6, pp. 75-80. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2022.6.11>.
- Shavelkin A.A., Gerlici J., Shvedchikova I.O., Kravchenko K., Kruhliak H.V. Management of power consumption in a photovoltaic system with a storage battery connected to the network with multi-zone electricity pricing to supply the local facility own needs. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2021, no. 2, pp. 36-42. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2021.2.06>.
- Bhutto D.K., Ansari J.A., Bukhari S.S.H., Chachar F.A. Wind Energy Conversion Systems (WECS) Generators: a Review. *2nd International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET)*, Sukkur, Pakistan, 2019, pp. 1-6. doi: <https://doi.org/10.1109/ICOMET.2019.8673429>.
- Mazurenko L.I., Kotsiuruba A.V., Dzhura O.V., Shykhenko M.O. Voltage and Power Regulation of an Induc-

tion Generator-Based Hydroelectric Power Plant. *IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*, Kremenchuk, Ukraine, 21-24 September 2021, pp. 1-6. doi: <https://doi.org/10.1109/MEES52427.2021.9598549>.

7. Boukadoum A., Bouguerne A., Bahi T. Direct power control using space vector modulation strategy control for wind energy conversion system using three-phase matrix converter. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2023, no. 3, pp. 40-46. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2023.3.06>.

8. Singh B., Murthy S.S., Gupta S. Analysis and design of electronic load controller for self-excited induction Generators. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2006, vol. 21, no. 1, pp. 285-293. doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2005.847950>.

9. Alghuwainem S.M. Steady-state analysis of self-excited induction generator using real and reactive power balances. *IEEE 27th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, Toronto, ON, Canada, 2014, pp. 1-4. doi: <https://doi.org/10.1109/CCECE.2014.6900964>.

10. Wang L., Yang Y.-F., Kuo S.-C. Analysis of grid-connected induction generators under three-phase balanced conditions. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 02CH37309)*, New York, NY, USA, 2002, vol. 1, pp. 413-417. doi: <https://doi.org/10.1109/PESW.2002.985033>.

11. Popovych O., Golovan I., Shevchuk S., Listovshchik L. Means of Complex Design of the Electromechanical System of the Gravity Energy Storage of the WindPower Plant. *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, 2022, pp. 149-152. doi: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969243>.

12. Vanfretti L., Li W., Bogodorova T., Panciatici P. Unambiguous power system dynamic modeling and simulation using modelica tools. *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, BC, Canada, 2013, pp. 1-5. doi: <https://doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672476>.

13. Hernández-Mayoral E., Dueñas-Reyes E., Iracheta-Cortez R., Campos-Mercado E., Torres-García V., Uriza-Gosebruch R. Modeling and Validation of the Switching Techniques Applied to Back-to-Back Power Converter Connected to a DFIG-Based Wind Turbine for Harmonic Analysis. *Electronics*, 2021, vol. 10, no. 23, art. no. 3046. doi: <https://doi.org/10.3390/electronics10233046>.

14. Louze L., Abdessemed O., Nemmour A., Khezzer A. An Effective Control of an Isolated Induction Generator Supplying DC Load for Wind Power Converting Applications. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2020, no. 3, pp. 65-69. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2020.3.10>.

15. Sobczyński D., Pawłowski P. Energy storage systems for renewable energy sources. *2021 Selected Issues of Electrical Engineering and Electronics (WZEE)*, Rzeszow, Poland, 2021, pp. 1-4. doi: <https://doi.org/10.1109/WZEE54157.2021.9576964>.

16. Yang P., Nehorai A. Joint Optimization of Hybrid Energy Storage and Generation Capacity With Renewable Energy. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2014, vol. 5, no. 4, pp. 1566-1574. doi: <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2313724>.

17. Mazurenko L.I., Dzhura O.V., Kotsiuruba A.V., Shykhnenko M.O. A Wind-Hydro Power System Using a Back-to-Back PWM Converter and Parallel Operated Induction Generators. *IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*, Kremenchuk, Ukraine, September 21-25, 2020, pp. 1-5. doi: <https://doi.org/10.1109/PAEP49887.2020.9240777>.

18. Xie J., Zheng Y., Pan X., Zheng Y., Zhang L., Zhan Y. A Short-Term Optimal Scheduling Model for Wind-Solar-Hydro Hybrid Generation System With Cascade Hydropower Considering Regulation Reserve and Spinning Reserve Requirements. *IEEE Access*, 2021, vol. 9, pp. 10765-10777. doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3049280>.

How to cite this article:

Mazurenko L.I., Dzhura O.V., Shykhnenko M.O. Steady-state analysis of a hybrid power supply system using an induction generator with a shunt AC/DC converter. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2024, no. 2, pp. 67-74. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2024.2.10>

19. Engler A., Hardt C., Strauss P., Vandenberg M. Parallel Operation of Generators for Stand-Alone Single-Phase Hybrid Systems-First Implementation of a new control Technology. 2001. Available at: https://www.researchgate.net/publication/228944407_Parallel_Operation_of_Generators_for_Stand-Alone_Single-Phase_Hybrid_Systems-First_Implementation_of_a_new_control_Technology (accessed 31.03.2023).

Надійшла (Received) 30.08.2023
 Прийнята (Accepted) 02.10.2023
 Опублікована (Published) 02.03.2024

Мазуренко Леонід Іванович¹, д.т.н., проф.,
 Джура Олександр Васильович¹, к.т.н.,
 Шихненко Максим Олегович¹, к.т.н.,
¹ Інститут електродинаміки НАН України,
 03057, Київ, пр. Берестейський, 56,
 e-mail: mlines@ied.org.ua;
 suoma1715@gmail.com (Corresponding Author);
 s.maxim@email.ua

L.I. Mazurenko¹, O.V. Dzhura¹, M.O. Shykhnenko¹
¹ Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of
 Ukraine,

56, Prospect Beresteiskyi, Kyiv-57, 03057, Ukraine.

Steady-state analysis of a hybrid power supply system using an induction generator with a shunt AC/DC converter.

Hybrid power supply systems (HPSSs) are considered as a good option for electric power supply of remotely located from the grid consumers due to significant fuel savings compared to diesel sets. Quick development and improvement of HPSSs may be achieved using specialized methodologies and programs. In the paper a schematic diagram is proposed and operation principles of a 400 V / 50 Hz HPSS were developed. The system's main component is the master generating unit of the hydropower plant using a 250 kW induction generator (IG). The voltage of the system is controlled by the controller of the AC/DC power converter. The electrical frequency of the system is controlled by the speed controller of the hydropower turbine. A wind turbine, an energy storage system and a regulated dump load are connected to the IG through the AC/DC converter. Goal. The paper aims to develop a methodology for performance analysis of the hydraulic turbine driven isolated IG operating in parallel through an AC/DC power converter with additional sources and consumers of active power. Methodology. The methodology for evaluation of performance characteristics of the IG operating in the proposed system has been developed. The methodology is based on the equivalent circuit of the system, equations of active and reactive power balance in the system and the superposition method. Results. The equations of frequency, voltage and power regulators of the system are given. The performance characteristics of the IG operating in the system supplying resistive and RL load in «constant voltage – constant frequency» mode are obtained. Novelty. The developed methodology is innovative in taking into account the control algorithms of the system. The comparative analysis of the IG's performance operating in the stand-alone generating unit and in the generating unit connected to the proposed system is performed. Practical value. The developed methodology can be used for development and performance improvement of hybrid AC power systems. References 19, table 1, figures 4.

Key words: hybrid power system, induction generator, superposition method, equivalent circuit.