

ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ ТА АЛГОРИТМ КЕРУВАННЯ АВТОНОМНОЮ ГІДРО-ВІТРОВОЮ СИСТЕМОЮ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ

Л.І. Мазуренко^{1*}, докт.техн.наук, К.М. Василів², докт.техн.наук,

О.В. Джура^{1**}, канд.техн.наук, А.В. Коцюруба³

¹Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна.

E-mail: mlins@ied.org.ua

²Національний університет "Львівська політехніка",
вул. С. Бандери, 12, Львів, 79013, Україна.

³Національний університет оборони імені Івана Черняхівського,
пр. Повітрофлотський, 28, Київ, 03049, Україна.

Запропоновано нову конфігурацію трифазної автономної гідровітрової системи (АГВС), яка містить синхронний генератор з електромагнітним збудженням, що обертається регульованою гідротурбіною, асинхронний генератор з короткозамкненим ротором з приводом від нерегульованої вітротурбіни, компенсуючу батарею конденсаторів і регульоване баластне навантаження, яке живиться через активний випрямляч. Розроблено алгоритм дворівневої стабілізації частоти струму в системі. З використанням розробленої імітаційної моделі АГВС проведено математичне моделювання електромеханічних процесів у разі зміни потужності споживачів та постійної швидкості вітру. Результати досліджень засвідчили стійку роботу системи у сталих режимах і відпрацювання заданих рівнів частоти струму. Бібл. 17, рис. 5, табл. 1.

Ключові слова: автономна гідровітрова система, синхронний генератор, асинхронний генератор, активний випрямляч, баластне навантаження, регулятор частоти.

Автономні системи електроживлення (АСЕ) віддалених від централізованих енергосистем об'єктів тривалий час виконувались, як правило, з застосуванням дизель-генераторних установок (ДГУ), що обумовило велику питому вартість виробленої енергії та незручності для споживачів через збільшений рівень шуму і забрудненості повітря. Тому більш перспективними є АСЕ, що використовують поновлювані первинні енергетичні ресурси [1]. Ці ресурси, переважно, є мінливими за своєю природою, що на додаток до суттєвих коливань потужності споживачів впродовж доби ускладнює проектування АСЕ на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та примушує інтегрувати в них ДГУ на випадок недостатньої кількості відновлюваної енергії. Тоді такі системи набувають властивостей мікромереж [2] і можуть працювати автономно або на централізовану мережу.

Об'єднання електрогенеруючих потужностей, що використовують різного виду первинну енергію і накопичувачі енергії, дає змогу створити системи, які здатні працювати безперервно без додаткових резервних дизель-генераторів. Серед різних конфігурацій таких систем авторами виділяється система, що виконується на основі включених паралельно гідрогенератора і вітрогенератора та акумулятора у колі перетворювача частоти [3]. Її перевагою є те, що гідротурбіна у складі такої системи може бути нерегульованою.

Автономні гідровітрові системи (АГВС) розробляють на основі різного типу генераторів. Так у [3] вітрогенератор – синхронний генератор (СГ) із постійними магнітами і перетворювачем частоти в колі статора, а гідрогенератор – асинхронний генератор (АГ) з конденсаторним збудженням. У [2, 4] вітрогенератор – АГ з короткозамкненим ротором, а гідрогенератор – СГ із електромагнітним збудженням. У [5] вітрогідрова енергосистема містить ряд асинхронних вітрогенераторів з фазним ротором і синхронний гідрогенератор з електромагнітним збудженням. За змінної частоти вітроустановок можуть бути застосовані також і безконтактні АГ подвійного живлення [6]. Якщо система призначається для живлення виключно споживачів однофазного струму, то економічно обґрунтованим рішенням є використання АГ з конденсаторним збудженням і однофазним виходом [7].

Одним із обов'язкових елементів гідрових і гідровітрових АСЕ є баластне навантаження (БН) [2] або акумуляторна батарея [3]. БН використовують для контрольованого тимчасового чи постійного споживання активної потужності з метою стабілізації параметрів напруги в системі.

Активна потужність баластних резисторів може регулюватися дискретно ключами змінного або постійного струму, якщо баластне навантаження живиться через випрямляч. У першому випадку БН формують із певної кількості комутованих резисторів різної потужності [8]. В другому випадку достатньо одного комутованого баластного резистора. Надалі буде розглянута АГВС із БН у колі активного випрямляча (АВ) (рис. 1). Така система досліджувалася за відсутності АВ [2]. Серед найпроблемніших питань у процесі створення таких АСЕ є розробка їхніх алгоритмів керування, що забезпечують необхідні параметри генерованої електроенергії.

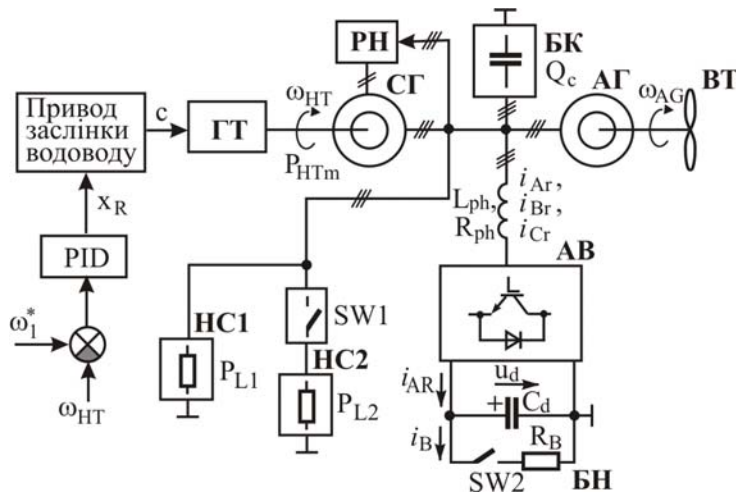


Рис. 1

Короткозамкнений ротор трифазного АГ обертає нерегульована вітротурбіна (ВТ). Статорні обмотки АГ і СГ включено паралельно. Від АГВС живиться навантаження споживачів НС1 потужністю P_{L1} і комутоване навантаження споживачів НС2 потужністю P_{L2} . Крім того, до трипровідної шини змінного струму системи підключено батарею компенсуючих конденсаторів (БК) потужністю Q_C і активний випрямляч, виконаний за схемою трифазного мостового інвертора. По колу постійного струму АВ шунтовано конденсатором C_d і резистивно-ключовою ланкою SW2 – БН. АВ виконаний на повністю керованих ключах (транзистор зі зворотнім діодом), що дає змогу споживати від системи синусоїдальні струми і не вносити в мережу низькочастотні гармоніки (5-а, 7-а та інші).

Метою статті є розробка імітаційної моделі та алгоритму керування автономною гідровітровою системою електроживлення з активним випрямлячем і баластним навантаженням для забезпечення необхідної частоти струму.

Імітаційна модель АГВС. Імітаційну модель системи (рис. 1) було створено в програмному середовищі MATLAB/SIMULINK. Вона складається зі з'єднаних між собою моделей генераторів (СГ і АГ), їхніх приводів (ГТ і ВТ), привода заслінки (ПЗ) ГТ, PID-регулятора положення заслінки ГТ, регулятора напруги СГ, навантаження споживачів, батареї конденсаторів, АВ з БН, системи керування АВ та системи керування ключем у колі БН. Розглянемо основні особливості цих моделей.

Синхронний генератор. Модель СГ є динамічною моделлю синхронної машини з трьома обмотками (статорною, збудження і заспокійливою) та містить шість диференціальних рівнянь для розрахунку напруг на цих обмотках у системі координат dq [9]. Вхідними змінними для моделі СГ є механічна потужність на валу і напруга РН, що подається на обмотку збудження, а вихідними – напруги і струми статора, кутова частота обертання ротора.

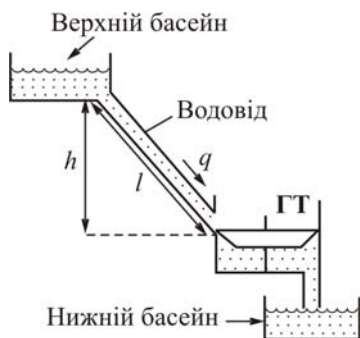


Рис. 2

Асинхронний генератор. Модель АГ є динамічною моделлю асинхронної машини без врахування втрат в сталі в системі координат dq , що містить 4 диференціальних рівняння для розрахунку потокозчеплень статора і ротора [9]. Вхідними величинами для моделі АГ є момент на валу і статорні напруги, а вихідними – кутова частота обертання ротора і струми статора.

Гідротурбіна. ГТ моделюється за відсутності розширювального бака (рис. 2) у відносних одиницях наступною системою рівнянь [10]

$$P_{HTm} = A_t h(q - q_{nl}) - Dc \Delta \omega_{HT}, \quad \frac{dq}{dt} = \frac{1}{T_w} (1 - h_l - h), \quad q = c\sqrt{h},$$

де P_{HTm} – механічна потужність ГТ; A_t – так званий коефіцієнт підсилення турбіни, що враховує різницю в номінальних потужностях ГТ і СГ; h – відносний напір; q , q_{nl} – витрати води поточна та в режимі ХХ; h_l – відносна втрата напору внаслідок тертя в водоводі, якою часто можна знехтувати; D – коефіцієнт затухання; $\Delta \omega_{HT} = \omega_{HT} - 1$ – відхилення частоти обертання ГТ відносно базового (номінального) значення; T_w – постійна часу напірного водоводу; c – коефіцієнт відкриття заслінки. Для малоінерційних систем $T_w < 1,5$ с [11]. Величина T_w дорівнює проміжку часу, за який приріст витрат води досягає номінального значення після приросту напору h на величину номінального напору.

Привод заслінки водоводу. Модель ПЗ водоводу має вхідною змінною сигнал X_R на виході PID-регулятора, а вихідною – коефіцієнт відкриття заслінки c і описується рівнянням $K_g (X_R - c) / (s(T_g s + 1)) = c$, де K_g , T_g – коефіцієнт підсилення та постійна часу приводу відповідно; $s = d/dt$; величина c обмежується значеннями c_{nl} (відповідає мінімально завантаженій ГТ) і c_{max} (відповідає номінальному навантаженню ГТ на валу).

Активний випрямляч. АВ моделювався як трифазний інвертор з ідеальними ключами, які комутуються миттєво, мають малий активний опір у провідному стані та великий опір – у непровідному.

Вітрогенератор. Нерегульована ВТ із фіксованим кутом повороту лопатей моделюється сімейством залежностей приведенного до АГ моменту на валу T_{WT} від приведенної до АГ частоти обертання ω_{WT} для різних швидкостей вітру V_V [12].

Алгоритм керування. Система містить 4 регульованих елемента: привод запірної заслінки, синхронний генератор, активний випрямляч і баластне навантаження. Розглянемо коротко алгоритми їхнього регулювання.

Привод запірної заслінки. Положення заслінки регулюється електронним PID-регулятором, керуючою змінною (впливом) якого є відхилення частоти обертання СГ від заданого значення ω_1^* (рис. 1). Коефіцієнти підсилення пропорційної K_P , інтегральної K_I та диференційної K_D ланок рекомендується визначати з виразів [2]: $K_P = 1,6 H / T_w$, $K_I = 0,48 K_P / (3,33 T_w)$, $K_D = 0,54 H$, де H – стала інерції ГТ.

Регулятор напруги. РН реалізовано за так званою “IEEE type 1 synchronous machine voltage regulator” схемою регулятора напруги СГ [13]. Вхідними величинами для системи керування РН є перетворені до системи координат dq статорні напруги СГ та задана амплітуда статорної напруги, а вихідною – напруга обмотки збудження. Власне сам РН (збуджувач) прийнято безінерційним.

Активний випрямляч. Покладемо на систему керування АВ єдину задачу – стабілізацію напруги на виході випрямляча. Отримаємо рівняння регулятора за викладеною у [14] методикою. Зміну в часі вихідної напруги АВ описує наступне диференціальне рівняння:

$$\dot{u}_d = (i_{AR} - i_B) / C_d. \quad (1)$$

Вихідна потужність АВ розраховується через вихідний струм і напругу

$$P_{AB} = i_{AR} u_d \quad (2)$$

та через перетворені до системи координат dq його вхідні струми і напруги (напруги виміряні відносно нульового проводу системи)

$$P_{AB} = -1,5 \cdot (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}). \quad (3)$$

З (2) і (3) маємо

$$i_{AR} = -1,5 \cdot (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) / u_d. \quad (4)$$

Підставляючи (4) в (1), отримуємо наступне рівняння:

$$\dot{u}_d = (-1,5 \cdot (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) / u_d - i_B) / C_d. \quad (5)$$

Ввівши помилку відпрацювання $\tilde{u}_d = u_d - u_d^*$ у (5), отримуємо

$$\dot{\tilde{u}}_d = -\dot{u}_d^* - 1,5 \cdot (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) / (C_d u_d) - i_B / C_d. \quad (6)$$

У (6) змінною стану є \tilde{u}_d . Керуючим впливом є i_{qr} , оскільки необхідно регулювати активну складову вхідних струмів АВ. Дотримуючися позначень згідно з [14], прийемо за невимірюване збурення $f_H = -1,5v_{dr}i_{dr}/(C_d u_d)$, а керуючий вплив подамо у вигляді $i_q^* = (-f_1 + u_1)/b$, де $u_1 = -K_{1u}\tilde{u}_d + \xi_y$, $\xi_y = -K_{2u}\tilde{u}_d$, $b = -1,5v_{qr}/(C_d u_d)$. Тоді рівняння регулятора вихідної напруги буде наступним:

$$i_{qr}^* = -\left(\dot{u}_d^* + i_B/C_d - K_{1u}\tilde{u}_d - \int K_{2u}\tilde{u}_d dt\right)C_d u_d / (1,5v_{qr}). \quad (7)$$

Якщо за невимірюване збурення прийняти $f_H = -1,5v_{dr}i_{dr}/(C_d u_d) - i_B/C_d$, то рівняння регулятора дещо спрощується

$$i_{qr}^* = -\left(\dot{u}_d^* - K_{1u}\tilde{u}_d - \int K_{2u}\tilde{u}_d dt\right)C_d u_d / (1,5v_{qr}). \quad (8)$$

Враховуючи дискретний характер напруг на вході АВ, для спрощення системи керування напруга v_{qr} може бути замінена на v_q – складову мережевої напруги по осі q . Проте, слід зазначити, що така заміна збільшує взаємний вплив по каналах регулювання струмів i_{qr} , i_{dr} . Величина i_{dr}^* задається нульовою, оскільки в системі (рис. 1) АВ не повинен здійснювати регулювання реактивної потужності. Структурну схему алгоритму керування АВ на основі (8) показано на рис. 3. Величини v_q та Θ (кут повороту результуючого вектора напруги) визначаються PLL-регулятором [15] через фазні напруги v_{gA} , v_{gB} , v_{gC} АГВС. Комутаційні функції ключів АВ К1÷К6 визначаються гістерезисними елементами, на входи яких подається різниця між розрахунковими і фактичними струмами АВ.

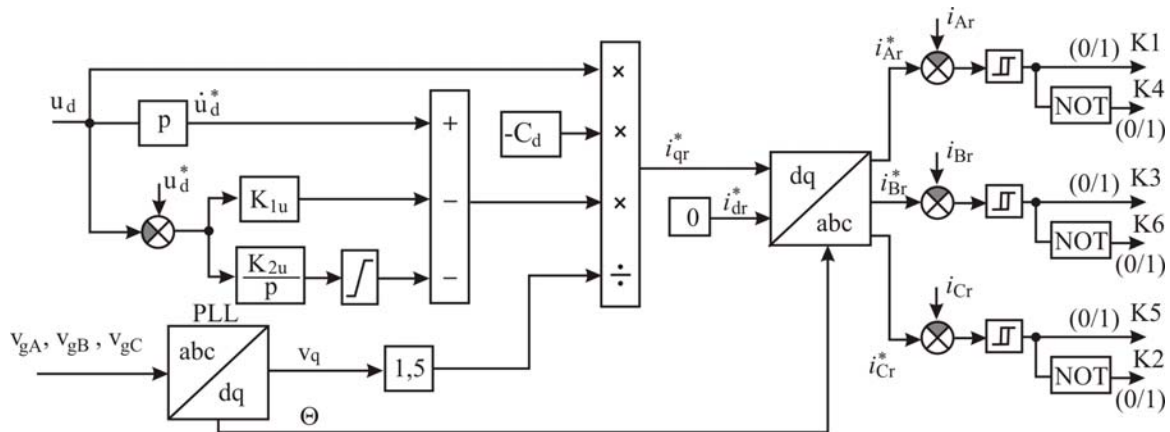


Рис. 3

Баластне навантаження. Задачею системи керування БН є стабілізація частоти напруги системи, коли потужність ГТ і ВТ більша за потреби споживачів і не може бути зменшена без їхньої зупинки. Зокрема, це стосується випадку, коли потужність споживачів є меншою від вихідної потужності АГ.

Існує декілька підходів до керування БН. Перший з них полягає у тому, що завантаженість ГТ утримується на номінальному рівні. Його перевагою є висока стабільність частоти в системі, недоліком – нераціональне використання води з верхнього басейну. Суть другого підходу в тому, щоб встановити мінімально дозволений плаваючий рівень активної потужності споживачів $P_{S\min}$, який встановлюється відносно вихідної активної потужності вітрогенератора (наприклад, 110% від генерованої АГ потужності). Якщо потужність споживачів стає нижчою за $P_{S\min}$, система керування (СК) БН має забезпечити споживання баластом такої потужності, щоб сумарна потужність споживачів і БН була на рівні $P_{S\min}$. Третій підхід, що був реалізований і випробуваний у рамках роботи над статтею, не потребує вимірювань активної потужності. Натомість БН стабілізує не активну потужність, а частоту в системі за надлишку потужності приводів генераторів.

Головна особливість і складність зазначеного підходу в тому, що частоту в мережі стабілізує також і PID-регулятор приводу заслінки водоводу. Одночасна стабілізація частоти в системі з засто-

суванням приводу ГТ і БН може призвести до її нестабільної роботи, що характеризується довготривалими перехідними процесами. Тому було запропоновано здійснювати дворівневу стабілізацію частоти: для регулятора ГТ задану частоту обертання було встановлено на рівні ω_1^* , а для регулятора БН – $\omega_2^* = \omega_1^* + \Delta h_\omega$, де $\Delta h_\omega \ll \omega_1^*$. Оскільки БН повинне також обмежувати і закиди частоти в системі, викликані раптовими скидами навантаження споживачів, процес регулювання потужності БН має бути менш інерційним ніж регулювання потужності ГТ, що і було враховано. Структурну схему алгоритму керування БН показано на рис. 4.

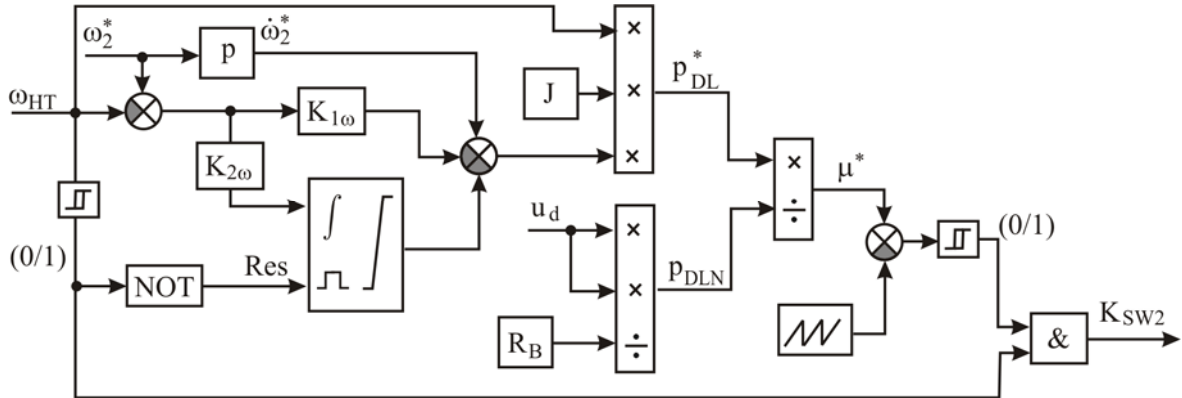


Рис. 4

Рівняння регулятора частоти обертання автономного генератора має вигляд [16]

$$M_G^* = -(\dot{\omega}_M^* - K_{1\omega}\tilde{\omega}_M - \int K_{2\omega}\tilde{\omega}_M dt)J, \quad (8)$$

де M_G^* – розрахунковий електромагнітний момент.

Оскільки АВ також стабілізує частоту обертання СГ, впливаючи на електромагнітний момент СГ, то рівняння регулятора частоти для системи керування БН задамо в аналогічному вигляді

$$M_{DL}^* = -(\dot{\omega}_2^* - K_{1\omega}\tilde{\omega}_{HT} - \int K_{2\omega}\tilde{\omega}_{HT} dt)J, \quad (9)$$

де J – орієнтовний момент інерції обертальних мас АГВС; ω_{HT} – кутова частота обертання ГТ і СГ.

Для переходу від заданого моменту до заданої шпаруватості імпульсів керування ключа $SW2$ використовується рівняння

$$\mu^* = P_{DL}^*/P_{DLN}, \quad (10)$$

де $P_{DL}^* = \omega_{HT}M_{DL}^*$ – задана потужність БН; M_{DL}^* – відповідний P_{DL}^* і ω_{HT} момент; $P_{DLN} = u_d^2/R_B$ – потужність БН за постійно замкненого ключа $SW2$ (рис. 1).

Суть принципу дворівневої стабілізації частоти в АГВС ілюструє рис. 5. ГТ функціонує в діапазоні частот системи $h_{\omega_{HT}}$, а БН і АВ – у діапазоні $h_{\omega_{AB}}$. Коли частота в системі менша за $(\omega_2^* - \Delta h_\omega)$, функціонує лише ГТ, а БН не задіяне. А отже, в усталеному режимі за $\omega_{HT} = \omega_1^*$ АВ не впливає на роботу PID-регулятора запірної заслінки. Якщо частота в системі зростає вище за

$(\omega_2^* - \Delta h_\omega)$, то працюють одночасно регулятор частоти ГТ і регулятор частоти у складі системи керування БН. Якщо частота в системі перевищує деяке значення ω_{HTmax} , турбіна повинна зупинитись, а АВ і БН можуть продовжити роботу або теж вимкнутися у разі повної зупинки АГВС. Що ж до чи-

сельних значень ω_1^* і ω_2^* , то тут слід зауважити, що будь-яких специфічних стандартів щодо меж зміни частоти автономних систем змінного струму не існує, а приблизним орієнтиром тут є стандарт ISO 2528-5 для автономних генераторів [17]. Цим стандартом встановлюється:

- відхилення частоти в усталеному режимі у разі зміни навантаження від 0 до 100% – $\pm 2,5\%$;
- критичний діапазон частот у перехідних режимах – $\pm 15\%$;
- критичний час відновлення – 10 с.

Основні параметри та вхідні дані імітаційної моделі.

Дослідження електромеханічних процесів в АГВС (рис. 1) із запропонованими алгоритмами роботи АВ і БН проведено в програмному пакеті MATLAB/SIMULINK. Були задані наступні дані.

Синхронний генератор. Число пар полюсів – 2. Постійна інерції, с – 1. Номінальна потужність/частота/лінійна напруга – 300 кВА 60 Гц/480 В. Реактивні опори обмоток по вісях d, q , в.о.: синхронний – 3,23, 2,79; перехідний по вісі d – 0,21; субперехідний – 0,15, 0,37; розсіювання – 0,09. Постійний опір обмотки статора – 0,017. Постійна часу, с: перехідна по вісі d – 1,7; субперехідні по вісях d, q – 0,008, 0,004.

Асинхронний генератор. Число пар полюсів – 2. Постійна інерції, с – 2. Номінальна потужність/частота/лінійна напруга – 275 кВА/60 Гц/480 В. Індуктивність взаємоіндукції, в.о. – 3,5. Активні опори статорної і роторної обмоток, в.о. – 0,016, 0,015. Індуктивності розсіювання обмоток статора і ротора, в.о. – 0,06, 0,06.

Гідротурбіна. Коефіцієнт затухання – 0. Постійна часу водоводу, с – 1. Коефіцієнти підсилення PID-регулятора заслінки

$$K_P = 3,2, \quad K_D = 1,08, \quad K_I = \begin{cases} 0,461, & |\omega_1^* - \omega_{HT}| < 0,005 \\ 0,461 \cdot \left(1 + 5 \cdot 10^4 \cdot (\omega_1^* - \omega_{HT})^2\right), & |\omega_1^* - \omega_{HT}| \geq 0,005 \end{cases}$$

Межі відкриття заслінки $c_{\max} \dots c_{nl} = 0,9752 \dots 0,01$ в.о. Максимальна швидкість відкриття/закриття заслінки – 0,1 / -0,1 в.о./с. Задана частота обертання ГТ – 1 в.о.; 1 в.о. частоти ГТ відповідає частота 60 Гц. Коефіцієнт підсилення привода заслінки – 3,33. Постійна часу приводу заслінки, с – 0,07.

Вітротурбіна. Номінальна частота обертання зведена до АГ, об/хв – 1800. Номінальна потужність, кВт/ номінальна швидкість вітру, м/с – 275/11. ВТ – нерегульована.

Блок конденсаторів. Реактивна потужність конденсаторів у номінальному режимі, кВА – 25.

Активний випрямляч. Активний опір R_{ph} /індуктивність L_{ph} вхідних дроселів – 0,025 Ом/0,0015 Гн. Опір ключів у відкритому–закритому станах – 0,001 Ом/2 кОм. Ємність конденсатора на виході АВ, мкФ – 155000. Задана напруга на виході АВ, В – 770. Коефіцієнти підсилення пропорційної/інтегральної ланок регулятора напруги – 40/400.

Баластне навантаження і навантаження споживачів. Опір резистивного елемента, Ом – 1,47. Опір ключа в колі БН у відкритому/закритому станах – 0,001 Ом/10 кОм. Задана частота регулятора частоти, Гц – 61. Коефіцієнти підсилення пропорційної/інтегральної ланок регулятора частоти – 80/1600. Величину J для попереднього тестування моделі було задано на рівні 1 кг·м². Навантаження споживачів прийнято активним і симетричним. Потужність постійного/комутованого навантаження споживачів, кВт – 25/175.

Вибір електричних машин з номінальною частотою 60 Гц пов'язано з доступністю необхідних параметрів їхніх математичних моделей.

Результати моделювання. Швидкість вітру під час чисельних експериментів була прийнята на рівні 7 м/с. Проводилося два чисельних експерименти: за наявності АВ і БН, та за їхньої відсутності. Потужність споживачів під час обох експериментів зменшувалася ступінчасто з 200 до 25 кВт в обох випадках. Результати розрахунку усталених процесів на моменти часу безпосередньо перед комутацією навантаження і після завершення перехідних процесів, викликаних зміною навантаження як за наявності АВ і БН (стовбці “з АВ і БН”) так і за їхньої відсутності (стовбці “без АВ і БН”), наведено в таблиці. Як видно з наведених результатів, до комутації навантаження НС2 частота струму складала 60 Гц, а решта величин у системі з АВ і БН несуттєво відрізнялася від аналогічних величин системи без АВ і БН.

	Розрахункові значення на момент комутації		Розрахункові значення на момент завершення перехідних процесів	
	з АВ і БН	без АВ і БН	з АВ і БН	без АВ і БН
Потужність споживачів, кВт	200	200	25	25
Частота струму, Гц	60	60	61	72,9
Механічна потужність СГ, кВт	153	151,9	3,1	3,1
Коефіцієнт відкриття заслінки	0,4928	0,4895	0,01	0,01
Активна потужність АВ, кВт	1,1	–	26,4	–
Активна потужність СГ, кВт	150,6	149,5	2,9	4,0
Реактивна потужність СГ, кВА	54,6	54,5	53,9	34,0
Активна потужність АГ, кВт	50,5	50,5	48,5	21,0
Реактивна потужність АГ, кВА	-79,6	-79,5	-77,6	-64,4
Напруга на виході АВ, В	770,0	–	770,1	–
Діюча фазна напруга в системі, В	278,2	278,1	278,2	278,5
Момент ВТ зведений до АГ, Н·м	268,4	268,4	253,6	85,2
Частота обертання АГ, об/хв	1804	1804	1835	2189
Реактивна потужність АВ, кВА	0,0	–	1,7	–
Реактивна потужність БК, кВА	25,0	25,0	25,4	30,4

Скидання навантаження з 200 до 25 кВт спричинив перехідні процеси в системі, час затухання яких становив 8 – 9 с за наявності АВ і БН. У системі з АВ і БН частота струму по закінченні перехідного процесу встановилася на рівні 61 Гц, а у системі без АВ і БН на момент завершення розрахунку – близько 72,9 Гц. Отже, перевищення відносно номіналу склало 1,7 та 21,5% відповідно. Коефіцієнт відкриття заслінки ГТ в обох випадках зменшився до мінімуму (0,01). Збільшення частоти в системі без АВ пояснюється тим, що на момент зменшення потужності НС механічна потужність ВТ суттєво (майже вдвічі) перевищувала післякомутаційну потужність НС (25 кВт). Різниця цих потужностей спричинила прискорення обертових мас. Надалі в результаті збільшення частоти обертання потужність ВТ зменшилась, оскільки відбулося зменшення її аеродинамічного ККД. Таким чином, система без АВ наблизилася до усталеного режиму через відхилення частоти ВТ від оптимальної частоти обертання і відповідного зменшення її потужності. По закінченні перехідних процесів у системі з АВ і БН споживана АВ активна потужність збільшилася до 26,4 кВт, активна потужність СГ зменшилась до рівня 2,9 кВт, а величини активної потужності АГ та реактивної потужності АГ і СГ не зазнали значних змін. Величини напруги на виході АВ і фазної напруги системи стабілізувалися на докомутаційних рівнях. Таким чином, видно, що стабілізація частоти струму була досягнута завдяки збільшенню активної потужності АВ.

У системі без АВ і БН у крайній точці розрахункового інтервалу частота обертання АГ досягла 2189 об/хв. Зменшення активної потужності АГ до 21 кВт свідчить про зменшення аеродинамічного ККД вітротурбіни. Також слід зазначити, що на момент часу завершення розрахунку електромеханічні процеси в ВТ і АГ ще дещо не досягли усталених показників, про що свідчить незначне перевищення величин активних потужностей СГ і АГ над їхніми механічними потужностями (на 0,9 кВт і 0,5 кВт відповідно). Отриманий після зменшення потужності споживачів рівень частоти струму в системі без АВ і БН для більшості споживачів є неприйнятним, що свідчить про необхідність БН у розглянутій АГВС.

Висновки. Розроблено імітаційну модель АГВС, адекватність якої підтверджується дотриманням балансу активної і реактивної потужностей між джерелами і споживачами в системі та відповідністю отриманих результатів теорії електричних машин, машино-вентильних комплексів і електроприводу. Отримані в роботі результати досліджень запропонованої конфігурації АГВС дають змогу дійти наступних висновків.

1. Стабілізація частоти струму в розглянутій системі без БН можлива лише за умови, що потужність споживачів більша від механічної потужності нерегульованої ВТ.

2. Запропонована конфігурація системи “СГ із приводом від ГТ – АГ з приводом від нерегульованої ВТ – БК – АВ з БН”, на відміну від системи без БН, дає змогу здійснювати в ній стабілізацію частоти струму в разі, якщо механічна потужність ВТ перевищує потужність споживачів, що імовірно в нічні години. Номінальна потужність гідрогенератора такої системи, вважаючи на непередбачу-

ваність вітрового потоку, повинна бути не меншою від потужності споживачів. Баластне навантаження повинне вибиратися на номінальну потужність вітрогенератора.

3. Запропонований алгоритм дворівневої стабілізації частоти дав змогу уникнути в усталених режимах взаємного впливу електронних регуляторів частоти в складі ГТ і БН. Для стабільної роботи системи за навантажень споживачів, що менші поточної потужності ВТ, сигнал завдання частоти регулятора БН повинен бути більшим від сигналу завдання частоти регулятора частоти обертання СГ.

4. Специфічних стандартів щодо меж зміни частоти автономних систем змінного струму не існує, а приблизним орієнтиром тут є стандарт ISO 2528-5 для автономних генераторів. Більш детальні дослідження перехідних процесів у розглянутій системі на відповідність зазначеному стандарту та вироблення рекомендацій щодо їхньої оптимізації буде проведено в наступних роботах.

Статтю написано в процесі виконання НДР «ЕНЕРГОСИСТ-2» («Розвинути теорію, дослідити електромеханічні процеси, створити алгоритми керування та визначити умови енергоефективного функціонування асинхронних генераторів із вентильним і конденсаторним збудженням при роботі в автономних системах»), державний реєстраційний номер 0115U005400. (01.01.2016-31.12.2029).

1. Васько П.Ф., Вербовий А.П., Ібрагімова М.Р., Пазич С.Т. Гідроакумулявальні електростанції – технологічна основа інтеграції потужних вітро- та фотоелектричних станцій до складу електроенергетичної системи України. *Гідроенергетика України*. 2017. № 1-2. С. 20-25.

2. Sebastian R., Quesada J.. Simulation of an isolated Wind Hydro system. *2nd International Workshop on Simulation for Energy, Sustainable Development and Environment (SESDE 2014)*, Burdeaus, France, 2014. Pp. 14-19.

3. Goel P. K., Singh B., Murthy S.S. and Kishore N.. Autonomous hybrid system using SCIG for hydro power generation and variable speed PMSG for wind power generation. *2009 International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, Taipei. 2009. Pp. 55-60. DOI: <https://doi.org/10.1109/PEDS.2009.5385678>

4. Aktarujjaman M., Kashem K.A., Negnevitsky M. & Ledwich G. Dynamics of a hydro-wind hybrid isolated power system. *In Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2005)*. Australia, Tasmania, Hobart, 25–28 September 2005. URL: <http://ro.uow.edu.au/cgi/viewcontent.cgi?article=5437&context=eispapers> (accessed 20.12.19)

5. Xue-Jia Huang, Neng-Sheng Bao. Modeling and simulation analysis of wind-hydro hybrid power plant. *2nd Annual International Conference on Energy, Environmental & Sustainable Ecosystem Development (EESSED 2016)*, Huang, 2016/08. Pp. 169-179. DOI: <https://doi.org/10.2991/eessed-16.2017.22>

6. Мазуренко Л.І., Василів К.М. Закономірності електромагнітних процесів безконтактної системи збудження автономного асинхронного генератора на базі каскадного трифазно-трифазного модулятора напруги. *Технічна електродинаміка*. 2018. № 6. С. 46-49. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2018.06.046>

7. Mazurenko L.I., Dzhura O.V. and Shevchuk S.P. Transients in a transistor-switched capacitor regulator of a stand-alone induction generator supplying a single-phase load. *2017 International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*. Kremenchuk, November 2017. Pp. 244-247. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES.2017.8248901>

8. Sebastián R., Peña-Alzola R. Effective active power control of a high penetration wind diesel system with a Ni–Cd battery energy storage. *Renewable Energy*. 2010. Vol. 35(5). Pp. 952-965. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.11.029>

9. Krause P.C., Wasynczuk O. and Sudhoff S.D. Analysis of Electric Machinery and Drive Systems. *Piscataway*. NJ: Wiley IEEE Press, 2002. 632 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/9780470544167>

10. Babunski D., Tuneski A. Modelling and design of hydraulic turbine-governor system. *3rd IFAC Workshop on Automatic Systems for Building the Infrastructure in Developing Countries*. 2003. Vol. 36. No 7. Pp. 263-267. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1474-6670\(17\)35842-1](https://doi.org/10.1016/S1474-6670(17)35842-1)

11. Днеров Р.Х., Глазырин М.В., Султонов Ш.М. Математическая модель гидротурбины Френсиса для гидроагрегата МГЭС. *Политехнический вестник. Серия Инженерные исследования*. 2017. № 2(38). С. 6-13.

12. Kuperman A. and Rabinovici R. On the speed stability of wind driven induction generators connected to distribution systems. *International Journal of Energy and Environment*. 2007. Vol. 1. Issue 2. Pp. 57-64.

13. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.(IEEE Std 421.5-2005, Revision of IEEE Std 421.5-1992). New York. NY:IEEE. 2006. 85 p. URL: <https://pdfs.semanticscholar.org/05bc/9ef274285d8be39c5aa0ff9fe0611a6c7874.pdf> (accessed 20.12.19)

14. Мазуренко Л.І., Романенко В.І., Джура О.В. Технічна реалізація й експериментальні дослідження асинхронного генератора з вентильним збудженням та векторним керуванням. *Електромеханічні і енергозберігаючі системи*. Кременчук, 2015. Вип. № 4/2015 (32). С. 34-40.

15. Kaura V. and Blasko V. Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions. *IEEE Transactions on Industry Applications*. Jan.-Feb. 1997. Vol. 33. No 1. Pp. 58-63.

DOI: <https://doi.org/10.1109/28.567077>

16. Мазуренко Л.І., Джура О.В. Математична модель та алгоритм керування автономної нерегульованої вітроустановки з асинхронним вентилювальним генератором. *Електромеханічні і енергозберігаючі системи*. 2018. Вип. 3/2018(43). С. 24-30.

17. Tamrakar U., Shrestha D., Maharjan M., Bhattarai B., Hansen T., Tonkoski R. Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions. *Applied Sciences*. 2017. Vol. 7(7). No 654. Pp. 1-29.

DOI: <https://doi.org/10.3390/app7070654>

УДК 621.313.332

ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ И АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ АВТОНОМНОЙ ГИДРОВЕТРОВОЙ СИСТЕМОЙ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

Л.И. Мазуренко¹, докт.техн.наук, К.Н. Васылив², докт.техн.наук, А.В. Джура⁴, канд.техн.наук, А.В. Коцюруба³

¹Институт электродинамики НАН Украины,

пр. Победы, 56, Киев, 03057, Украина.

E-mail: mlins@ied.org.ua

²Национальный университет "Львовская политехника",

ул. С. Бандеры, 12, Львов, 79013, Украина.

³Национальный университет обороны имени Ивана Черняховского,

пр. Воздухофлотский, 28, Киев, 03049, Украина.

Предложена новая конфигурация трехфазной автономной гидроветровой системы, которая содержит синхронный генератор с электромагнитным возбуждением, приводимый во вращение регулируемой гидротурбиной, асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором с приводом от нерегулируемой ветротурбины, компенсирующую батарею конденсаторов и регулирующую балластную нагрузку, которая питается через активный выпрямитель. Разработан алгоритм двухуровневой стабилизации частоты тока в системе. С помощью разработанной имитационной модели АГВС проведено математическое моделирование электромеханических процессов при изменении мощности потребителей и постоянной скорости ветра. Результаты исследований показали устойчивую работу системы в установившихся режимах работы и отработку заданных уровней частоты тока. Библ. 17, рис. 5, табл. 1.

Ключевые слова: автономная гидроветровая система, синхронный генератор, асинхронный генератор, активный выпрямитель, балластная нагрузка, регулятор частоты.

SIMULATION MODEL AND CONTROL ALGORITHM FOR ISOLATED HYDRO-WIND POWER SYSTEM

L.I. Mazurenko¹, K.M. Vasyliv², O.V. Dzhura¹, A.V. Kotsiuruba³,

¹Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine.

E-mail: mlins@ied.org.ua

²Lviv Polytechnic National University,

S. Bandery, 12, Lviv, 79013, Ukraine.

³Ivan Chernyakhovsky National Defense University of Ukraine,

pr. Povitroflotsky, 28, Kyiv, 03049, Ukraine.

A new configuration of a three-phase isolated hydro-wind system (IHWS) is considered. The IHWS contains a driven by a regulated hydraulic turbine synchronous generator with electromagnetic excitation, an induction generator with a short circuit rotor driven by an unregulated wind turbine, compensating capacitor bank and regulated dump load fed through an active rectifier. An algorithm for two-level stabilization of the electric frequency in the system is developed. Using the developed simulation model of IHWS, a mathematical simulation of the IHWS electromechanical processes has been performed for a load step and fixed wind speed. The simulation results showed the stable operation of the system in steady-state operating modes and tracking the reference electric frequency levels. References 17, fig. 5, table 1.

Key words: isolated hydro-wind system, synchronous generator, induction generator, active rectifier, dump load, frequency controller.

1. Vasko P.F., Verbovy A.P., Ibrahimova M.R., Pazich S.T. Hydro-storage power plants are the technological basis for the integration of powerful wind and photoelectric power plants into the electric power system of Ukraine. *Hydropower of Ukraine*. 2017. No 1-2. Pp. 20-25. (Ukr)

2. Sebastian R., Quesada J.. Simulation of an isolated Wind Hydro system. *2nd International Workshop on Simulation for Energy, Sustainable Development and Environment (SESDE 2014)*, Burdeaus, France, 2014. Pp. 14-19.

3. Goel P. K., Singh B., Murthy S.S. and Kishore N.. Autonomous hybrid system using SCIG for hydro power generation and variable speed PMSG for wind power generation. *2009 International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, Taipei. 2009. Pp. 55-60. DOI: <https://doi.org/10.1109/PEDS.2009.5385678>
4. Aktarujjaman M., Kashem K.A., Negnevitsky M. & Ledwich G. Dynamics of a hydro-wind hybrid isolated power system. In *Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2005)*. Australia, Tasmania, Hobart, 25 - 28 September 2005. URL: <http://ro.uow.edu.au/cgi/viewcontent.cgi?article=5437&context=eispapers> (accessed 20.12.19)
5. Xue-Jia Huang, Neng-Sheng Bao. Modeling and simulation analysis of wind-hydro hybrid power plant. *2nd Annual International Conference on Energy, Environmental & Sustainable Ecosystem Development (EESED 2016)*, Huang, 2016/08. Pp. 169-179. DOI: <https://doi.org/10.2991/eesed-16.2017.22>
6. Mazurenko L.I., Vasylyv K.M.. The law of the electric magnetic processes of the security exercise systems of the autonomous asynchronous generator on the case of the cascade three-phase three-flexible voltage modulator *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2018. No 6. Pp. 46-49. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2018.06.046>
7. Mazurenko L.I., Dzhura O.V. and Shevchuk S.P. Transients in a transistor-switched capacitor regulator of a stand-alone induction generator supplying a single-phase load. *2017 International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*. Kremenchuk, November 2017. Pp. 244-247. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES.2017.8248901>
8. Sebastián R., Peña-Alzola R. Effective active power control of a high penetration wind diesel system with a Ni–Cd battery energy storage. *Renewable Energy*. 2010. Vol. 35(5). Pp. 952-965. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.11.029>
9. Krause P.C., Wasynczuk O. and Sudnoff S.D. Analysis of Electric Machinery and Drive Systems. *Piscataway*. NJ: Wiley IEEE Press, 2002. 632 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/9780470544167>
10. Babunski D., Tuneski A. Modelling and design of hydraulic turbine-governor system. *3rd IFAC Workshop on Automatic Systems for Building the Infrastructure in Developing Countries*. 2003. Vol. 36. No 7. Pp. 263-267. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1474-6670\(17\)35842-1](https://doi.org/10.1016/S1474-6670(17)35842-1)
11. Dierov R.Kh., Glazyrin M.V., Sultonov Sh.M.. Mathematical model of Francis hydroturbine for a hydropower unit of SHPP. *Polytechnic Bulletin. Series Engineering Research*. Tajik Technical University. 2017. No 2 (38). Pp. 6-13. (Rus)
12. Kuperman A. and Rabinovici R. On the speed stability of wind driven induction generators connected to distribution systems. *International Journal of Energy and Environment*. 2007. Vol. 1. Issue 2. Pp. 57-64.
13. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.(IEEE Std 421.5-2005, Revision of IEEE Std 421.5-1992). New York. NY:IEEE. 2006. 85 p. URL: <https://pdfs.semanticscholar.org/05bc/9ef274285d8be39c5aa0ff9fe0611a6c7874.pdf> (accessed 20.12.19)
14. Mazurenko L.I., Romanenko V.I., Dzura. O.V. Implementation and experimental study of the induction generator with vector control. *Electromechanical and energy saving systems*. 2015. No 4/2015(32). Pp. 34-40. (Ukr)
15. Kaura V. and Blasko V. Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions. *IEEE Transactions on Industry Applications*. Jan.-Feb. 1997. Vol. 33. No 1. Pp. 58-63. DOI: <https://doi.org/10.1109/28.567077>
16. Mazurenko L.I., Dzura O.V. Mathematical model and control algorithm of an unregulated wind turbine and IEIG-based isolated energy system. *Electromechanical and energy saving systems*. 2018. No 3/2018(43). Pp. 24-30. (Ukr)
17. Tamrakar U., Shrestha D., Maharjan M., Bhattarai B., Hansen T., Tonkoski R. Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions. *Applied Sciences*. 2017. Vol. 7(7). No 654. Pp. 1-29. DOI: <https://doi.org/10.3390/app7070654>

Надійшла 25.10.2019
Остаточний варіант 19.12.2019