

УДК 621.313.332

Л. І. МАЗУРЕНКО, О. В. ДЖУРА, В. І. РОМАНЕНКО

ВДОСКОНАЛЕННЯ АЛГОРИТМІВ КЕРУВАННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ АСИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ, ПРАЦЮЮЧИХ НА МЕРЕЖУ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

Наведено вдосконалені алгоритми керування ведучим та веденим асинхронними генераторами з вентильним збудженням вітроелектричної станції, яка працює на мережу постійного струму. Розглянуто результати моделювання електромеханічних процесів в генеруючих установках станції та визначено напрямки подальших досліджень. Проведені дослідження довели можливість стійкої і енергоефективної роботи станції в разі застосування запропонованих алгоритмів керування вентильними перетворювачами генераторів.

Ключові слова: асинхронний генератор, мережа, діапазон частот, алгоритм керування.

Вступ. Розглянуті в [1, 2] алгоритми керування асинхронними генераторами (АГ) з вентильним збудженням (ВЗ) в складі вітрової електростанції (ВЕС), що під'єднана до мережі постійного струму (рис. 1), дозволяють за стабільної чи повільно змінної в часі швидкості вітру (СШВ, режим “V~”) підтримувати

частоти обертання приводних вітротурбін (ВТ) близькими до оптимальних за критерієм максимуму аеродинамічного ККД. Крім того, вони забезпечують усунення низькочастотних провалів вихідного струму ведучого генератора з метою зменшення потужності фільтруючих елементів.

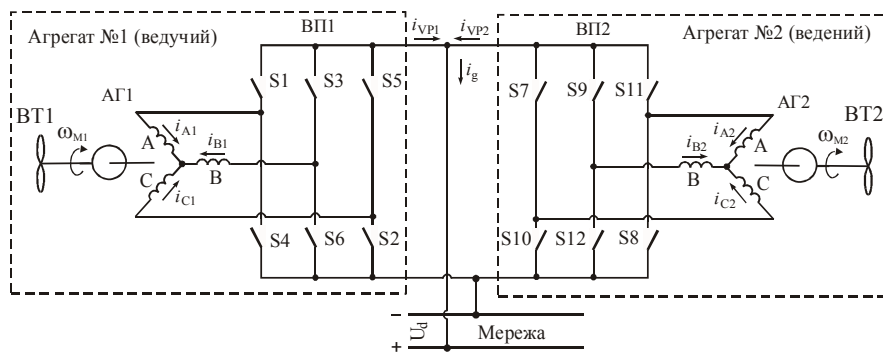


Рис. 1 – ВЕС з паралельно працюючими АГ

Проте в умовах різкої зміни швидкості вітру (РЗШВ, режим “V~”) їх ефективність зменшується. Пояснюється це тим, що оптимальна частота обертання ВТ визначається через похідну від аеродинамічної потужності ВТ. В свою чергу, величина аеродинамічної потужності залежить як від поточної частоти обертання, так і від швидкості вітру V (рис. 2). В режимі “V~” оптимальна частота обертання ВТ є змінною величиною і пошуковий рух при її визначенні відбувається за траєкторією (наприклад, $X \rightarrow Y \rightarrow \dots$), точки якої належать різним потужностним характеристикам. За такого руху навіть після проходження через вершину якоїсь із потужностних характеристик знак гра-

дієнта може не змінитися, якщо не відбудеться перехід до режиму “V~” чи зміна знаку похідної від V . Це може призводити до того, що частота обертання більш завантаженого генератора зменшуватиметься настільки, що установка, в складі якої він знаходиться, буде не в змозі забезпечувати заданий системою керування рівень її вихідної потужності. В результаті періодично виникатиме необхідність в скиді навантаження одного з АГ, що спричинятиме великі провали вихідного струму ВЕС і знизить енергоефективність роботи системи через значні відхилення частот обертання ВТ від оптимальних.

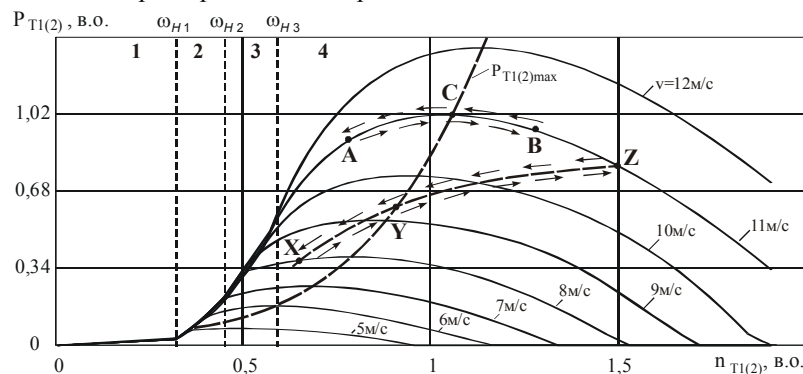


Рис. 2 – Потужностні характеристики ВТ

Метою роботи є вдосконалення раніш розроблених алгоритмів керування асинхронними генераторами в складі працюючої на мережу ВЕС таким чином, щоб величини циклового ККД агрегатів в режимі “V~” суттєво не відрізнялись від величин ККД, що мають місце за оптимальних за критерієм максимуму аеродинамічного ККД траєкторій руху по потужностним характеристикам ВТ.

Постановка задачі і матеріали досліджень. Розглянемо один з шляхів досягнення поставленої мети. Припустимо, що в режимі “V-” системи керування АГ1 і АГ2 будуть працювати за раніш розробленим алгоритмом [1, 2], а в режимі “V~” за іншим. Тоді необхідно вирішити наступні три основні задачі:

I. Визначення моментів закінчення СШВ та РЗШВ;

II. Визначення законів керування складовими струмів АГ [1] в режимі “V~”;

III. Об’єднання («зшивання») алгоритмів відпрацювання СШВ та РЗШВ таким чином, щоб їх чередування супроводжувалось по можливості плавною, без різких стрибків зміною сумарного вихідного струму АГ.

Перша задача вирішується достатньо просто, якщо наявні статистичні дані щодо тривалості руху за траєкторією $A \rightarrow C \rightarrow B$ ($B \rightarrow C \rightarrow A$) в умовах СШВ. Якщо градієнт функції якості [1] не буде змінювати свій знак протягом відрізка часу, що перевищує експериментально чи математично визначену максимальну тривалість пошукового руху за траєкторією $A \rightarrow C \rightarrow B$ ($B \rightarrow C \rightarrow A$) в умовах СШВ, то можна вважати, що режим “V-” завершився, а “V~” розпочався. Про завершення РЗШВ засвідчить зміна знаку градієнта функції якості через певний час з моменту початку відпрацювання режиму “V~” системою керування АГ.

Другу і третю задачі розв’яжемо виходячи з наступних міркувань. В режимі “V~” зміна аеродинамічної потужності ВТ обумовлюється двома чинниками: зміною частоти обертання і швидкості вітру. Якщо другий чинник є більшим, то пошуковий алгоритм, побудований на основі градієнтного методу, втрачає здатність підтримувати оптимальну частоту обертання ВТ. В умовах, коли оптимальна частота обертання не може бути визначена, пропонується вирівнювати частоти обертання ВТ1 і ВТ2, та утримувати їх в заданих межах.

Оскільки кінетична енергія оберткових мас пропорційна квадрату їх частоти обертання [3], то для ідентичних агрегатів рівність частот обертання роторів АГ буде означати рівність їх кінетичних енергій, тобто

$$E_{K1in} - \Delta E_{K1} = E_{K2in} - \Delta E_{K2}, \quad (1)$$

де E_{K1in} , E_{K2in} – кінетичні енергії оберткових мас агрегатів №1, №2 на момент ідентифікації (розпізнавання) РЗШВ,

ΔE_{K1} , ΔE_{K2} – різниця між кінетичними енергіями оберткових мас агрегатів №1, №2 в момент ідентифікації РЗШВ та через деякий час в момент рівності їх кінетичних енергій.

Прийнявши до уваги, що величина приросту кінетичної енергії пропорційна потужності прискорення $P_{acs1(2)}$, з рівняння (1) отримуємо

$$\frac{1}{2} J \omega_{M1in} - \int_{t_{in}}^{t_{in}+T_{EQ}} P_{acs1} dt = \frac{1}{2} J \omega_{M2in} - \int_{t_{in}}^{t_{in}+T_{EQ}} P_{acs2} dt, \quad (2)$$

або

$$\begin{aligned} \frac{1}{2} J \omega_{M1in} - \int_{t_{in}}^{t_{in}+T_{EQ}} (P_{T1} - P_{G1} - P_{TPP}) dt &= \\ = \frac{1}{2} J \omega_{M2in} - \int_{t_{in}}^{t_{in}+T_{EQ}} (P_{T2} - P_{G2} - P_{TPP}) dt & \quad (3) \end{aligned}$$

де ω_{M1in} , ω_{M2in} – механічні частоти обертання в момент ідентифікації РЗШВ;

t_{in} – момент часу, коли відбулась ідентифікація РЗШВ і безпосередньо після якого почнеться відпрацювання РЗШВ системою керування;

$t_{in} + T_{EQ}$ – момент часу, коли відбудеться повне вирівнювання кінетичних енергій оберткових мас агрегатів;

J – момент інерції рухомих мас агрегатів зведений до вала АГ;

$P_{T1(2)}$ – аеродинамічна потужність ВТ1(2);

$P_{G1(2)}$ – електромагнітна потужність АГ1(2);

$P_{TPP(2)}$ – потужність втрат тертя оберткових мас ВТ1 і АГ1(ВТ2 і АГ2).

Якщо вважати, що задані струми АГ дорівнюють фактичним, то електромагнітні потужності генераторів P_{G1} і P_{G2} будуть пропорційні керуючим змінним i_{q1}^* і i_{q2}^* [1, 2]. Визначення аналітичної залежності між i_{q1}^* і i_{q2}^* безпосередньо з (3) ускладнюється через наявність в цьому рівнянні підінтегральних величин, зокрема P_{T1} і P_{T2} , що змінюються в часі за випадковим законом. Тому приймемо для (3) наступні спрощуючі допущення:

– $P_{G1} = const$, $P_{G2} = const$ – електромагнітні потужності АГ1 і АГ2 на протязі часу $(t_{in}, t_{in} + T_{EQ})$ постійні, $P_{TPP1} = P_{TPP2} = const$ – втрати тертя в агрегатах на протязі часу $(t_{in}, t_{in} + T_{EQ})$ постійні і рівні між собою;

– $\int_{t_{in}}^{t_{in}+T_{EQ}} P_{T1} dt = \int_{t_{in}}^{t_{in}+T_{EQ}} P_{T2} dt$ – за час $(t_{in}, t_{in} + T_{EQ}]$ ВТ1 і ВТ2 відбирають однакову енергію від повітряного потоку.

За викладених допущень рівняння (3) приймає наступний вигляд:

$$\frac{1}{2} J \omega_{M1in}^2 - P_{T1} T_{EQ} = \frac{1}{2} J \omega_{M2in}^2 - P_{T2} T_{EQ}, \quad (4)$$

якщо $\omega_{M1in}, \omega_{M2in}, J$ відомі, а інтервал часу T_{EQ} задано, то рівняння (4) має безліч розв'язків відносно P_{T1} і P_{T2} за будь якого значення інтервалу вирівнювання частот T_{EQ} . Для отримання єдиного розв'язку накладемо два обмеження на рівняння (4):

1) Ліва і права частини (4) дорівнюють нулю.

2) Сума електромагнітних потужностей АГ1 і АГ2 на інтервалі часу $(t_{in}, t_{in} + T_{EQ}]$ дорівнює сумі електромагнітних потужностей безпосередньо перед початком цього інтервалу ($t = t_{in} - T_{TM}$, T_{TM} – період дискретної зміни величини i_{q1}^*):

$$P_{T1} + P_{T2} = P_{T1in} + P_{T2in} = P_{\Sigma in}.$$

Застосувавши перше обмеження, отримуємо з (4)

$$T_{EQ} = \frac{J \omega_{M1in}^2}{2 P_{T1}} = \frac{J \omega_{M2in}^2}{2 P_{T2}}. \quad (5)$$

Рівняння (5) визначає час, за який АГ1 і АГ2 відберуть від своїх приводних турбін енергію, яка дорівнює кінетичній енергії рухомих мас відповідних агрегатів на момент часу $t = t_{in}$.

Застосувавши друге обмеження до (5), отримуємо

$$P_{T1} = \frac{P_{T2} \omega_{M1in}^2}{\omega_{M2in}^2} = \frac{(P_{\Sigma in} - P_{T1}) \omega_{M1in}^2}{\omega_{M2in}^2},$$

звідки

$$P_{T1} = \frac{P_{\Sigma in}}{1 + \frac{\omega_{M2in}^2}{\omega_{M1in}^2}}, \quad (6)$$

$$P_{T2} = P_{\Sigma in} \left(1 - \frac{1}{1 + \frac{\omega_{M2in}^2}{\omega_{M1in}^2}} \right) = \frac{P_{\Sigma in} \omega_{M2in}^2}{\omega_{M1in}^2 + \omega_{M2in}^2} \quad (7)$$

Отже, якщо змінювати P_{T1} і P_{T2} відповідно (6) та (7), то, за умови дотримання зроблених вище припущень, наприкінці інтервалу $(t_{in}, t_{in} + T_{EQ}]$ частоти обертання агрегатів стануть рівними. Проте такі закони регулювання забезпечать сходимость процесу вирівнювання частот лише на інтервалі $(t_{in}, t_{in} + T_{EQ}]$, а

надалі розузгодження між ω_{M1} та ω_{M2} почне зростати. Крім того, якщо не вжити додаткових заходів, то за $P_{T1} = const$, $P_{T2} = const$ частота обертання АГ1 і АГ2 може вийти за межі робочого діапазону частот.

Щоб запобігти можливому виходу частот обертання за межі робочого діапазону частот застосуємо комплексне рішення, яке полягає у наступному:

– вся область можливих частот обертання АГ (рис. 2) розбивається на певну кількість діапазонів;

– вводиться зворотній зв'язок за потужністю прискорення, який за своєю дією спрямований на зменшення модуля прискорення рухомих мас агрегатів;

– кожен з діапазонів частот за роботи в його межах певним чином впливає на алгоритм функціонування АГ1(АГ2).

Розглянемо ці діапазони.

В межах першого і другого діапазонів керування АГ1 і АГ2 здійснюється незалежно від умов роботи агрегатів (СШВ, РЗШВ) В першому діапазоні частот обертання АГ не збуджений або працює в режимі двигуна для пришвидчення розгону. Це пов'язано з тим, що за малих частот обертання величина аеродинамічної потужності ВТ співставна з величиною втрат холостого ходу АГ і генерування електричної енергії агрегатами за таких умов втрачає доцільність.

В другому діапазоні частот АГ збуджені і функціонують в режимі наближеному до холостого ходу.

В третьому і четвертому діапазонах АГ генерують задану потужність. В режимі СШВ діє зворотній зв'язок за градієнтною функцією [1] на кожному з цих двох інтервалів. За РЗШВ і знаходженні частоти обертання в межах четвертого діапазона обертання діє зворотній зв'язок за потужністю прискорення АГ1, який направлений на її зменшення. В третьому діапазоні частот за РЗШВ формується сигнал зворотнього зв'язку за частотою обертання, який спрямований на плавне зменшення модуля складової струму i_{q1} АГ1 з метою збільшення частоти обертання. Генератор АГ2 в умовах РЗШВ в межах діапазонів частот 3, 4 залишається ведомим і керується таким чином, щоб наблизити ω_{M2} до ω_{M1} (задача вирівнювання частот обертання покладається на АГ2). Відповідно закон регулювання складової i_{q1}^* [1] в режимі “V~” пропонується записати у вигляді

$$i_{q1,k+1}^* = i_{q1,k}^* + k_{PV} \Delta i_{q1V} + k_{IV} \int_{t_{in}} \Delta i_{q1V} dt \Big|_{t=t_k}, \quad t > t_{in} \quad (8)$$

де $i_{q1,k}^*$, $i_{q1,k+1}^*$ – задані значення складової струму i_{q1} АГ1 на кроці k ;

$$\Delta i_{q1V\sim,k} = k_{pV\sim} \operatorname{sgn}(\omega_{H3} - \omega_{M1,k}) + P_{acs1,k} \operatorname{sgn}(\omega_{M1,k} - \omega_{H3})$$

– сигнал зворотнього зв'язку PI-регулятора струму i_{q1}^* на кроці k ;

$P_{acs1,k}$ – потужність прискорення обертових мас першої установки на кроці k ;

ω_{H3} – верхня границя третього діапазона частот (рис. 2);

$k_{p1V\sim}$, $k_{i1V\sim}$, $k_{pV\sim}$ – коефіцієнти підсилення (від'ємні);

$$\operatorname{sgn}(x) = \begin{cases} 1, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases} \text{ – релейна функція; індекс "V~"}$$

означає, що коефіцієнт підсилення відповідає інтервалу часу, на якому відпрацьовується режим "V~".

В разі, якщо $\omega_{M1} < \omega_{H3}$, з рівняння (8) отримуємо

$$i_{q1,k+1}^* = i_{q1,k}^* + k_{p1V\sim} k_{pV\sim} + \int_{t_k}^{t_{in}} k_{i1V\sim} k_{pV\sim} dt \Big|_{t=t_k}, \quad t > t_{in} \quad (9)$$

що призведе до поступового зменшення абсолютного значення i_{q1}^* ($i_{q1}^* < 0$ в генераторному режимі роботи АГ). За умови $\omega_{M1} > \omega_{H3}$ маємо

$$i_{q1,k+1}^* = i_{q1,k}^* + k_{p1V\sim} P_{acs1,k} + \int_{t_k}^{t_{in}} k_{i1V\sim} P_{acs1,k} dt \Big|_{t=t_k}, \quad t > t_{in}, \quad (10)$$

що за додатнього прискорення призведе до збільшення абсолютного значення i_{q1}^* і, відповідно, електромагнітного момента АГ1, а за від'ємного прискорення ротора АГ1 – навпаки, до зменшення абсолютного значення i_{q1}^* і електромагнітного момента АГ1.

Сходимість процесу вирівнювання частот обертання АГ1 і АГ2 забезпечимо наступним чином. По перше, в момент часу $t = t_{in}$ перерозподілимо потужність між АГ згідно (6) та (7). Тоді **перехід до режиму відпрацювання РЗШВ** відбудеться за наступних значень складових струмів

$$i_{q1}^* \Big|_{t=t_{in}} = P_{\Sigma in} \frac{\omega_{M1}}{1.5 \Psi_{d1} (\omega_{M1}^2 + \omega_{M2}^2)} \Big|_{t=t_{in} - T_{TM}}, \quad (11)$$

$$i_{q2}^* \Big|_{t=t_{in}} = P_{\Sigma in} \frac{\omega_{M2}}{1.5 \Psi_{d2} (\omega_{M1}^2 + \omega_{M2}^2)} \Big|_{t=t_{in} - T_{TM}}. \quad (12)$$

Надалі АГ1 в межах діапазонів частот обертання 3 і 4 будемо регулювати згідно (8), а задачу вирівнювання частот обертання в часових межах $t > t_{in}$ з монотонним характером зміни розузгодження частот вирішимо з допомогою системи керування АГ2. Для цього перейдемо в (5) від зафіксованих на момент часу $t = t_{in}$ величин частот обертання до поточних

$$P_{\Gamma 2V\sim,k+1} = \frac{P_{\Gamma 1V\sim,k} \omega_{M2V\sim,k}^2}{\omega_{M1V\sim,k}^2}, \quad t > t_{in}, \quad (13)$$

де

$$P_{\Gamma 1V\sim,k} = 1.5 i_{q1V\sim,k}^* \omega_{M1V\sim,k} \Psi_{d1V\sim,k}, \quad t > t_{in}, \quad (14)$$

$$P_{\Gamma 2V\sim,k+1} = 1.5 i_{q2V\sim,k+1}^* \omega_{M2V\sim,k+1} \Psi_{d2V\sim,k+1}, \quad t > t_{in}. \quad (15)$$

Підставляючи (14) і (15) в (13) та прийнявши $\omega_{M2V\sim,k+1} \Psi_{d2V\sim,k+1} = \omega_{M2V\sim,k+1} \Psi_{d2V\sim,k+1}$ (порівняно зі складовою струму i_{q2}^* частота обертання є значно більш інерційною змінною, а потокозчеплення Ψ_{d2} утримується векторною системою керування у вузьких межах) приходимо до наступного простого виразу

$$i_{q2V\sim,k+1}^* = i_{q1V\sim}^* \frac{\Psi_{d1V\sim,k} \omega_{M2,k}}{\Psi_{d2V\sim,k} \omega_{M1,k}}, \quad t > t_{in} \quad (16)$$

Вихід з режиму відпрацювання РЗШВ. Процес переходу до відпрацювання СШВ безпосередньо після режиму "V~" бажано здійснювати, як і у випадку початку відпрацювання РЗШВ, без різкої зміни сумарного вихідного струму АГ1 і АГ2. Тому базовий алгоритм [1] роботи ВЕС повинен відновлюватись за сумарної вихідної потужності АГ на момент закінчення відпрацювання режиму РЗШВ:

$$(P_{VP1} + P_{VP2}) \Big|_{t=t_{OUT}} = (P_{VP1} + P_{VP2}) \Big|_{t=t_{OUT} - T_{TM}}, \quad (17)$$

де $t = t_{OUT}$ – момент виходу з режиму відпрацювання РЗШВ і початку роботи за базовим алгоритмом керування; $P_{VP1} = P_{\Gamma 1} - P_{Loss1}$, $P_{VP2} = P_{\Gamma 2} - P_{Loss2}$.

Прийнявши

$$P_{Loss1} = const, \quad P_{Loss2} = const \quad (18)$$

та $i_{q1(2)}^* = i_{q1(2)}$, приходимо до наступного рівняння

$$(P_{\Gamma 1} + P_{\Gamma 2}) \Big|_{t=t_{OUT}} = (P_{\Gamma 1} + P_{\Gamma 2}) \Big|_{t=t_{OUT} - T_{TM}}, \quad (19)$$

звідки

$$(P_{\Gamma 1} + P_{\Gamma 2}) \Big|_{t=t_{OUT} - T_{TM}} = \frac{3P}{2} \left(i_{q1}^* \Psi_{d1} \omega_{M1} + i_{q2}^* \Psi_{d2} \omega_{M2} \right) \Big|_{t=t_{OUT}}, \quad (20)$$

де $i_{q2}^* = i_{q2-}^* + i_{q2-}^* \cdot k_{k\omega}$ в базовому режимі роботи ВЕС [1].

Якщо величину складової струму i_{q2-}^* встановити рівною нулю

$$i_{q2-}^* \Big|_{t=t_{OUT}} = 0 \quad (21)$$

шляхом обнулення в момент часу $t = t_{OUT}$ інтеграторів в контурі регулювання складової i_{q2-}^* [1], то з (20) одержуємо

$$\begin{aligned} (P_{G1} + P_{G2}) \Big|_{t=t_{OUT}-T_{TM}} &= (P_{G1} + P_{G2}) \Big|_{t=t_{OUT}} = \\ &= \frac{3P}{2} (i_{q1}^* \Psi_{d1} \omega_{M1} + i_{q2-}^* \Psi_{d2} \omega_{M2}) \Big|_{t=t_{OUT}}. \end{aligned} \quad (22)$$

На початку базового режиму пошуковий алгоритм повинен розпочатися з першого пробного кроку або пробного руху. Напрямок цього руху оберемо протилежним напрямку руху в режимі “V~”, що означає зміну знака прискорення через певний час від моменту $t = t_{OUT}$. Такий початковий рух забезпечить перерозподіл потужності між АГ наступним чином

$$\begin{aligned} P_{G1} \Big|_{t=t_{OUT}} &= \begin{cases} P_{Loss1}, \dot{\omega}_{M1}(t_{OUT}-T_{TM}) < 0 \\ (P_{G1} + P_{G2} - P_{Loss2}) \Big|_{t=t_{OUT}-T_{TM}}, \\ \dot{\omega}_{M1}(t_{OUT}-T_{TM}) > 0. \end{cases} \end{aligned} \quad (23)$$

Згідно (23) в разі додатнього прискорення ротора АГ1 до моменту часу $t = t_{OUT}$ АГ1 візьме на себе більшу частину навантаження, що забезпечить інверсію знаку прискорення. За від'ємного прискорення електромагнітна потужність встановиться на рівні P_{Loss1} (сумарні втрати в АГ1 і ВП1), що також надалі забезпечить зміну знаку прискорення.

З (19), врахувавши (18) та (23), для АГ2 відповідно маємо

$$\begin{aligned} P_{G2} \Big|_{t=t_{OUT}} &= (P_{G1} + P_{G2}) \Big|_{t=t_{OUT}-T_{TM}} - P_{G1} \Big|_{t=t_{OUT}} = \\ &= \begin{cases} (P_{G1} + P_{G2}) \Big|_{t=t_{OUT}-T_{TM}} - P_{Loss1}, \dot{\omega}_{M1}(t_{OUT}-T_{TM}) < 0 \\ P_{Loss2}, \dot{\omega}_{M1}(t_{OUT}-T_{TM}) > 0 \end{cases}. \end{aligned} \quad (24)$$

Рівняння (22), (23), (24) дозволяють знайти складові струму i_{q1}^* та i_{q2-}^* на момент часу $t = t_{OUT}$. З (23) і (24), приймаючи до уваги (21) і що $P_{Loss1} = 1.5i_{q1Loss}^* \Psi_{d1} \omega_{M1}$, $P_{Loss2} = 1.5i_{q2Loss}^* \Psi_{d2} \omega_{M2}$ [1], за виконання умов $\Psi_{d1} \omega_{M1} \Big|_{t=t_{OUT}} = \Psi_{d1} \omega_{M1} \Big|_{t=t_{OUT}-T_{TM}}$,

$$\Psi_{d2} \omega_{M2} \Big|_{t=t_{OUT}} = \Psi_{d2} \omega_{M2} \Big|_{t=t_{OUT}-T_{TM}}, \text{ величини } i_{q1}^*$$

і i_{q2-}^* на момент часу $t = t_{OUT}$ можуть бути розраховані з наступних виразів

$$\begin{aligned} i_{q1}^* \Big|_{t=t_{OUT}} &= \\ &= \begin{cases} i_{q1Loss}^*, \dot{\omega}_{M1}(t_{OUT}-T_{TM}) < 0 \\ \frac{i_{q1}^* \Psi_{d1} \omega_{M1} + \Psi_{d2} \omega_{M2} (i_{q2-}^* - i_{q2Loss}^*)}{\Psi_{d1} \omega_{M1}} \Big|_{t=t_{OUT}-T_{TM}}, \\ \dot{\omega}_{M1}(t_{OUT}-T_{TM}) > 0, \end{cases} \end{aligned} \quad (25)$$

$$\begin{aligned} i_{q2-}^* \Big|_{t=t_{OUT}} &= \\ &= \begin{cases} \frac{i_{q2}^* \Psi_{d2} \omega_{M2} + \Psi_{d1} \omega_{M1} (i_{q1}^* - i_{q1Loss}^*)}{\Psi_{d2} \omega_{M2}} \Big|_{t=t_{OUT}-T_{TM}}, \\ i_{q2Loss}^*, \dot{\omega}_{M1}(t_{OUT}-T_{TM}) > 0 \\ \dot{\omega}_{M1}(t_{OUT}-T_{TM}) < 0. \end{cases} \end{aligned} \quad (26)$$

Вирази (21), (25) і (26) дозволяють розрахувати величини складових струмів АГ1 і АГ2 на початку відпрацювання базового режиму, за яких початок пошукового процесу оптимальної частоти обертання АГ1 відбудеться без суттєвої зміни сумарної вихідної потужності АГ. Надалі регулювання зазначених величин проводиться з використанням зворотного зв'язку за градієнтною функцією.

З врахуванням викладеного алгоритми регулювання ведучого АГ1 і веденого АГ2 набувають вигляду представленого на рис. 3 та рис. 4а відповідно. На рис. 4б приведено блок-схему алгоритму роботи блока перевірки належності частоти обертання АГ діапазонам частот 1 і 2 (рис. 2).

Перехідний процес, пов'язаний з переходом до відпрацювання базового режиму після закінчення режиму “V~”, може бути покращений, якщо протягом 1...2 пошукових періодів з початку відпрацювання базового режиму обмежувати швидкість зміни струму i_{q1}^* як під час скидання навантаження (рух за траєкторією А→С→В) так і накиду (рух за траєкторією В→С→А). Однією з причин виникнення цього перехідного процесу є різниця в сумарній вихідній потужності АГ в кінці режиму відпрацювання РЗШВ та на початку базового режиму.

Розрахунки електромеханічних процесів в елементах системи (рис. 1) за алгоритмів керування рис. 3, 4 і змінної в часі швидкості вітру (рис. 5, [4]) проводились з допомогою її імітаційної моделі. Розробка зазначеної моделі була здійснена на основі раніш

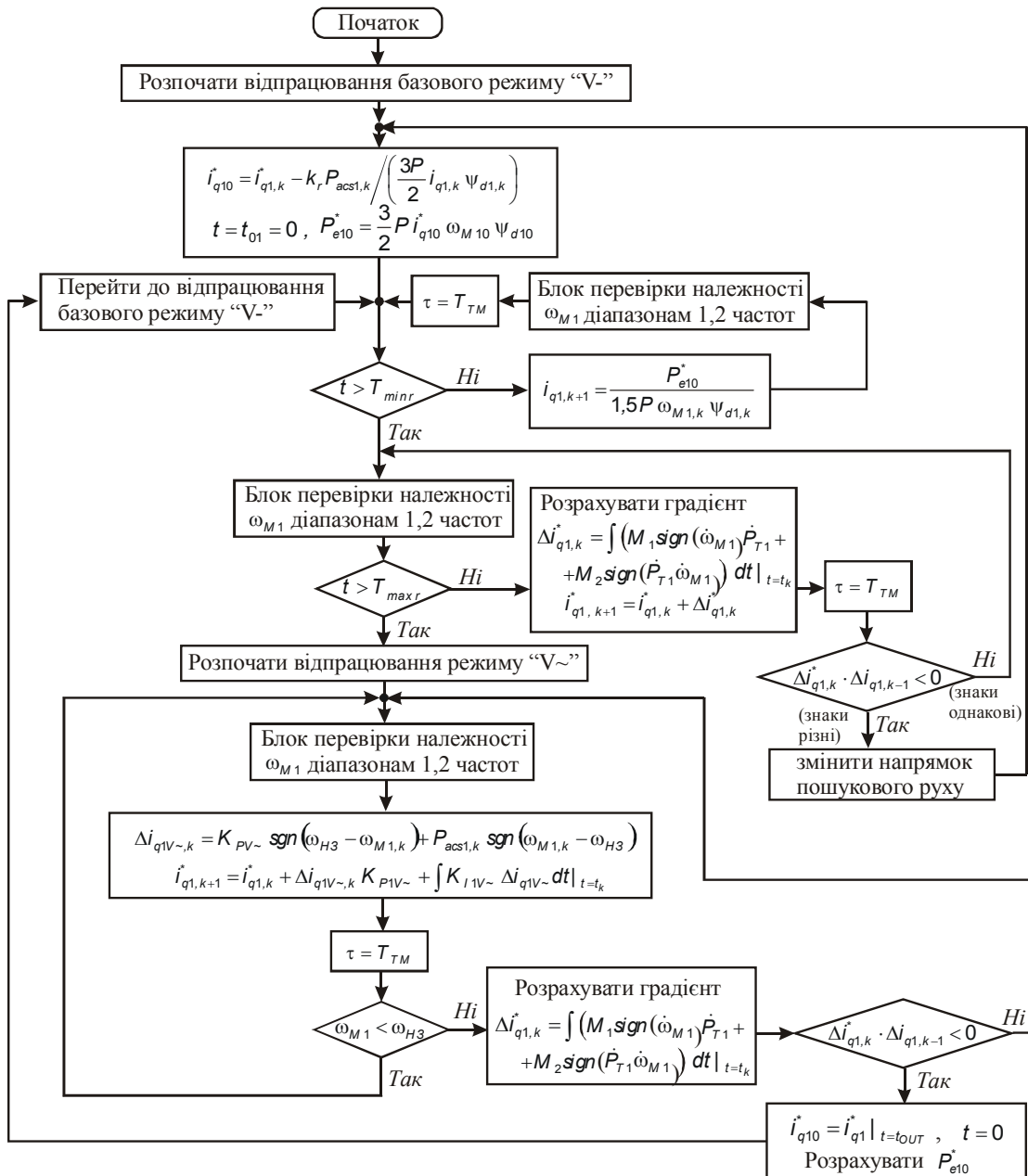


Рис. 3 – Алгоритм керування ведучого АГ

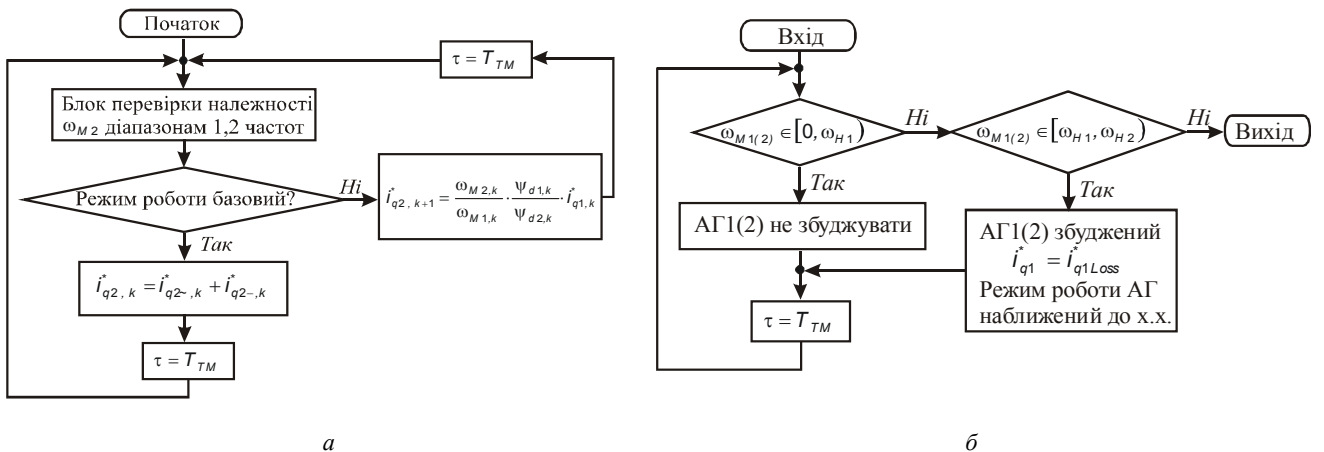


Рис. 4 – Алгоритм керування веденого АГ:

а – алгоритм керування АГ2;
б – алгоритм роботи блока ідентифікації першого і другого діапазонів частот

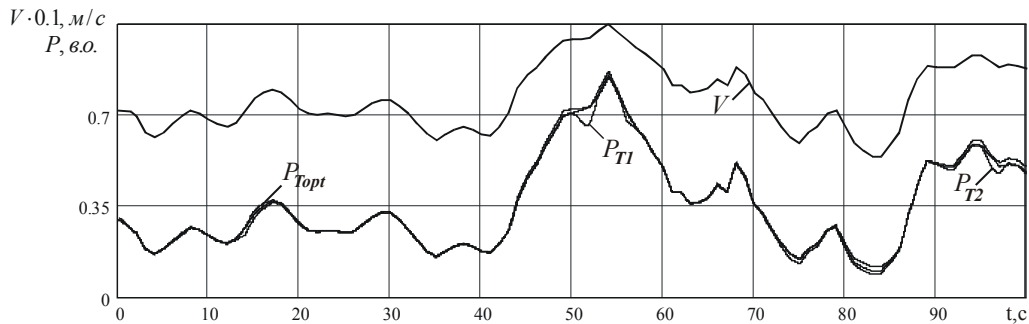


Рис. 5 – Часові залежності зміни швидкості вітру та аеродинамічних потужностей ВТ

запропонованої [1] системи алгебро-диференціальних рівнянь ВЕС. Основні параметри елементів моделі наведено в [2]. Діапазони частоти обертання АГ (рис. 2) було задано в наступних межах: 1 – $n_{T1(2)} = [0, 725)$ об/хв, 2 – $n_{T1(2)} = [725, 800)$ об/хв, 3 – $n_{T1(2)} = [800, 1000)$ об/хв, 4 – $n_{T1(2)} > 1000$ об/хв, максимальну тривалість напівперіода пошуку в режимі СШВ – 1.77 с, тривалість першого пошукового кроку – 1.2 с.

Розглянемо отримані розрахункові осцилограми електромеханічних процесів в елементах ВЕС. Часові графіки зміни аеродинамічних потужностей ВТ1 P_{T1} і ВТ2 P_{T2} (рис. 5) за своїм характером є схожими з графіком зміни швидкості вітру $V(t)$ і суттєво чисельно не відрізняються від часової залежності оптима-

льної величини аеродинамічної потужності ВТ $P_{Top}(t)$. Сумарний усереднений вихідний струм ВП1 і ВП2 $I_{g\ cp}$ ($I_{g\ cp} = I_{VP1\ cp} + I_{VP2\ cp}$, індекс *cp* надалі вказує, що величина безперервно усереднювалась відповідно $x_{cp} = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t x dt$, для послаблення ВЧ складової)

на відміну від режиму $V(t) = const$ [2] змінюється в широких межах (рис. 6, 1 в.о. потужностей відповідає 42.4 кВт). Певна стабілізація цього струму спостерігається лише на окремих ділянках графіка коли $V(t) \approx const$. Як помітно з рис. 5 і рис. 6, характерні зміни $P_{Top}(t)$ і $I_{g\ cp}(t)$ досить схожі.

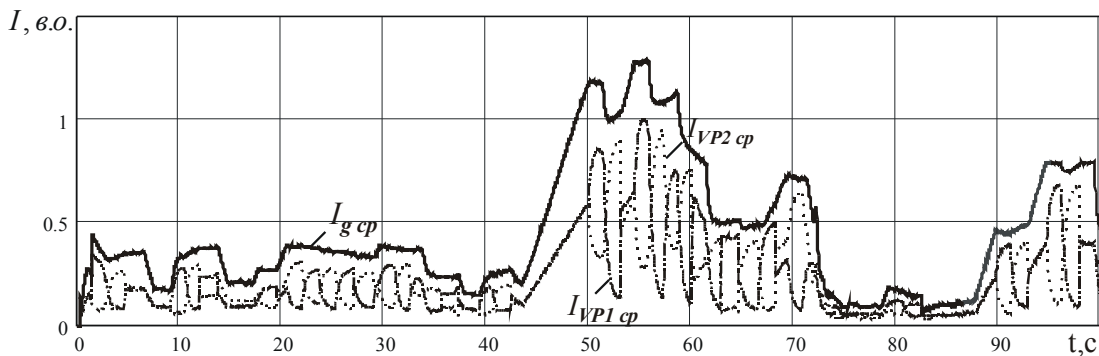


Рис. 6– Часові залежності зміни вихідних струмів АГ і їх сумарного струму

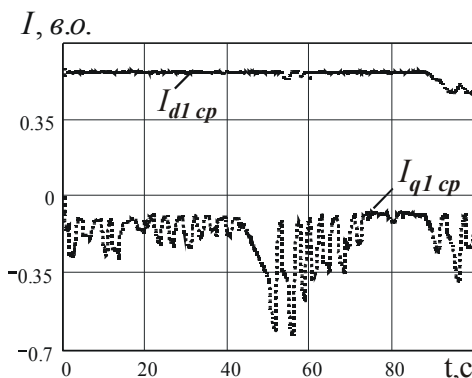


Рис. 7 – Часові залежності зміни складових струмів АГ1

Пропорційні електромагнітним моментам складові струми статора $I_{q1\ cp}$ і $I_{q2\ cp}$ (рис. 7, 8, 1 в.о. стру-

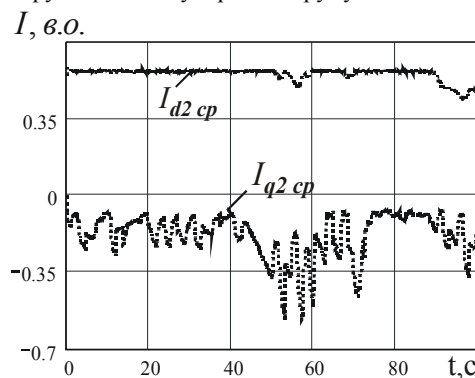


Рис. 8 – Часові залежності зміни складових струмів АГ2

мів відповідає 135.8 А) змінюються відповідно до розробленого алгоритму і є від'ємними впродовж всього

часу, що свідчить про генераторний режим роботи електричних машин. Пропорційні магнітному потоку статора АГ складові $I_{d1\text{cp}}$ і $I_{d2\text{cp}}$ відповідають заданому графіку [2], згідно якого на нижніх частотах обертання насичення машин утримується сталим, а на верхніх поступово послаблюється.

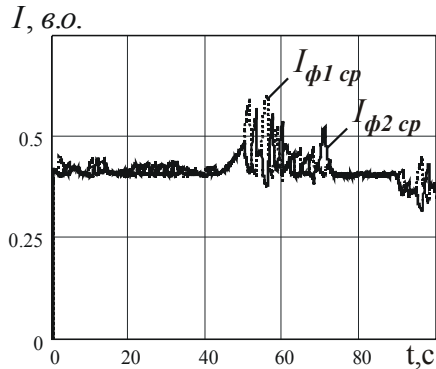


Рис. 9 – Часові залежності зміни діючих значень фазних струмів АГ

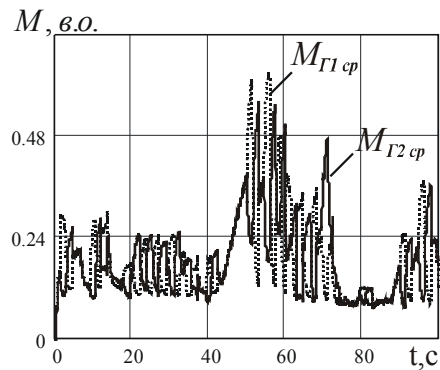


Рис.10 – Часові залежності зміни електромагнітних моментів АГ

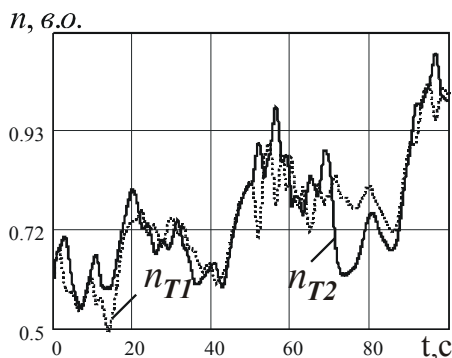


Рис. 11 – Часові залежності зміни частоти обертання ВТ

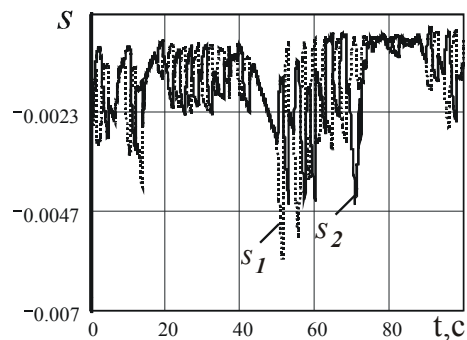


Рис.12 – Часові залежності зміни ковзання АГ

Характери зміни електромагнітних моментів генераторів (рис. 10, 1 в.о. моменту дорівнює номінальному моменту машини 484.3 Н·м) та складових струмів $I_{q1\text{cp}}$ і $I_{q2\text{cp}}$ (рис. 7, 8) є схожими через використання векторних систем контролю в АГ1 і АГ2. Зі збільшенням швидкості вітру абсолютні значення зазначених величин на інтервалах від'ємного прискорення зростають нелінійно.

Приведена до АГ частота обертання ВТ1 і ВТ2 (рис. 11) змінюється в межах другого, третього і четвертого діапазонів частот обертання (від 0.5 до 1.1 в.о., 1 в.о.=1800 об/хв). Величини ковзання в АГ (рис. 12) на протязі всього часу моделювання є від'ємними і не перевищують номіналу (номінальне ковзання АГ 1.3%), що також свідчить про низьку середню завантаженість генераторів.

За результатами досліджень були визначені наступні інтегральні показники елементів системи:

– оптимальна (максимально можлива за заданих рис. 2 потужностних характеристик) величина енергії, що могла бути спожита кожною з турбін від зовнішнього середовища за час моделювання $t = 0 \dots T_C$

Діючі значення фазних струмів АГ1 і АГ2 змінюється в діапазоні 0.4–0.6 в.о. (рис.9, 1 в.о. дорівнює номінальному струму обмотки статора 135.8 А). Такий вузький діапазон струмів пояснюється роботою машини з заданим системою керування обмеженим рівнем насичення та малою завантаженістю генераторів.

$$E_{T_{opt}} = \int_0^{T_C} P_{T_{opt}} dt = 1514 \text{ кДж},$$

де $P_{T_{opt}}$ – оптимальна (максимально можлива) відповідно рис. 2 миттєва аеродинамічна потужність ВТ1(2), $T_C = 100 \text{ с}$;

– величина енергії, що була фактично спожита ВТ1 від зовнішнього середовища

$$E_{T1} = \int_0^{T_C} P_{T1} dt = 1476 \text{ кДж};$$

– величина енергії, що була фактично спожита ВТ2 від зовнішнього середовища

$$E_{T2} = \int_0^{T_C} P_{T2} dt = 1487 \text{ кДж};$$

– величина енергії спожитої мережею від ведучого генератора АГ1

$$E_{Г1} = \int_0^{T_C} i_{VГ1} U_d dt = 939 \text{ кДж};$$

– величина енергії спожитої мережею від веденого генератора АГ2

$$E_{Г2} = \int_0^{T_c} i_{VP2} U_d dt = 954 \text{ кДж} ;$$

- величина енергії втрат тертя ведучої установки (№1)

$$E_{Тр1} = \int_0^{T_c} P_{Тр1} dt = 122 \text{ кДж} ,$$

де $P_{Тр1}$ – миттєва потужність втрат тертя установки №1;

- величина енергії втрат тертя веденої установки (№2)

$$E_{Тр2} = \int_0^{T_c} P_{Тр2} dt = 123 \text{ кДж} ,$$

де $P_{Тр2}$ – миттєва потужність втрат тертя установки №2;

- середній ККД генеруючої частини системи за час моделювання за умови віднесення всіх втрат тертя до АГ

$$\eta_c = \frac{E_{Г1} + E_{Г2}}{E_{Т1} + E_{Т2}} = 64\% ;$$

- середнє значення відносного ККД ВТ1 (по відношенню до оптимального режиму роботи на максимумах потужностних характеристик)

$$\eta_{ВТ1В} = \frac{E_{Т1}}{E_{Топ1}} = 97.5\% ;$$

- середнє значення відносного ККД ВТ2

$$\eta_{ВТ2В} = \frac{E_{Т2}}{E_{Топ2}} = 98.2\% ;$$

- середні вихідні потужності АГ1 та АГ2

$$P_{VP1cp} = \frac{E_{Г1}}{T_c} = \frac{939 \cdot 10^3}{100} = 9.39 \text{ кВт} ,$$

$$P_{VP2cp} = \frac{E_{Г2}}{T_c} = \frac{954 \cdot 10^3}{100} = 9.54 \text{ кВт} .$$

Достатньо низьку величину η_c пояснює головним чином той факт, що середні за час досліджень вихідні потужності АГ1 і АГ2 були значно нижче від їх номінальних (близько 70кВт) значень.

Висновки. Розроблено вдосконалені порівняно з раніш запропонованими авторами алгоритми керування асинхронними генераторами з вентильним збудженням в складі ВЕС постійного струму, що працює на мережу нескінченної потужності. Розглянуті алгоритми дозволяють утримувати ВТ в діапазоні частот наближених до оптимальної за критерієм максимуму аеродинамічної потужності як за постійної, так і змінної частоти вітру. Під час різких поривів вітру запропоновано вирівнювати швидкості обертання турбін та поступово зменшувати їх прискорення. Проте, за таких умов роботи, на відміну від режиму роботи за постійної (з незначними короткочасними флуктуаціями відносно середнього значення) швидкості, як засвідчили чисельні розрахунки, ефективного згладжування вихідного струму ВЕС не відбувається. Першою причиною такого результату є пріоритетність задачі відбору максимуму аеродинамічної потужності перед задачею згладжування вихідного струму ВЕС. Другою

причиною є достатньо низька інерційність обертових мас агрегатів в розрахунковій комп'ютерній моделі, яка не дає можливості поглинати великі збурення вітрового потоку обертовими масами без значних відхилень частоти обертання від оптимальної величини. Співвідношення моментів інерції турбін (приведених до АГ) та генератора в чисельних розрахунках (4:1) було прийнято дещо нижчим ніж в реальних установках для зменшення пошукового періоду та відповідно економії розрахункового часу під час перевірки і відлагодження алгоритмів керування генераторами. Виходячи з доступних літературних даних [5–8] це співвідношення для АГ з короткозамкненим ротором великої потужності складає близько 15:1, а для АГ з фазним ротором (подвійного живлення) – близько 10:1. Тому в подальших роботах необхідно провести дослідження розглянутої системи збільшивши момент інерції приводних турбін та розглянути можливості подальшого вдосконалення алгоритмів керування АГ у складі ВЕС. Вважаючи на досить великі розрахункові витрати часу є доцільним збільшити швидкість розрахунку комп'ютерної(імітаційної) моделі, що може потребувати вдосконалення математичного опису системи чи прийняття додаткових впливаючих на час розрахунку припущень.

Отримані в роботі результати можуть також бути використані при розробці і дослідженні автономних дизель-вітрових електростанцій з АГ.

Згладжування коливань вихідної потужності в автономних системах і системах розподіленої генерації є актуальною сучасною проблемою. Розробка ефективних алгоритмів керування генеруючими потужностями таких систем є одним із перспективних напрямків по вирішенню цієї проблеми. Асинхронні генератори з вентильним збудженням і векторним керуванням дозволяють реалізувати складні закони регулювання активної і реактивної потужності, що є важливою передумовою вирішення зазначеної проблеми. А отже, подальші роботи з розробки автономних електрогенеруючих систем з АГ з ВЗ та вдосконалення алгоритмів керування АГ в складі цих систем слід продовжувати.

Список літератури: 1. Мазуренко Л.І., Джура О.В., Романенко В.І. Математична модель вітроелектричної станції та алгоритм керування веденим асинхронним генератором в режимі роботи на мережу постійного струму // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ. – 2015. – № 40. – С. 76 – 85. 2. Мазуренко Л.І. Моделювання і алгоритми керування електромеханічних перетворювачів енергії та систем на їх основі / Мазуренко Л.І., Гребеніков В.В., Джура О.В., В.І. Романенко, Попович О.М., Головань І.В., Шуруб Ю.В., Бібік О.В., Приймак М.В. // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ. – 2015. – № 41. – С. 50 – 61. 3. Попович М.Г. Теорія електроприводу: Підручник / Попович М.Г., Борисюк М.Г., Гаврилюк В.А. та ін. // – К.: Вища шк., 1993. – 494 с.: іл. 4. Др'юмін І.В. Дослідження процесів автоматичного регулювання частоти і потужності в об'єднаній енергосистемі з вітровими електростанціями // Технічна електродинаміка. 2014. – № 5. С. 47 – 49. 5. Ragheb M. Modern Wind Generators. [Web]. 23 червня 2015 <<http://mragheb.com/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Modern%20Wind%20Generators.pdf>>. 6. V82 1.65 MW brochure. [Web]. 21 липня 2015 <<http://pdf.directindustry.com/pdf/vestas/v82-165-mw-brochure/20680-53604.html>>. 7. C. Tang, M. Pathmanathan, W. L. Soong and N. Ertugrul, "Effects of inertia on dynamic performance of wind turbines". [Web]. 21 липня 2015 <http://www.researchgate.net/profile/Nesimi_Ertugrul/publication/224400780_Effect_s_of_inertia_on_dynamic_performance_of_wind_turbines/links/0046351

a97e48ac04000000.pdf?inViewer=true&disableCoverPage=true&origin=publication_detail>. 8. *Á. G. González Rodríguez, A. González Rodríguez, M. Burgos Payán*, "Estimating wind turbines mechanical constants", Proc. Int. Conf. Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'07), Sevilla, March, 2007. [Web]. 17 червня 2015 <http://www.icrepq.com/icrepq07/361-gonzalez.pdf>.

Bibliography (transliterated): 1. Mazurenko, L. I., O. V. Dzhura and V. I. Romanenko. "Matematychna model' vitroelektrychnoyi stantsiyi ta alhorytm keruvannya vedenym asynkhronnym heneratorom v rezhymy roboty na mrezhu postyynoho strumu." *Pr. In-tu elektrodynamiky NAN Ukrainy: Zb. nauk. pr.* Kiev: IED NANU, 2015. No. 40. 76–85. Print. 2. Mazurenko, L. I., et al. "Modelyuvannya i alhorytmy keruvannya elektromekhanichnykh peretvoryuvachiv enerhiyi ta system na yikh osnovi." *Pr. In-tu elektrodynamiky NAN Ukrainy: Zb. nauk. pr.* Kiev: IED NANU, 2015. No. 41. 50–61. Print. 3. Popovych, M. H., et al. *Teoriya elektropyvodu: Pidruchnyk.* Kiev: Vyshcha shk., 1993. Print. 4. Dr'omin, I. V. "Doslidzhennya protsesiv avtomatychnoho rehulyuvannya chastoty i potuzhnosti v ob'yednaniy enerhosystemi z

vitrovymy elektrostantsiyamy." *Tekhnichna elektrodynamika.* 5. (2014): 47–49. Print. 5. Ragheb M. Modern "Wind Generators" [Web]. 23 chervnya 2015 <http://mragheb.com/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Modern%20Wind%20Generators.pdf>. 6. V82 1.65 MW brochure [Web]. 21 lypnya 2015 <http://pdf.directindustry.com/pdf/vestas/v82-165-mw-brochure/20680-53604.html>. 7. Tang, C., M. Pathmanathan, W. L. Soong and N. Ertugrul. "Effects of inertia on dynamic performance of wind turbines" [Web]. 21 lypnya 2015 <http://www.researchgate.net/profile/Nesimi_Ertugrul/publication/224400780_Effects_of_inertia_on_dynamic_performance_of_wind_turbines/links/0046351a97e48ac040000000.pdf?inViewer=true&disableCoverPage=true&origin=publication_detail>. 8. González Rodríguez, Á. G., A. González Rodríguez and M. Burgos Payán. "Estimating wind turbines mechanical constants", *Proc. Int. Conf. Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'07)*, Sevilla, March, 2007. [Web]. 17 chervnya 2015 <http://www.icrepq.com/icrepq07/361-gonzalez.pdf>.

Надійшла (received) 18.06.2015

«Відомості про авторів / About the Authors»

Мазуренко Леонід Іванович – доктор технічних наук, професор, завідувач відділом електромеханічних систем Інституту електродинаміки національної академії наук України; e-mail: mlins@ied.org.ua

Mazurenko Leonid Ivanovich – Doctor of Technical Sciences, Full Professor, Head electromechanical systems department of the Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine, e-mail: mlins@ied.org.ua

Джура Олександр Васильович – кандидат технічних наук, старший науковий співробітник інституту електродинаміки національної академії наук України.

Dzhura Alexander Vasilevich – Candidate of Technical Sciences, senior researcher at the Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine.

Романенко Володимир Іванович – кандидат технічних наук, науковий співробітник інституту електродинаміки національної академії наук України.

Romanenko Vladimir Ivanovich – Candidate of Technical Sciences, researcher at the Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine.