

ĐIỀU KHIỂN HỆ THỐNG PHÁT ĐIỆN GIÓ DÙNG MÁY PHÁT DFIG TRONG TRƯỜNG HỢP LƯỚI BỊ SỰ CỐ

Nguyễn Thị Thanh Trúc*, Bùi Quang Huy

Trường Đại học Công nghiệp Thực phẩm TP.HCM

*Email: trucntt@hufi.edu.vn

Ngày gửi bài: 03/6/2022; Ngày chấp nhận đăng: 13/7/2022

TÓM TẮT

Nghiên cứu này trình bày một giải thuật điều khiển dựa trên sự kết hợp của bộ điều khiển tích phân tỷ lệ và bộ điều chỉnh cộng hưởng đã được đề xuất cho hệ thống tua-bin gió máy phát điện cảm ứng kép (DFIG) trong điều kiện điện áp lưới không cân bằng. Trước hết, mô hình hệ thống tua-bin gió DFIG với bộ biến đổi công suất phía rotor (RSC) được phân tích trong hệ tọa độ quay. Sau đó, bộ điều chỉnh tích phân tỷ lệ cộng với cộng hưởng (PI + R) được sử dụng. Với sự kết hợp này của hai bộ điều khiển, dao động của công suất và mô men của máy phát có thể giảm đi nhiều cả ở trạng thái quá độ lẫn trạng thái xác lập. Kết quả mô phỏng hệ thống tua-bin gió máy phát DFIG với công suất 2 MW dùng giải thuật đề xuất đã được kiểm chứng trong trường hợp điện áp lưới không cân bằng.

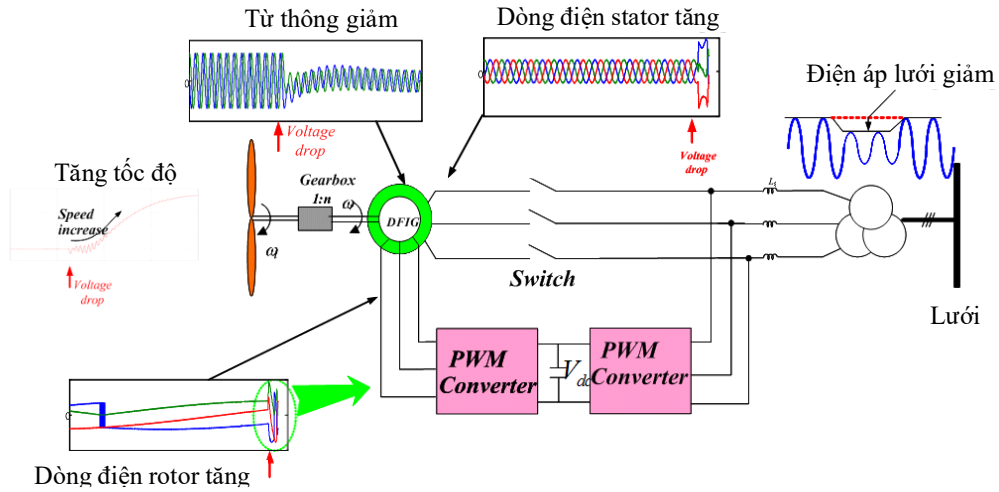
Từ khóa: Máy phát điện không đồng bộ ba pha nguồn kép, điện áp lưới không cân bằng, sự cố lưới.

1. MỞ ĐẦU

Hiện nay, nhu cầu về năng lượng điện ngày một tăng cao, trong khi đó các nhà máy sử dụng các nguồn năng lượng truyền thống như thủy điện, nhiệt điện là các dạng năng lượng đang ngày càng cạn kiệt và gây mất cân bằng sinh thái, ô nhiễm môi trường. Bởi vậy, việc sử dụng nguồn năng lượng sạch, có khả năng tái tạo như năng lượng gió, năng lượng mặt trời là một xu hướng đã và đang phát triển ở Việt Nam và trên thế giới. Tuy nhiên, năng lượng mặt trời cũng đang trong giai đoạn phát triển và mới chỉ thực hiện với công suất nhỏ. Do vậy, việc sử dụng nguồn năng lượng tái tạo từ gió đang ngày càng được quan tâm phát triển ở Việt Nam.

Hệ thống cung cấp và truyền tải điện ngày càng có yêu cầu khắt khe hơn về chất lượng nguồn điện. Vì vậy, hệ thống phát điện gió phải đảm bảo các yêu cầu chất lượng đề ra. Đặc biệt, khi lưới điện gió bị sự cố thì các máy phát không được phép cắt khỏi lưới một cách không kiểm soát vì có thể làm cho lõi lưới càng trầm trọng thêm và việc khôi phục lưới sau sự cố cũng sẽ trở nên khó khăn hơn [1, 2]. Do đó, khi vận hành các hệ thống phát điện gió phải đảm bảo yêu cầu có thể duy trì tình trạng làm việc với lưới khi sự cố xảy ra và tái lập trạng thái làm việc bình thường càng nhanh càng tốt sau khi sự cố lưới kết thúc [3, 4].

Ảnh hưởng của sự cố lưới đối với việc điều khiển máy phát được thể hiện trong (Hình 1). Những ảnh hưởng đó có thể: Phá hủy bộ back-to-back-converters, gia tăng độ rung của trụ tháp, gián đoạn cung cấp điện.



Hình 1. Ảnh hưởng của sự cố lưới đối với việc điều khiển máy phát

Gần đây, một số công trình đã nghiên cứu về khả năng duy trì kết nối lưới của hệ thống phát điện gió. Trong trường hợp sụt áp lưới nhỏ (<15% so với định mức), để đảm bảo máy phát vẫn kết nối, một vài giải thuật điều khiển về dòng điện thứ tự thuận và nghịch hoặc công suất được đưa ra dựa vào điều khiển bộ nghịch lưu phía máy phát và bộ chỉnh lưu phía lưới. Tuy nhiên, trong trường hợp điện áp giảm sâu (voltage dip), các giải thuật này không còn hiệu quả. Do đó, các thiết bị hỗ trợ như crowbar, bộ bù nối tiếp tĩnh (SSC), STATCOM đã được thêm vào nhằm nâng cao khả năng kết nối lưới trong trường hợp điện áp lưới giảm sâu. Tuy nhiên, vẫn không đảm bảo duy trì kết nối lưới một cách đầy đủ, đặc biệt khi lưới yếu.

Trong bài báo này, phương pháp điều khiển để nâng cao vận hành kết nối lưới của hệ thống phát điện gió trong trường hợp bị sự cố được áp dụng. Đầu tiên, mô hình hệ thống tua-bin gió dùng máy phát DFIG được phân tích. Sau đó, bộ điều chỉnh tích phân - tỷ lệ - cộng hưởng (PI + R) được sử dụng. Việc mô phỏng hệ thống tua-bin gió dùng máy phát DFIG công suất 2 MW dùng phương pháp đề xuất đã được thực hiện trong trường hợp điện áp lưới không cân bằng [5-9].

2. PHẢN ỨNG CỦA HỆ THỐNG PHÁT ĐIỆN GIÓ KẾT NỐI VỚI LƯỚI KHÔNG CÂN BẰNG (LƯỚI KHÔNG ĐỐI XỨNG)

Trong trường hợp lưới điện không cân bằng, thành phần từ thông và điện áp thứ tự nghịch lần lượt là:

$$\lambda_{dqs}^- = L_s i_{dqs}^- + L_m i_{dqr}^- \quad (1)$$

$$\lambda_{dqr}^- = L_r i_{dqr}^- + L_m i_{dqs}^- \quad (2)$$

$$\dot{v}_{dqs}^- = R_s i_{dqs}^- + p \lambda_{dqs}^- + j(-\omega_e) \lambda_{dqs}^- \quad (3)$$

$$\dot{v}_{dqr}^- = R_r i_{dqr}^- + p \lambda_{dqr}^- + j(-\omega_e - \omega_r) \lambda_{dqr}^- \quad (4)$$

Trong đó: dấu “-” chỉ thành phần thứ tự nghịch, dấu “+” chỉ thành phần thứ tự thuận, R_s là điện trở stator, R_r là điện trở rotor, L_m là hệ số điện cảm từ hóa, L_s là hệ số tự cảm stator, λ_{dqs}^- là từ thông stator theo phương dq, λ_{dqr}^- là từ thông rotor theo phương dq, i_{dqs}^- là dòng điện

stator theo phương dq, i_{dqr}^- là dòng điện rotor theo phương dq, v_{dqs}^- là điện áp stator theo phương dq, v_{dqr}^- là điện áp rotor theo phương dq, ω_e là tần số nguồn phát, ω_r là tần số góc rotor.

Công suất phát toàn phần được tính như sau:

$$S_T = P + jQ = 1,5(v_{dqs}^s i_{dqs}^{s*} + v_{dqr}^s i_{dqr}^{s*}) \quad (5)$$

Trong đó:

$$\text{Điện áp rotor trong hệ tọa độ đứng yên: } v_{dqr}^s = e^{j(\omega_e - \omega_r)t} v_{dqr}^+ + e^{j(-\omega_e - \omega_r)t} v_{dqr}^-$$

$$\text{Dòng điện rotor trong hệ tọa độ đứng yên: } i_{dqr}^s = e^{j(\omega_e - \omega_r)t} i_{dqr}^+ + e^{j(-\omega_e - \omega_r)t} i_{dqr}^-$$

Mômen máy phát được tính như sau:

$$T_e = \frac{P_m}{\omega_r} \quad (6)$$

$$T_e = 1,5\{L_m(i_{qs}^+ i_{dr}^+ + i_{qs}^- i_{dr}^-) + L_m(i_{qs}^+ i_{dr}^- + i_{qs}^- i_{dr}^+) \cos(2\omega_e t) + L_m(i_{qs}^+ i_{qr}^- - i_{qs}^- i_{qr}^+) \sin(2\omega_e t)\} \quad (7)$$

Để đơn giản, phương trình mô men được viết lại như sau:

$$T_e(t) = T_{e0} + T_{ec2} \cos(2\omega_e t) + T_{es2} \sin(2\omega_e t) \quad (8)$$

Trong đó:

$$\text{Thành phần DC: } T_{e0} = 1,5L_m(i_{qs}^+ i_{dr}^+ + i_{qs}^- i_{dr}^-)$$

$$\text{Thành phần dao động theo hàm cos: } T_{ec2} = 1,5L_m(i_{qs}^+ i_{dr}^- + i_{qs}^- i_{dr}^+)$$

$$\text{Thành phần dao động theo hàm sin: } T_{es2} = 1,5L_m(i_{qs}^+ i_{qr}^- - i_{qs}^- i_{qr}^+)$$

Do nguồn điện áp của lưới điện không cân bằng (lưới không đối xứng), mô men máy phát ngoài thành phần DC, còn có thêm hai phần dao động AC (T_{ec2} , T_{es2}) mà tần số của nó bằng 2 lần tần số của lưới điện nguồn. Dao động mô men của máy phát có thể được giảm bớt bằng cách điều khiển thành phần thứ tự âm của dòng rotor.

Công suất phát toàn phần phía stator được tính như sau:

$$S_s = P_s + jQ_s = 1,5(v_{dqs}^s i_{dqs}^{s*}) \quad (9)$$

Trong đó: Điện áp và dòng điện stator trong hệ tọa độ đứng yên lần lượt là

$$v_{dqs}^s = e^{j(\omega_e)t} v_{dqs}^+ + e^{j(-\omega_e)t} v_{dqs}^-$$

$$i_{dqs}^s = e^{j(\omega_e)t} i_{dqs}^+ + e^{j(-\omega_e)t} i_{dqs}^-$$

Công suất tác dụng phía stator được tính như sau:

$$P_s(t) = P_{s0} + P_{sc2} \cos(2\omega_e t) + P_{ss2} \sin(2\omega_e t) \quad (12)$$

Trong đó:

$$\text{Thành phần DC: } P_{s0} = 1,5(v_{ds}^+ i_{ds}^+ + v_{qs}^+ i_{qs}^+ + v_{ds}^- i_{ds}^- + v_{qs}^- i_{qs}^-) \quad (13)$$

$$\text{Thành phần dao động theo hàm cos: } P_{sc2} = 1,5(v_{ds}^+ i_{ds}^- + v_{qs}^+ i_{qs}^- + v_{ds}^- i_{ds}^+ + v_{qs}^- i_{qs}^+)$$

Thành phần dao động theo hàm sin: $P_{ss2} = 1,5(v_{qs}^- i_{ds}^+ - v_{ds}^- i_{qs}^+ - v_{qs}^+ i_{ds}^- + v_{ds}^+ i_{qs}^-)$

Ngoài ra, các thành phần công suất được viết lại như sau:

$$\begin{aligned} P_{sc2} &= 1,5(v_{ds}^+ i_{ds}^- + v_{qs}^+ i_{qs}^- + v_{ds}^- i_{ds}^+ + v_{qs}^- i_{qs}^+) \\ &= 1,5\{2(R_s + pL_s)i_{qs}^+ i_{qs}^- + pL_m(i_{qr}^+ i_{qs}^- + i_{qr}^- i_{qs}^+)\} + \quad (14) \\ &+ 1,5\omega_e L_s (i_{ds}^+ i_{qs}^- - i_{ds}^- i_{qs}^+) + 1,5\omega_e L_m (i_{dr}^+ i_{qs}^- - i_{dr}^- i_{qs}^+) \\ P_{ss2} &= 1,5(v_{qs}^- i_{ds}^+ - v_{ds}^- i_{qs}^+ - v_{qs}^+ i_{ds}^- + v_{ds}^+ i_{qs}^-) \\ &= 1,5\{pL_m (i_{qs}^+ i_{dr}^- - i_{qs}^- i_{dr}^+) - 2\omega_e L_s i_{qs}^+ i_{qs}^- - \omega_e L_m (i_{qs}^+ i_{qr}^- + i_{qs}^- i_{qr}^+)\} \quad (15) \end{aligned}$$

Công suất phản kháng phía stator được tính như sau:

$$q_s(t) = Q_{s0} + Q_{sc2} \cos(2\omega_e t) + Q_{ss2} \sin(2\omega_e t) \quad (16)$$

Trong đó:

Thành phần DC: $Q_{s0} = 1,5(v_{qs}^+ i_{ds}^+ - v_{ds}^+ i_{qs}^+ + v_{qs}^- i_{ds}^- - v_{ds}^- i_{qs}^-)$

Thành phần dao động theo hàm cos: $Q_{sc2} = 1,5(v_{qs}^+ i_{ds}^- - v_{ds}^+ i_{qs}^- + v_{qs}^- i_{ds}^+ - v_{ds}^- i_{qs}^+)$

Thành phần dao động theo hàm sin: $Q_{ss2} = 1,5(v_{ds}^p i_{ds}^n + v_{qs}^p i_{qs}^n - v_{ds}^n i_{ds}^p - v_{qs}^n i_{qs}^p)$

Ngoài ra, các thành phần công suất được viết lại như sau:

$$\begin{aligned} Q_{s0} &= 1,5(R_s + pL_s)(i_{qs}^+ i_{ds}^+ + i_{qs}^- i_{ds}^-) + 1,5pL_m (i_{qr}^+ i_{ds}^+ + i_{qr}^- i_{ds}^-) + \quad (17) \\ &+ 1,5\omega_e L_s (i_{ds}^+ i_{ds}^- - i_{ds}^- i_{ds}^+) + 1,5\omega_e L_m (i_{dr}^+ i_{ds}^- - i_{dr}^- i_{ds}^+) \end{aligned}$$

$$Q_{sc2} = 1,5\omega_e L_m \{L_s (i_{ds}^+ i_{ds}^- + i_{ds}^- i_{ds}^+) + L_m (i_{dr}^+ i_{ds}^- + i_{ds}^- i_{dr}^+)\} \quad (18)$$

$$Q_{ss2} = 1,5\omega_e L_m \{L_s (i_{ds}^+ i_{qs}^- - i_{ds}^- i_{qs}^+) + L_m (i_{dr}^+ i_{qs}^- - i_{dr}^- i_{qs}^+)\} \quad (19)$$

Bởi vì trục d của thành phần thứ tự thuận và thứ tự nghịch được chọn trùng với thành phần thứ tự thuận và thứ tự nghịch của từ thông stator. Vì thế, thành phần thứ tự thuận và thứ tự nghịch của điện áp trục d stator bằng 0. Mô men máy phát, công suất tác dụng stator và công suất phản kháng stator được tính toán phụ thuộc vào dòng điện stator và rotor. Ta thấy trong các phương trình của công suất phản kháng và mô men của máy phát, độ dao động của công suất phản kháng có sự liên hệ với độ dao động của mô men máy phát. Để loại bỏ dao động của mô men máy phát ($T_{ec2} = 0$ và $T_{es2} = 0$) thì dao động của công suất phản kháng sẽ giảm. Do đó, hai bộ điều khiển để giảm dao động công suất phản kháng ($Q_{sc} = 0$ và $Q_{ss} = 0$) được thêm vào. Công suất phản kháng stator tham chiếu (Q_{s0}) được điều khiển bằng 0. Dòng điện tham chiếu này được tính toán như sau:

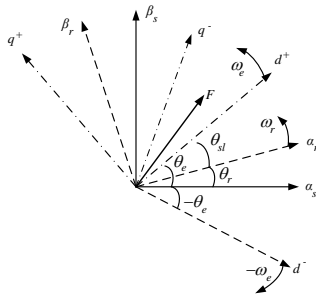
$$\begin{bmatrix} P_{s0} \\ Q_{s0} \\ P_{ss2} \\ P_{sc2} \\ Q_{ss2} \\ Q_{sc2} \end{bmatrix} = \frac{3}{2\omega_e L_s} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ V_{qse}^+ & -V_{dse}^+ & -V_{qse}^- & -V_{dse}^- \\ -V_{qse}^- & -V_{dse}^- & -V_{qse}^+ & -V_{dse}^+ \\ -V_{dse}^- & V_{qse}^- & V_{dse}^+ & -V_{qse}^+ \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{qse}^+ \\ V_{dse}^+ \\ V_{qse}^- \\ V_{dse}^- \end{bmatrix} + \frac{3L_m}{2L_s} \begin{bmatrix} V_{dse}^+ & V_{qse}^+ & V_{dse}^- & V_{qse}^- \\ V_{qse}^+ & -V_{dse}^+ & V_{qse}^- & -V_{dse}^- \\ V_{qse}^- & -V_{dse}^- & -V_{qse}^+ & V_{dse}^+ \\ V_{dse}^- & V_{qse}^- & V_{dse}^+ & V_{qse}^+ \\ -V_{dse}^- & -V_{qse}^- & V_{dse}^+ & V_{qse}^+ \\ V_{qse}^- & -V_{dse}^- & V_{qse}^+ & -V_{dse}^+ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{dre}^+ \\ I_{qre}^+ \\ I_{dre}^- \\ I_{qre}^- \end{bmatrix} \quad (20)$$

3. ĐIỀU KHIỂN DÒNG ĐIỆN MÁY PHÁT ĐIỆN GIÓ DÙNG BỘ ĐIỀU KHIỂN CỘNG HƯỞNG-TÍCH PHÂN-TỈ LỆ (PI-R)

Hình 2 thể hiện vector F giữa α_s, β_s , α_r, β_r và dq^+ , dq^- . Đối với vectơ F, phép biến đổi giữa các hệ tọa độ khác nhau được thể hiện như sau:

$$\begin{aligned} F_{dq}^+ &= F_{\alpha\beta}^s e^{-j\omega_e t}, & F_{dq}^- &= F_{\alpha\beta}^s e^{j\omega_e t} \\ F_{dq}^+ &= F_{dq}^- e^{-j2\omega_e t}, & F_{dq}^- &= F_{dq}^+ e^{j2\omega_e t} \\ F_{dq}^+ &= F_{\alpha\beta}^r e^{-j(\omega_e - \omega_r)t}, & F_{dq}^- &= F_{\alpha\beta}^r e^{j(\omega_e - \omega_r)t} \end{aligned} \quad (21)$$

Trong đó F có thể là điện áp, dòng điện và từ thông.



Hình 2. Mối quan hệ giữa các hệ trục tọa độ

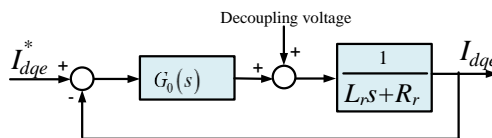
Vòng lặp điều khiển dòng điện được mô tả trong Hình 3. Hàm truyền của bộ điều khiển dòng điện dùng điều khiển cộng hưởng-tích phân-tỷ lệ (PIR) được định nghĩa như sau:

$$G_0(s) = k_p + \frac{k_i}{s} + \frac{k_{pR}s^2 + k_{rR}s}{s^2 + (2\omega_e)^2} \quad (22)$$

Trong đó: k_p, k_i, k_{pR} và k_{rR} là thông số của bộ điều khiển dòng điện.

Hàm truyền vòng kín của hệ thống được thể hiện như sau

$$G_c(s) = \frac{I_{dqe}(s)}{I_{dqe}^*(s)} = \frac{G_0(s)}{(L_r s + R_r) + G_0(s)} \quad (23)$$



Hình 3. Sơ đồ khối của bộ điều khiển dòng điện dùng PIR

Các thông số k_p, k_i, k_{pR} và k_{rR} trong bộ điều khiển PIR được mô tả bởi phương trình (22), (23) được xác định như sau :

$$D(s) = (Ls + R) [s^3 + s(2\omega_e)^2] + k_p s [s^2 + (2\omega_e)^2] + k_i [s^2 + (2\omega_e)^2] + (k_{pR}s^3 + k_{rR}s^2) \quad (24)$$

Các tham số của bộ điều khiển được tính toán dựa trên đa thức Naslin bậc bốn:

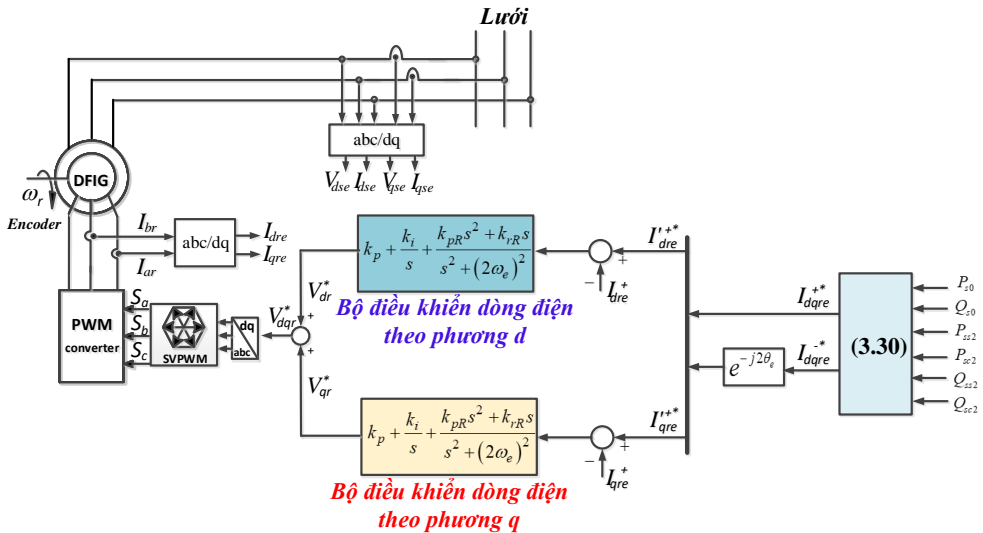
$$N(s) = \alpha_0 \left[1 + \frac{s}{\omega_n} + \frac{s^2}{\alpha \omega_n^2} + \frac{s^3}{\alpha^3 \omega_n^3} + \frac{s^4}{\alpha^6 \omega_n^4} \right] \quad (25)$$

Trong đó: α là hệ số đặc tính và ω_n là tần số Naslin

Kết hợp phương trình (24) và (25), ta được:

$$\begin{cases} \alpha_0 = \alpha^6 \omega_n^4 L_r \\ k_p = \frac{\alpha^6 \omega_n^3 L_r}{(2\omega_e)^2} - R_r \\ k_i = \frac{\alpha^6 \omega_n^4 L_r}{(2\omega_e)^2} \\ k_{pR} = \alpha^6 \omega_n L_r - R_r - k_p \\ k_{rR} = \alpha^5 \omega_n^2 L_r - L_r (2\omega_e)^2 - k_i \end{cases} \quad (26)$$

Hệ số đặc tính của đa thức Naslin thường được chọn là $\alpha = 2$. Do đó, các thông số thích hợp của bộ điều khiển dòng điện đề xuất đạt được như trong (26). Trong nghiên cứu này, các thông số của bộ điều khiển được thiết kế là $k_p = 1,8$; $k_i = 4,5$; $k_{pR} = 2558,2$; $k_{rR} = 22249,2$.



Hình 4. Sơ đồ khối điều khiển dòng điện rotor dùng PIR

4. KẾT QUẢ MÔ PHỎNG

Thông số của tua-bin gió và thông số của máy phát lần lượt được thể hiện trong Bảng 1 và 2.

Bảng 1. Thông số của tua-bin gió

Công suất định mức	2 MW
Bán kính cánh quạt	39 m
Cường độ không khí	1,225 kg/m ³
Hệ số chuyển đổi công suất cực đại	0,4
Tốc độ gió cận dưới	3 m/s

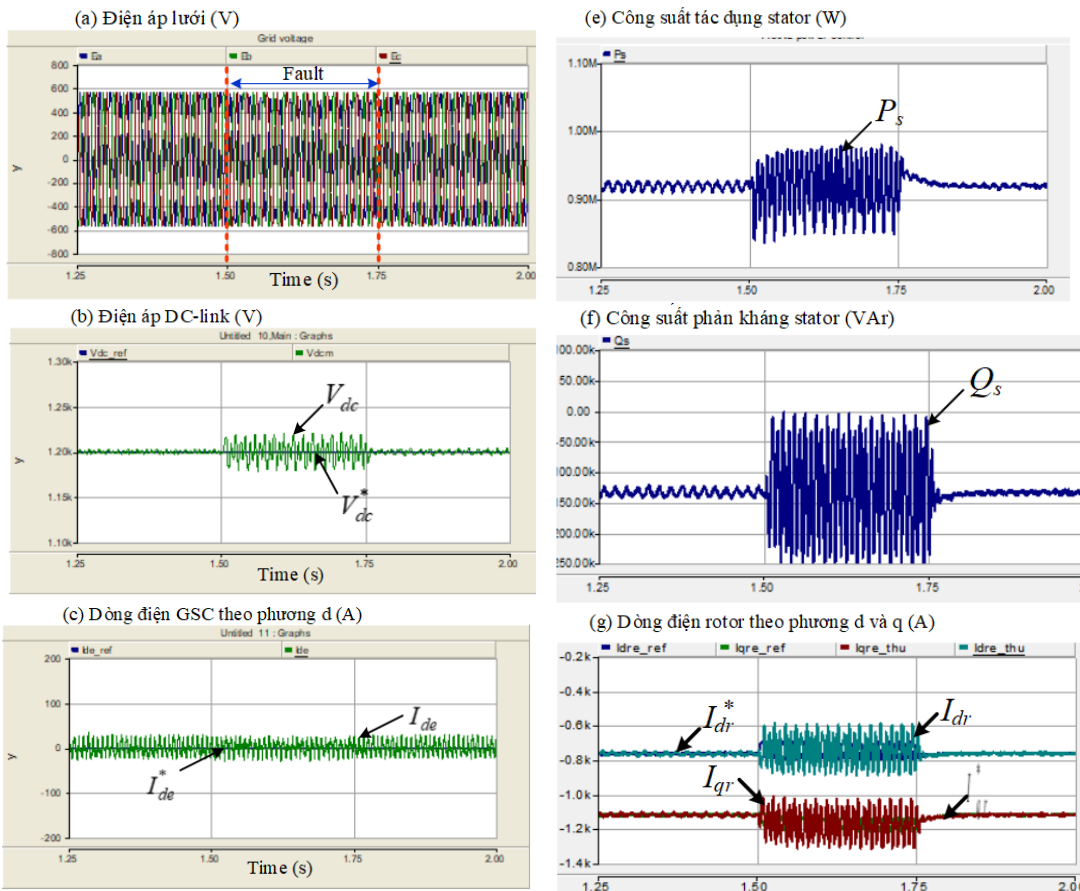
Tốc độ gió cận trên	25 m/s
Tốc độ gió định mức	14 m/s
Hệ số quán tính cánh quạt	$6,3 \times 10^6 \text{ kg.m}^2$

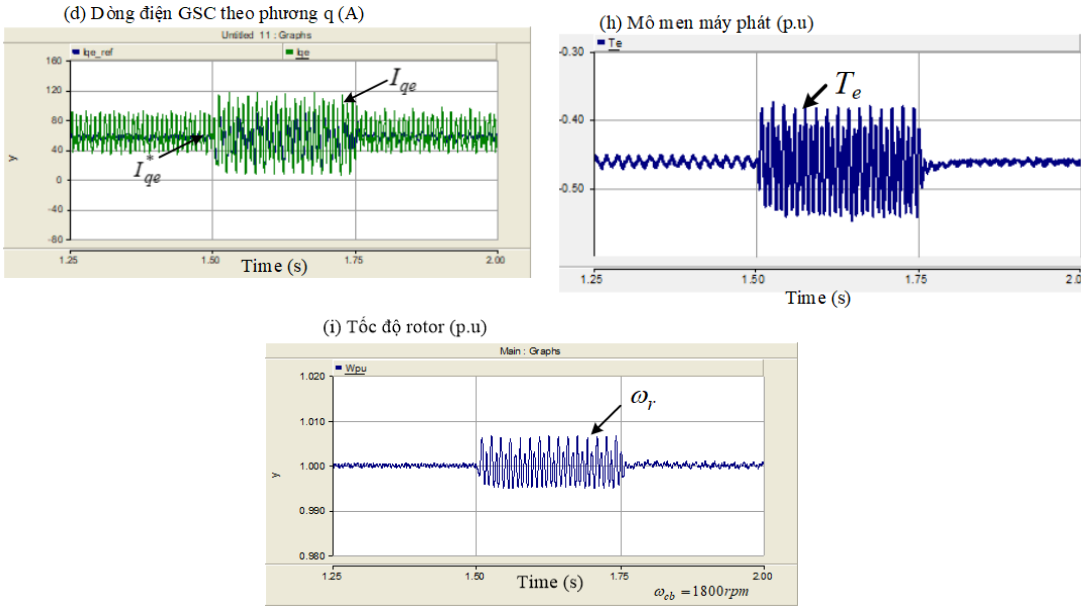
Bảng 2. Thông số của DFIG

Công suất định mức	2 MW
Điện áp lưới	33 kV
Điện áp stator	690 V
Điện trở stator	0,00488 p.u
Điện trở rotor	0,00549 p.u
Điện cảm rò stator	0,0924 p.u
Điện cảm rò rotor	0,0995 p.u
Điện cảm từ hóa	3.95279 p.u
Hệ số quán tính máy phát	200 kg.m ²

Trường hợp 1: Điều khiển PI thông thường trong trường hợp lưới điện áp có sự cố

Xét điện áp pha A giảm 12%. Kết quả mô phỏng dùng bộ điều khiển PI để điều khiển hệ thống khi có sự cố lưới có dạng như Hình 5.



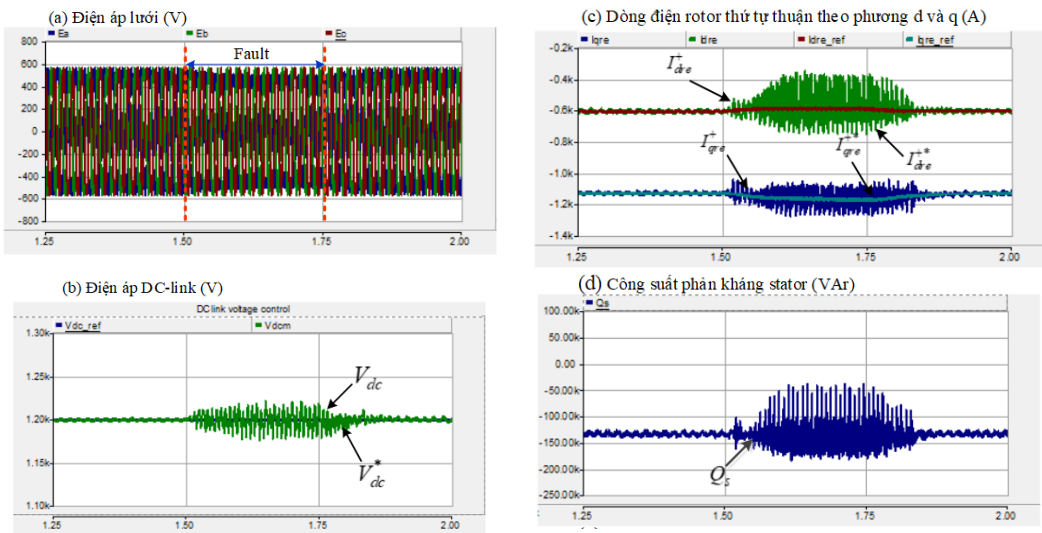


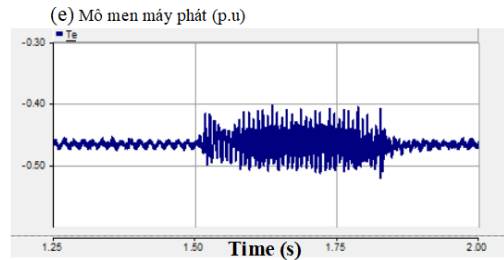
Hình 5. Kết quả mô phỏng dùng bộ điều khiển dòng điện (PI) khi có sự cố

Qua kết quả như Hình 5 ta thấy khi điện áp pha A giảm 12% trong khoảng thời gian từ 1,5 s đến 1,75 s thì độ dao động của tất cả các dạng sóng (điện áp DC-link, dòng điện vào bộ chỉnh lưu phía lưới (GSC), công suất tác dụng và công suất phản kháng stator, dòng điện rotor, mô men máy phát và tốc độ rotor) tăng cao. Khi sự cố lưới ba pha không cân bằng, hệ thống xuất hiện thành phần dòng điện thứ tự nghịch. Vì vậy, với việc dùng bộ điều khiển PI chỉ cho điều khiển dòng điện theo phương d và q là không phù hợp.

Trường hợp 2: Giải thuật điều khiển giảm dao động công suất stator và mô men dùng bộ điều khiển dòng điện song song theo phương d và q (bộ điều khiển dòng điện thứ tự thuận và nghịch theo phương d và q: dual current controllers for dq-axis)

Xét sự cố với điện áp pha A giảm 12% ($V_{qe}^+ \geq 0.85 (pu)$). Kết quả mô phỏng dùng bộ điều khiển dòng điện song song khi có sự cố lưới có dạng như Hình 6.





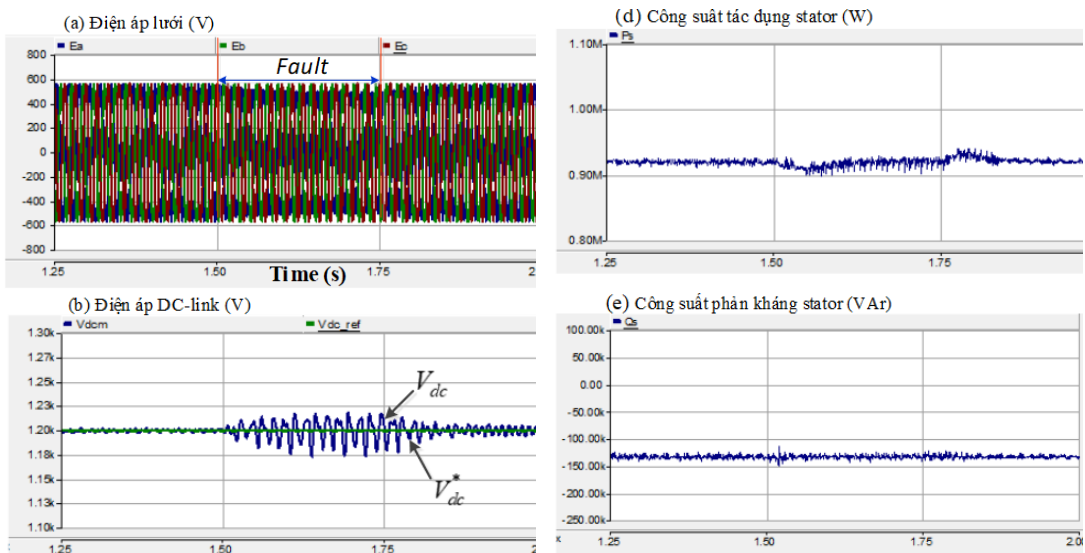
Hình 6. Kết quả mô phỏng dùng bộ điều khiển song song (dual current controller)

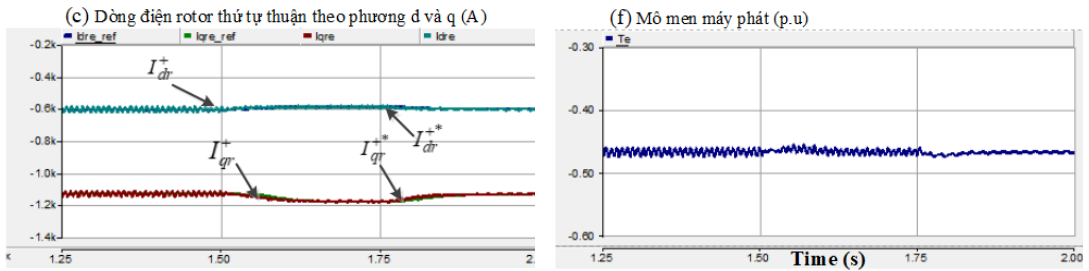
Qua kết quả như Hình 6, ta thấy trong khoảng thời gian sự cố (1,5-1,75) s, độ dao động của hầu như các dạng sóng (điện áp DC-link, dòng điện GSC, công suất phản kháng stator, dòng điện rotor, mô men máy phát và tốc độ rotor) do dùng bộ điều khiển dòng điện song song theo phương d và q đều giảm đáng kể, so với trường hợp chỉ dùng bộ điều khiển đơn theo phương d và q, trừ công suất tác dụng stator giảm tương đối ít. Độ dao động công suất phản kháng stator ($Q_{sc} = Q_{ss} = 0$) được làm giảm cũng chính là làm giảm dao động của mô men máy phát ($T_{esc} = T_{ess} = 0$). Do đó, kết quả mô phỏng như trong Hình 6 cho thấy độ dao động công suất phản kháng và độ dao động mô men giảm đáng kể. Thật khó có thể điều khiển đồng thời để vừa giảm dao động của công suất tác dụng vừa công suất phản kháng stator do thành phần dao động công suất tác dụng và công suất phản kháng stator không giống nhau.

Trong trường hợp sự cố điện áp lưới giảm ít (<12%), máy phát DFIG có thể khai thác sử dụng chính bộ back-to-back converters để điều khiển đảm bảo liên tục kết nối lưới, mà không cần phải dùng thiết bị phụ thêm vào.

Trường hợp 3: Giải thuật điều khiển giảm dao động công suất stator và mô men dùng bộ điều khiển dòng điện PIR theo phương d và q (bộ điều khiển dòng điện thứ tự thuận theo phương d và q)

Xét sự cố với điện áp pha A giảm 12% ($V_{qe}^+ \geq 0,85 (pu)$). Kết quả mô phỏng dùng bộ điều khiển dòng điện PIR để điều khiển hệ thống khi có sự cố lưới có dạng như Hình 7.





Hình 7. Kết quả mô phỏng dùng bộ điều khiển dòng điện PIR

Qua kết quả như Hình 7, ta thấy trong khoảng thời gian sự cố (1,5-1,75) s, độ dao động của hầu như các dạng sóng (điện áp DC-link, dòng điện GSC, công suất phản kháng stator, dòng điện rotor, mô men máy phát và tốc độ rotor) do dùng bộ điều khiển dòng điện PIR theo phương d và q đều giảm đáng kể, so với 2 trường hợp 1 và 2. Trong đó điện áp DC-Link tương đương như trường hợp 1- chỉ dùng bộ điều khiển đơn theo phương d và q, công suất tác dụng stator giảm sâu, độ dao động công suất phản kháng stator ($Q_{sc} = Q_{ss} = 0$) tương đương với độ giảm dao động của mô men máy phát ($T_{esc} = T_{ess} = 0$) giảm đáng kể.

Trong trường hợp sự cố điện áp lưới giảm ít (<12%), máy phát DFIG cũng vẫn có thể sử dụng chính bộ back-to-back converters để điều khiển đảm bảo liên tục kết nối lưới, mà không cần phải dùng thiết bị phụ thêm vào.

5. KẾT LUẬN

Bài báo đã trình bày giải thuật điều khiển dòng điện cho hệ thống tua-bin gió máy phát điện không đồng bộ nguồn kép trong điều kiện điện áp lưới không cân bằng. Với giải thuật này, mô hình hệ thống tua-bin gió máy phát DFIG với bộ biến đổi công suất phía rotor (RSC) được phân tích trong hệ tọa độ quay. Ngoài ra, điều khiển dòng điện rotor dùng bộ điều khiển tích phân tỷ lệ cộng với cộng hưởng (PI + R) được áp dụng. Do đó, dao động của công suất và mô men của máy phát giảm đi nhiều cả ở trạng thái quá độ lẫn trạng thái xác lập. Kết quả mô phỏng cho hệ thống tua-bin gió máy phát DFIG với công suất 2 MW dùng giải thuật đề xuất đã được kiểm chứng trong trường hợp điện áp lưới không cân bằng.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Abo-Khalil A. G., Lee D.-C., and Jang J.-I. – Control of back-to-back PWM converters for DFIG wind turbine systems under unbalanced grid voltage, IEEE International Symposium on Industrial Electronics (2007) 2637–2642. DOI: 10.1109/ISIE.2007.4375024.
2. Abobkr Hamida Abobkr and M. E. El-Hawary – Fault ride-through capability of doubly-fed induction generators based wind turbines, 2015 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), London, Canada (2015).
3. Bộ Công Thương - Thông tư 39/2015/TT-BCT quy định hệ thống điện phân phối, Hà Nội (2015).
4. Bộ Công Thương - Thông tư 25/2016/TT-BCT quy định hệ thống điện truyền tải, Hà Nội (2016).
5. Brekken T. and Mohan N. - A novel doubly-fed induction wind generator control scheme for reactive power control and torque pulsation compensation under

- unbalanced grid voltage conditions, IEEE Power Electronics Specialists Conference Proceedings **2** (2003) 760-764.
6. Brekken T. K. and Mohan N. – Control of a doubly fed induction generator under unbalanced grid voltage conditions, IEEE Transactions on Energy Conversion **22** (1) (2007) 129–135.
 7. Lopez J., Gubia E., Sanchis P., Roboam X., and Marroyo L. – Wind turbines based on doubly fed induction generator under asymmetrical voltage dips, IEEE Transactions on Energy Conversion **23** (1) (2008) 321-330.
 8. Abdelrahem M. and Kennel R. - Direct-model predictive control for fault ride-through capability enhancement of DFIG, Proceedings of PCIM Europe 2017; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management, Nuremberg, Germany (2017).
 9. Pena R., Clare J. C., and Asher G. M. - Double fed induction generator using back-to-back PWM converter and its application to variable- speed wind-energy generation, IEE Proceedings on Electric Power Applications **143** (3) (1996) 231-241.
 10. Pawar S. B., A. M. Jain, and J. D. Patil – Increasing low voltage ride through capability of doubly fed induction generator in wind energy transfer system during grid fault, International Conference & Workshop on Electronics & Telecommunication Engineering (ICWET 2016), Mumbai, India (2016).
 11. Seman S., J. Niiranen, and A. Arkkio – Ride-through analysis of doubly fed induction wind-power generator under unsymmetrical network disturbance, IEEE Trans. Power Syst., **21** (4) (2006) 1782–1789.
 12. Tan Luong Van and Van Cuu Ho – Enhanced fault ride-through capability of DFIG wind turbine systems considering grid-side converter as STATCOM, The International Conference on Advanced Engineering – Theory and Applications 2015 (AETA 2015), Vietnam (2015).
 13. Sun T., Z. Chen, and F. Blaabjerg – Voltage recovery of grid-connected wind turbines after a short-circuit fault, in Proc. IEEE Int. Symp. Ind. Electron., Roanoke, Virginia, (2003) 2723–2728.
 14. Akhmatov V. – Analysis of dynamic behavior of electric power systems with large amount of wind power, Ph.D. dissertation, Dept. Elect. Eng., Tech. Univ. Denmark, Kongens Lyngby, Denmark (2003).
 15. Xu L. and Wang Y. – Dynamic modeling and control of DFIG-based wind turbines under unbalanced network conditions, IEEE Transactions on Power Systems **22** (1) (2007) 314 – 323.
 16. Yamamoto M. and Motoyoshi O. – Active and reactive power control for doubly-fed wound rotor induction generator, IEEE Transactions on Power Electronics **6** (4) (1991) 624-629.

ABSTRACT

**CONTROL OF GRID-CONNECTED DFIG WIND TURBINE SYSTEM
DURING THE GRID FAULT**

Nguyen Thi Thanh Truc*, Bui Quang Huy
Ho Chi Minh City University of Food Industry
*Email: *trucntt@hufi.edu.vn*

This research, a control scheme based on a combination of proportional integral controller and resonant regulators has been proposed for the doubly-fed induction generator (DFIG) wind turbine system under unbalanced grid voltage. A model of DFIG wind turbine system with the rotor-side converter (RSC) is firstly analyzed in the synchronous reference frame. Then, the proportional integral plus resonant (PI+R) regulators are utilized. With this combination of the two controllers, the oscillations of the power and generator torque can be much reduced in the transient and steady states. The effectiveness of the proposed scheme is verified by the simulation results for the 2 MW-DFIG wind turbine system under unbalanced grid voltage conditions.

Keywords: Doubly-fed induction generator (DFIG), unbalanced voltage sag, grid fault.