

Operación óptima de turbina eólica con DFIG con funciones de tensión en rotor que sustituye a convertidor electrónico de potencia.

López-Carrasco, M. I.¹; Loera-Palomo, R.²; Sellschopp-Sánchez, F. S¹; Álvarez-Macías, C¹.

Datos de Adscripción:

¹ Instituto Tecnológico de la Laguna. División de Estudios de Posgrado e Investigación, Av. Instituto Tecnológico de La Laguna, 27000, Primero de Cobián Centro, Torreón, Coahuila, México.
m.milopezc@correoitallaguna.edu.mx

² CONAHCyT – Instituto Tecnológico de la Laguna. 27000 Torreón, Coahuila, México.

Resumen - En el presente trabajo se describe un modelo completo de un sistema eólico de velocidad variable con un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) para simulaciones en redes eléctricas, en donde el convertidor electrónico de potencia es sustituido por funciones de tensión en el rotor que aseguran una operación óptima de la turbina eólica, obteniendo así la máxima entrega de potencia dentro de las regiones II y III de operación. El modelo del sistema eólico involucra al modelo de la turbina eólica, transmisión mecánica y el modelo dinámico del DFIG en el marco de referencia qd; a través de las expresiones de corriente, potencia reactiva del estator, el par electromagnético, la tensión del estator y parámetros conocidos de la turbina eólica, se determinaron los enlaces de flujo por segundo de estator, de rotor y la tensión en terminales de rotor necesarias, logrando que el modelo del generador mantenga sus condiciones óptimas. Estos resultados permiten establecer las condiciones operativas que debe de satisfacer los convertidores electrónicos de potencia usados en generación eólica con DFIG.

Palabras Clave – DFIG, Condiciones iniciales, Modelado, Operación óptima, Sistema eólico.

Abstract - This research describes a complete model of a variable speed wind system with a doubly-fed induction generator (DFIG) for power grid simulations, where the power electronic converter is replaced by rotor voltage functions that ensure an optimal operation of the wind turbine, getting the maximum power of the turbine into regions II and III of operation. The wind system model requires the wind turbine model, mechanical transmission and the DFIG dynamic model in the qd reference frame; through the expressions of current, stator reactive power, electromagnetic torque, stator voltage and known wind turbine parameters, it was possible to determine the stator flux linkages per second, rotor flux linkages per second and voltage in terminals of the rotor necessary for the generator model to maintain its optimum conditions. These results allow establishing the operating conditions that must be satisfied by the power electronic converters used in wind power generation with DFIG.

Keywords – DFIG, Initial conditions, Modeling, Optimal operation, Wind System.

I. INTRODUCCIÓN

La generación de electricidad por medio de sistemas eólicos ha alcanzado una gran importancia a nivel mundial, ya que la demanda energética crece rápidamente conforme la sociedad crece y avanza. Lo anterior lleva a que se presenten problemas en el análisis de sistemas eléctricos de potencia, especialmente donde se hayan involucradas las turbinas eólicas de velocidad variable y generadores asíncronos.

El modelado de sistemas eólicos es conocido, sin embargo, la adecuación de los modelos para que satisfagan ciertas características para el análisis de sistemas de potencia es importante. En cualquier caso, una dificultad a enfrentar en sistemas que incluyen un DFIG es obtener una operación en estado estable a partir de condiciones iniciales conocidas, donde el grado de dificultad aumenta dado a que es necesario alimentar al rotor con las tensiones adecuadas con la finalidad de mantener constante la generación de potencia nominal para cualquier velocidad de viento, esta problemática ha sido cubierta parcialmente por diversos autores, los cuales presentan trabajos con diversos métodos para calcular dichas condiciones, por ejemplo, en (Feijóo, 2010, p.3) y (Amutha, 2014, p.1) se mencionan métodos basados en algoritmos iterativos Newton-Raphson, en (Seshadri, 2019, p.308) señala algoritmos iterativos con representación de condiciones en el plano complejo; los trabajos presentados en (Wu, M, 2017, p.4) y (Ekanayake et al., 2003, p.335) proponen procedimientos no iterativos con la finalidad de obtener esquemas de control de potencia, velocidad angular y de tensión en terminales de rotor; (Slootweg et al., 2001, p.4) presentan un análisis enfocado a integrar dichos generadores a la red de potencia, analizar flujos de cargas y transitorios; (Vladislav, 2002, p.92) muestra su aporte con el objetivo de diseñar controles de velocidad y análisis de transitorios; así como en (Perdana, 2008, p.77,124) enfoca su modelado para estudios de fallo en red y diseño de controladores. Sin embargo, y en su mayoría, los modelos y análisis presentados toman en cuenta al generador aislado y no presentan una representación del sistema eólico completo, además de no agregar un modelo del convertidor, por lo que las condiciones iniciales para la tensión del rotor encontradas dependen más de las condiciones deseadas en el generador que en variables de entrada en la turbina como la velocidad de viento o el par mecánico de la turbina eólica, por lo tanto no se muestran comportamientos de potencia, tensiones y corrientes con respecto a la operación variable del sistema analizado, además de no presentar una participación importante del convertidor electrónico de potencia.

En este trabajo, en el modelado y análisis del comportamiento del DFIG fue indispensable la obtención de funciones de tensión en las terminales de rotor, con el objetivo de validar la correcta operación del modelo desarrollado como un sistema eólico completo sin la directa necesidad de modelar y acoplar un

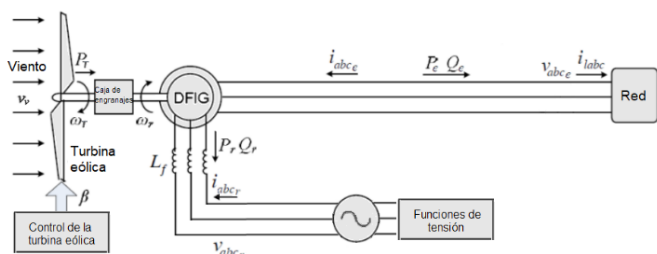
convertidor, lo cual conduce al ahorro de recursos computacionales, de tiempo de análisis y de la oportuna obtención de una representación simplificada con propósitos de análisis de flujos de potencia y de comportamientos con respecto a la velocidad de viento, viéndose como un modelo completo con una operación análoga que se manifiesta en el convertidor. Además, se ofrece un procedimiento algebraico relativamente sencillo, sin necesidad de recurrir a iteraciones y/o métodos numéricos. El trabajo propuesto no excluye posibles desarrollos futuros de sistemas de control, análisis adicionales o mejoras en su estructura.

II. PARTE TÉCNICA DEL ARTÍCULO

2.1. Modelo de sistema eólico

El sistema eólico estudiado consta de una turbina de velocidad variable que está acoplado, mediante una etapa de transmisión mecánica a un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), un convertidor electrónico de potencia bidireccional de tipo *back-to-back*, que cumple la función de alimentar al rotor con las tensiones, corrientes y potencia necesarios para que, mediante el control de dichos parámetros, sea posible mantener la generación de electricidad, además de incrementar el rango de velocidad del generador (Kouro et al, 2015, p.8). En este trabajo se propone un sistema que permite prescindir de dicho convertidor electrónico, mediante su sustitución por funciones de tensión controladas conservando sus condiciones operativas, con el objetivo de lograr la simplicidad del análisis del sistema eólico; este sistema propuesto es mostrado en la figura 1:

Figura 1
Sistema eólico sin convertidor electrónico de potencia.



2.2. Turbina eólica

La energía cinética proveniente del viento es convertida en electricidad por medio de un sistema electromecánico, donde dicho proceso comienza con la obtención de energía mecánica dado por las álabes de la turbina eólica, siendo la potencia del viento incidente dada por (1):

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A_T v_v^3 \quad (1)$$

donde ρ es la densidad del aire, A_T es el área de barrido de los álabes y v_v es la velocidad del viento, en m/s. En (2) se muestra la potencia mecánica a la salida del eje:

$$P_T = P_v C_p = \frac{1}{2} \rho A_T v_v^3 C_p \quad (2)$$

La relación entre la potencia eólica incidente y la potencia mecánica producida por la turbina indica la eficiencia de

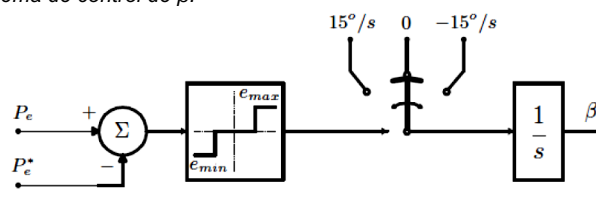
conversión, cuya relación se denomina coeficiente de potencia, la ecuación es mostrada en (3) y (4):

$$C_p(\lambda_T, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^2 - c_5 \right) e^{\left(\frac{-c_6}{\lambda_i} \right)} + c_7 \lambda_T \quad (3)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda_T + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (4)$$

donde las constantes $c_1 \dots c_7$ dependen de las características aerodinámicas de la turbina. Además, las álabes cuentan con un control de rotación ajustable, donde es manipulado el ángulo de las mismas, denominado β . El control del ángulo de las palas de la turbina eólica que se utiliza dentro de este trabajo que se propone en (El-Tous, 2008, p.119), se muestra en la figura 2, en la cual las variables a comparar son la potencia nominal de la turbina eólica y la potencia generada, donde, dependiendo del valor de la señal de error, el sistema ejerce la acción de control que determina el ángulo β correspondiente a la velocidad de viento incidente.

Figura 2
Sistema de control de β .



La operación de dicho control está limitada entre 0° correspondiente a la extracción máxima de potencia desde la velocidad de viento de arranque, hasta 90° que es el peor ángulo de ataque para velocidades de viento que exceden la velocidad de corte, con la finalidad de cesar la extracción de energía para salvaguardar la estructura del sistema eólico de potenciales daños (Kouro et al., 2011, p.29). La ecuación (5) describe la relación de velocidad de punta, la cual relaciona la velocidad tangencial de la turbina con la velocidad del viento incidente:

$$\lambda_T = \frac{\omega_T R_T}{v_v} \quad (5)$$

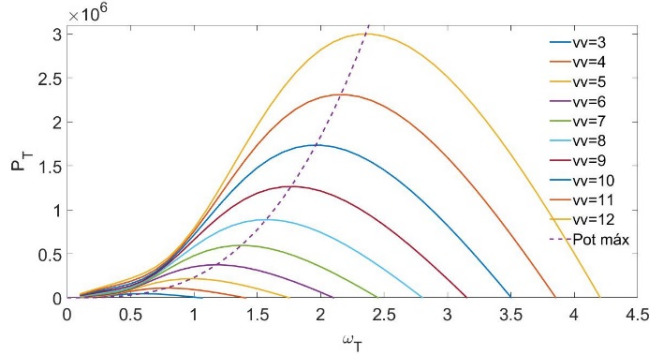
La operación entre velocidad de arranque y nominal requiere de un ángulo de ataque de cero, con el objetivo de extraer la mayor cantidad de potencia posible del viento; es decir, los parámetros presentados pasan a ser llamados óptimos. Cuando la relación de velocidad de punta es óptima, se obtiene un coeficiente de potencia máximo, por lo tanto, a partir de (5) y considerando la velocidad de viento nominal es posible obtener la potencia óptima y, por lo tanto, al par óptimo:

$$P_{T \text{ opt}} = \frac{1/2 \rho \pi R_T^5 \omega_{T \text{ opt}}^3}{\lambda_{\text{opt}}} C_{p \text{ max}} \quad (6)$$

$$T_{T \text{ opt}} = \frac{P_{T \text{ opt}}}{\omega_T} \quad (7)$$

En la figura 3 se muestra, en función de la velocidad angular de rotación, la relación de la potencia desarrollada por la turbina eólica para diferentes velocidades de viento, así como la potencia óptima objetivo.

Figura 3
Potencia de la turbina con respecto a la velocidad angular.



2.3. Acoplamiento mecánico

El acople mecánico entre la turbina y el generador eléctrico es dado por la ecuación (8) según (Beltrán et al, 2009, p.2):

$$J_{eq} \frac{d\omega_T}{dt} = T_T - B_{eq}\omega_T - NT_{em} \quad (8)$$

Donde

J_{eq} es la inercia asociada a la masa de la turbina eólica.

ω_T es la velocidad angular de la turbina eólica.

T_T es el par generado por la fuerza del viento.

B_{eq} es el coeficiente de fricción viscoso debido a la resistencia de rotación por el aire.

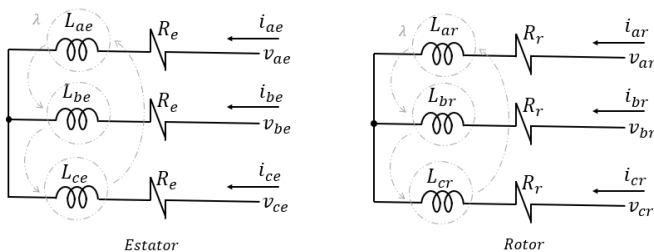
N es la relación de transmisión.

T_{em} es el par electromagnético del rotor, depende de la demanda de corriente eléctrica en la carga

2.4. Modelo del DFIG

Para obtener el modelo del DFIG es necesario comenzar con la obtención de las ecuaciones de tensión de fase para estator y rotor, los circuitos trifásicos representativos se muestran en la figura 4 (Krause et al, 2002, p.143):

Figura 4
Circuitos trifásicos de estator y rotor



Dado que el circuito del estator induce campos electromagnéticos, tensiones y corrientes en el circuito del rotor, se considera que ambas partes están magnéticamente acopladas, por lo tanto, se debe de analizar un circuito con respecto al otro, en este caso fue referido el circuito del rotor al

estator (Ong, 1998, p. 175), considerando al sistema magnético acoplado como lineal y en términos de enlaces de flujo. De esta manera se pueden representar las ecuaciones de tensión, y con la finalidad de reducir el número de ecuaciones y su variación en el tiempo, las ecuaciones trifásicas balanceadas se transforman al marco de referencia $qd0$; además, y con el propósito de simplificar el procedimiento, se representan los enlaces de flujo como enlaces de flujo por segundo:

$$\psi = \omega_b \lambda \quad (9)$$

Obteniéndose para el estator

$$v_{qe} = R_e i_{qe} + \frac{d\psi_{qe}}{dt} + \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{de} \quad (10)$$

$$v_{de} = R_e i_{de} + \frac{d\psi_{de}}{dt} - \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{qe} \quad (11)$$

Y para el rotor

$$v'_{qr} = R'_r i'_{qr} + \frac{d\psi'_{qr}}{dt} + \frac{(\omega - \omega_r)}{\omega_b} \psi'_{dr} \quad (12)$$

$$v'_{dr} = R'_r i'_{dr} + \frac{d\psi'_{dr}}{dt} - \frac{(\omega - \omega_r)}{\omega_b} \psi'_{qr} \quad (13)$$

En donde, la velocidad angular base se considera igual a la velocidad angular del marco de referencia síncrono:

$$\omega_B = \omega \quad (14)$$

Y el deslizamiento se obtiene a través de:

$$s = \frac{\eta_{sinc} - \eta_r}{\eta_{sinc}} = \frac{\omega - \omega_r}{\omega_B} \quad (15)$$

El par electromagnético con las variables eléctricas de estator es definido por (16):

$$T_{em} = \frac{P}{2} \frac{3}{2} \frac{1}{\omega_B} (\psi_{de} i_{qe} - \psi_{qe} i_{de}) \quad (16)$$

Las corrientes de estator y rotor son

$$i_{qe} = \frac{(\psi_{qe} - \psi_{mq})}{x_{le}} \quad (17)$$

$$i_{de} = \frac{(\psi_{de} - \psi_{md})}{x_{le}} \quad (18)$$

$$i'_{qr} = \frac{(\psi'_{qr} - \psi_{mq})}{x'_{lr}} \quad (19)$$

$$i'_{dr} = \frac{(\psi'_{dr} - \psi_{md})}{x'_{lr}} \quad (20)$$

Considerando entonces las siguientes ecuaciones, donde (21) es la reactancia de la rama magnetizante del estator

$$x_M = \omega_b L_M \quad (21)$$

L_M representa la inductancia mutua de los devanados del estator. Las ecuaciones (22)-(24) representan la saturación magnética (Krause et al, 2002, p.185):

$$\psi_{md} = x_{ad} \left(\frac{\psi_{de}}{x_{le}} + \frac{\psi'_{dr}}{x'_{lr}} \right) \quad (22)$$

$$\psi_{mq} = x_{aq} \left(\frac{\psi_{qe}}{x_{le}} + \frac{\psi'_{qr}}{x'_{lr}} \right) \quad (23)$$

$$x_{aq} = x_{ad} = \left(\frac{1}{x_M} + \frac{1}{x_{le}} + \frac{1}{x'_{lr}} \right)^{-1} \quad (24)$$

Al sustituir las ecuaciones de la corriente (17)-(20) en las de tensión (10)-(13) se obtienen nuevas ecuaciones de tensión (25)-(28) para el estator y el rotor respectivamente en función de las reactancias:

$$\frac{d\psi_{qe}}{dt} = \omega_b [v_{qe} - \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{de} + \frac{R_e}{x_{le}} (\psi_{mq} - \psi_{qe})] \quad (25)$$

$$\frac{d\psi_{de}}{dt} = \omega_b \left[v_{de} + \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{qe} + \frac{R_e}{x_{le}} (\psi_{md} - \psi_{de}) \right] \quad (26)$$

$$\frac{d\psi'_{qr}}{dt} = \omega_b [v'_{qr} - \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b} \right) \psi'_{dr} + \frac{R'_r}{x'_{lr}} (\psi_{mq} - \psi'_{qr})] \quad (27)$$

$$\frac{d\psi'_{dr}}{dt} = \omega_b [v'_{dr} - \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b} \right) \psi'_{qr} + \frac{R'_r}{x'_{lr}} (\psi_{md} - \psi'_{dr})] \quad (28)$$

Las potencias real y reactiva en el estator en qd (Krause et al, 2002, p. 139) son calculadas por medio de la ecuación (29) y (30) respectivamente:

$$P_{qde} = \frac{3}{2} (v_{qe} i_{qe} + v_{de} i_{de}) \quad (29)$$

$$Q_{qde} = \frac{3}{2} (v_{qe} i_{de} - v_{de} i_{qe}) \quad (30)$$

2.5. Cálculo del punto de operación del DFIG

El cálculo de condiciones iniciales parte de tomar las ecuaciones de tensión del modelo en estado estable, por lo tanto, las ecuaciones diferenciales (25)-(28) son igualadas a cero, y la ecuación que representa al acople mecánico descrita en (8), y despreciando el coeficiente de fricción, es considerada ahora en (31), donde N es la relación de transmisión por el acople mecánico, con respecto al eje del DFIG:

$$T_{em} = \frac{T_T}{N} \quad (31)$$

Es esta parte, donde el acople mecánico cumple su función de relacionar directamente la velocidad de viento con las variables del generador, el punto de equilibrio se obtiene al ser igualados el par de la turbina eólica y el del par electromagnético. Por lo que, se obtiene un sistema de cuatro ecuaciones con seis incógnitas descritas en (32)-(35):

$$0 = v_{qe} - \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{de} + \psi_{qe} \frac{R_e x_{aq}}{x_{le}} \left(\frac{1}{x_{le}} - \frac{1}{x_{aq}} \right) + \psi'_{qr} \frac{R_e x_{aq}}{x_{le} x'_{lr}} \quad (32)$$

$$0 = v_{de} + \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{qe} + \psi_{de} \frac{R_e x_{aq}}{x_{le}} \left(\frac{1}{x_{le}} - \frac{1}{x_{aq}} \right) + \psi'_{dr} \frac{R_e x_{aq}}{x_{le} x'_{lr}} \quad (33)$$

$$0 = v'_{qr} - \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b} \right) \psi'_{dr} + \psi'_{qr} \frac{R_r x_{aq}}{x'_{lr}} \left(\frac{1}{x'_{lr}} - \frac{1}{x_{aq}} \right) + \psi_{qe} \frac{R_r x_{aq}}{x_{le} x'_{lr}} \quad (34)$$

$$0 = v'_{dr} + \left(\frac{\omega - \omega_r}{\omega_b} \right) \psi'_{qr} + \psi'_{dr} \frac{R_r x_{aq}}{x'_{lr}} \left(\frac{1}{x'_{lr}} - \frac{1}{x_{aq}} \right) + \psi_{de} \frac{R_r x_{aq}}{x_{le} x'_{lr}} \quad (35)$$

Dado que la potencia activa depende de la potencia capturada por la turbina eólica, se tomó la ecuación de la potencia reactiva, así que, si se toman (30) y la ecuación del par electromagnético (16) y se sustituyen las corrientes (17)-(20) y las de saturación magnética (22)-(24) es posible obtener:

$$T_{em} = \frac{3P x_{aq}}{4\omega_b x_{le} x'_{lr}} (\psi_{qe} \psi'_{dr} - \psi_{de} \psi'_{qr}) \quad (36)$$

$$Q_{qde} = \frac{3x_{aq}}{2x_{le}} \left[v_{qe} \left(\frac{\psi_{de}}{x_{aq}} - \frac{\psi_{de}}{x_{le}} - \frac{\psi'_{dr}}{x'_{lr}} \right) - v_{de} \left(\frac{\psi_{qe}}{x_{aq}} - \frac{\psi_{qe}}{x_{le}} - \frac{\psi'_{qr}}{x'_{lr}} \right) \right] \quad (37)$$

Por lo que ahora se cuentan con seis ecuaciones y seis incógnitas. Si al despejar ψ'_{qr} y ψ'_{dr} de (32) y (33) respectivamente, y al sustituir en (34)-(37), se obtienen ahora un sistema de cuatro ecuaciones con cuatro incógnitas, mostradas en (38)-(41), donde se logra eliminar la dependencia a ψ'_{qr} y ψ'_{dr} :

$$0 = v'_{qr} + v_{de} \left[\frac{(\omega - \omega_r) x_{le} x'_{lr}}{\omega_b R_e x_{aq}} \right] - v_{qe} \left[\frac{(x_{aq} - x'_{lr}) x_{le} R_r}{x_{aq} x'_{lr} R_e} \right] + \psi_{qe} \left[\frac{(\omega - \omega_r) \omega x_{le} x'_{lr}}{\omega_b^2 R_e x_{aq}} + \frac{R_r x_{aq}}{x_{le} x'_{lr}} - \frac{(x_{aq} - x'_{lr})(x_{aq} - x_{le}) R_r}{x_{aq} x'_{lr} x_{le}} \right] + \psi_{de} \left[\frac{(\omega - \omega_r)(x_{aq} - x_{le}) x'_{lr}}{\omega_b x_{le} x_{aq}} + \frac{(x_{aq} - x'_{lr}) x_{le} \omega R_r}{\omega_b R_e x_{aq} x'_{lr}} \right] \quad (38)$$

$$0 = v'_{dr} - v_{de} \left[\frac{(x_{aq} - x'_{lr}) x_{le} R_r}{x_{aq} x'_{lr} R_e} \right] - v_{qe} \left[\frac{(\omega - \omega_r) x_{le} x'_{lr}}{\omega_b R_e x_{aq}} \right] - \psi_{qe} \left[\frac{(\omega - \omega_r)(x_{aq} - x_{le}) x'_{lr}}{\omega_b x_{le} x_{aq}} + \frac{(x_{aq} - x'_{lr}) x_{le} \omega R_r}{\omega_b R_e x_{aq} x'_{lr}} \right] + \psi_{de} \left[\frac{(\omega - \omega_r) \omega x_{le} x'_{lr}}{\omega_b^2 R_e x_{aq}} + \frac{R_r x_{aq}}{x_{le} x'_{lr}} - \frac{(x_{aq} - x'_{lr})(x_{aq} - x_{le}) R_r}{x_{aq} x'_{lr} x_{le}} \right] \quad (39)$$

$$T_{em} = \frac{3P}{4\omega_b R_e} \left[-v_{de} \psi_{qe} - \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{qe}^2 + v_{qe} \psi_{de} - \frac{\omega}{\omega_b} \psi_{de}^2 \right] \quad (40)$$

$$Q_{de} = \frac{3\omega}{2\omega_b R_e} [v_{qe} \psi_{qe} + v_{de} \psi_{de}] \quad (41)$$

De la ecuación de la potencia reactiva (30), se opta por despejar ψ_{qe} y es sustituido dentro de la ecuación del par electromagnético (16), obteniéndose una ecuación cuadrática mostrada en (42):

$$0 = \psi_{de}^2 \left[\frac{\omega}{\omega_b} \frac{(v_{qe}^2 + v_{de}^2)}{v_{qe}^2} \right] + \psi_{de} \left[\frac{-(v_{qe}^2 + v_{de}^2)v_{qe} - 4/3 R_e Q_e v_{de}}{v_{qe}^2} \right] + \left[\frac{4\omega_b R_e T_{em}}{3P} + \frac{2\omega_b R_e Q_e}{3\omega v_{qe}} \left(v_{de} + \frac{2R_e Q_e}{3v_{qe}} \right) \right] \quad (42)$$

Donde las soluciones se presentan en la ecuación (43)

$$\psi_{de1,2} = \omega_b \left[\frac{-(v_{qe}^2 + v_{de}^2)v_{qe} - 4/3 R_e Q_e v_{de}}{2\omega(v_{qe}^2 + v_{de}^2)} \right] * \left\{ -1 \pm \sqrt{1 - \frac{8\omega_b R_e v_{qe}^2 (v_{qe}^2 + v_{de}^2) \left[\frac{2T_{em}}{P} + \frac{Q_e}{\omega v_{qe}} \left(\frac{3v_{de}v_{qe} + 2R_e Q_e}{3v_{qe}} \right) \right]}{3[-(v_{qe}^2 + v_{de}^2)v_{qe} - 4/3 R_e Q_e v_{de}]^2}} \right\} \quad (43)$$

Con la cual, finalmente se consigue una ecuación que solo depende de valores ya conocidos; por lo tanto, dadas las tensiones del estator, se conoce el enlace de flujo por segundo ψ_{de} , con el cual es posible encontrar ψ_{qe} y ser sustituidos en (38) y (39) para encontrar las tensiones producidas en el rotor según la velocidad de viento de entrada. Cabe mencionar que el par electromagnético será igualado al par óptimo, asegurando que las tensiones de rotor llevan al sistema eólico a su punto de operación óptimo.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En las tablas 1 y 2 se muestran los parámetros utilizados para realizar el presente estudio, tomando como referencia un sistema eólico de 3MW (Wu, 2017, p. 444, 451).

Tabla 1

Datos de la turbina eólica de 3MW.

C1	0.3915
C2	116
C3	0.4
C4	0
C5	5
C6	21
C7	0.0192
Radio	43.36 m
Velocidad viento arranque	7 m/s
Velocidad viento nominal	12 m/s
Velocidad viento de corte	25 m/s
Potencia nominal	3 MW
Par nominal	1273 KN m
Velocidad nominal del rotor	22.3 RPM = 2.38 rad/s
C _p óptimo	0.48
Λ _T óptima	8.5128
Inercia J _{eq}	680 Kg m ²
Relación de transmisión	96

Tabla 2

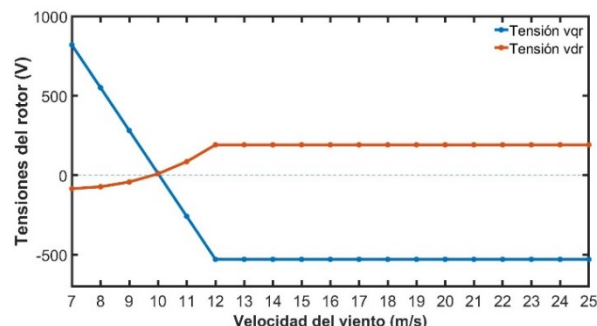
Parámetros y especificaciones de DFIG de 3MW.

Frecuencia estator	60 Hz
Número de polos	4
Resistencia devanados estator	27.285 mΩ
Resistencia devanados rotor	21.264 mΩ
Inductancia devanados estator	1.785 mH
Inductancia devanados rotor	1.607 mH
Inductancia mutua estator y rotor	15.168 mH
Velocidad del marco de referencia	377 rad/s
Velocidad base	377 rad/s
Reactancia devanados estator	0.6729 Ω
Reactancia devanados rotor	0.6058 Ω
Reactancia de rama de magnetización estator	5.7182 Ω

Para obtener las condiciones iniciales requeridas, se especifica la velocidad de viento de entrada al sistema y mediante el uso del programa *MATLAB*® son obtenidas las curvas características de tensión, corriente y potencia en el rotor. En la figura 5 se muestra la operación del DFIG con respecto a la región II de operación (de 7 m/s a 12 m/s), la cual muestra un comportamiento variable, en contraste a la región III (12 m/s a 25 m/s) donde se aprecia un suministro de tensión constante necesaria para mantener la generación de potencia eléctrica nominal. Cabe mencionar que el comportamiento de las tensiones de la región III se debe a que el control del ángulo de pala está actuando, regulando la potencia del sistema eólico.

Figura 5

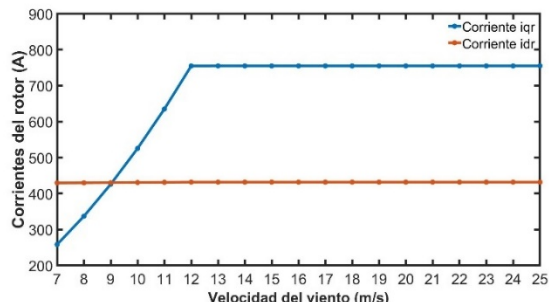
Curvas características de tensión del rotor.



En la figura 6 se aprecia un aumento en la demanda de la corriente i_{qr} en el rotor conforme aumenta la velocidad del viento, y al rebasar a la velocidad de viento nominal de 12 m/s se mantiene constante (región III). En cuanto a la corriente i_{dr} , esta se mantiene constante tanto en la región II como en la región III de operación.

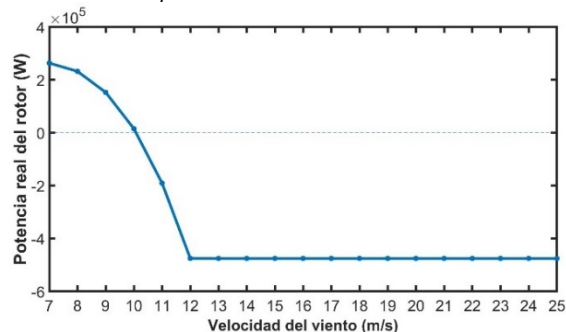
Figura 6

Curvas características de corriente del rotor.



En la figura 7 se aprecia la potencia del rotor, en la cual, conforme alcanza la velocidad de viento nominal, se obtienen valores negativos asociados a la generación de electricidad, correspondiente a los comportamientos de tensión y en especial de las corrientes mostradas anteriormente.

Figura 7
Curva característica de potencia en rotor.



El modelo obtenido fue simulado en el programa *Simulink*® validando la correcta operación del sistema, proyectada anteriormente en las figuras 5, 6 y 7. Fueron seleccionadas las velocidades de viento 12 m/s, 7 m/s y 10 m/s respectivamente, con una duración de 40 segundos cada uno. Es posible apreciar en la figura 8 que los comportamientos obtenidos son correspondientes a las figuras anteriormente descritas, presentándose siempre una de las tensiones negativas (región II). En la figura 9 se muestra que las corrientes se mantienen positivas al igual que en la figura 6 (región II).

Figura 8
Operación de tensión en rotor en región II.

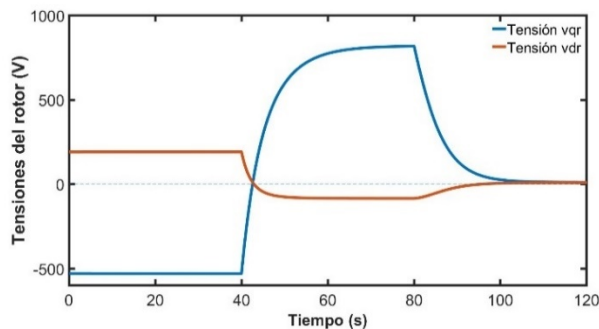
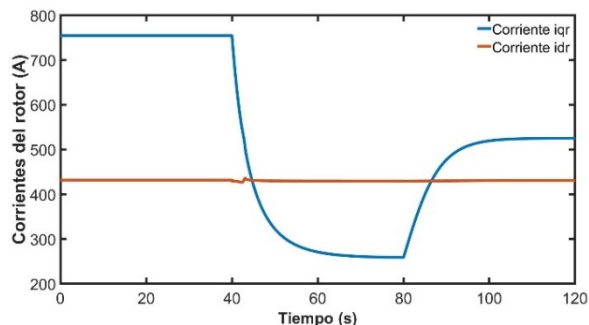
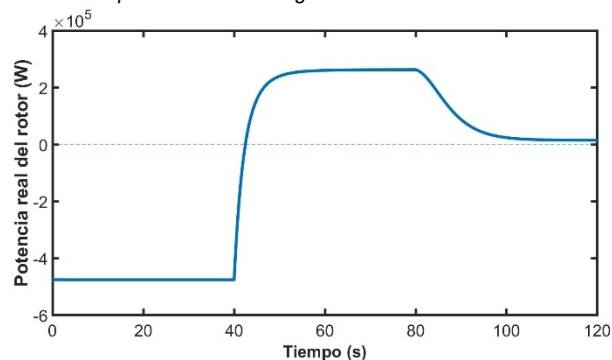


Figura 9
Operación de las corrientes en rotor región II.



En la figura 10 se muestra el comportamiento de la potencia en el rotor, donde se aprecia que para una velocidad de viento de 12 m/s esta es negativa. El cambio de velocidad de viento a 7 m/s implica que la potencia del rotor sea positiva, como se estableció en la figura 7. Este comportamiento se da como consecuencia de la tensión y corriente bidireccionales descritos anteriormente.

Figura 10
Operación de la potencia en rotor región II.



IV. CONCLUSIONES

Del estudio realizado en este trabajo, se han obtenido funciones de tensión que son capaces de alimentar al rotor del DFIG y de proveer de potencia bidireccional, los cuales operan análogamente al de un convertidor de potencia del tipo *back to back*, por lo que fue posible representar al sistema eólico como un modelo que abarca a la turbina eólica, el control de ángulo de las álabes, el acoplamiento mecánico, el DFIG y dichas funciones de tensión en rotor sin la necesidad de acoplar el modelo del convertidor electrónico de potencia, reduciendo así la complejidad del proceso de modelado, y además fue posible la obtención de condiciones iniciales enfocadas a la operación del DFIG con sólo la velocidad de viento como entrada, lo cual reduce significativamente el tiempo de simulación del sistema. Por lo tanto, este trabajo propone un modelo completo que ofrece la posibilidad de realizar análisis adicionales o de ser modificado con la finalidad de expandir las oportunidades de estudio de un sistema eólico tan complejo, como lo es el de velocidad variable.

V. AGRADECIMIENTOS

Esta investigación fue apoyada por CONACYT, México, bajo el proyecto 1982 de cátedras CONACYT; y por PRODEP a través de IFLAG-CA-10.

VI. REFERENCIAS

- Amutha, N. y Kalyan Kumar, B. (2014). Initialization of DFIG based wind generating system. *Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC)*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/NPSC.2014.7103814>
- Beltrán, A., González, E., Morilla, F. y Vázquez, F. (2009). *Modelado y Análisis de Interacción de un Generador Eólico para Control*

Multivariable. Congreso Anual de la Asociación de México de Control Automático. Zacatecas, México.

- Ekanayake, J.B., Holdsworth, L., Wu, X.G. y Jenkins, N. (2003). Direct solution method for initializing doubly-fed induction wind turbines in power system dynamic models. *IEEE, Proc.-Gener. Transm. Distrib*, 150(3), 1-9.
<https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20030245>
- El-Tous, Y. (2008). Pitch Angle Control of Variable Speed Wind Turbine. *American J. of Engineering and Applied Sciences*, 1(2), 118-120.
<https://doi.org/10.3844/ajeassp.2008.118.120>
- Feijóo Lorenzo, A. E. y Medina Padrón, J. F. (2010). Calculating Steady State Operating Conditions for Doubly-Fed Induction Generator Wind Turbines. *IEEE Transactions on power systems*, 25(2), 1-7.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036853>
- Kouro, S., Lang, Y., Wu, B. y Zargari, N. (2011). *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. IEEE PRESS.
- Kouro, S., Narimani, M., Paresh C. Sen, P.C., Wu, B. y Yaramasu, V. (2015). High-Power Wind Energy Conversion Systems: State-of-the-Art and Emerging Technologies. *Proceedings of the IEEE*, 103(5), 740-788.
<https://doi.org/10.1109/JPROC.2014.2378692>
- Krause, P. C., Sudhoff, S. D. y Wasynczuk, O. (2002). *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. IEEE PRESS.
- Ong, C. (1998). *Dynamic Simulation of Electric Machinery Using MATLAB®/SIMULINK*. PRENTICE HALL PTR.
- Perdana, A. (2008). *Dynamic Models of Wind Turbines* [Thesis for the Degree of Doctor of Philosophy, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden].
<https://core.ac.uk/download/pdf/70577950.pdf>
- Seshadri Sravan Kumar, V. (2019). Computation of Initial Conditions for Dynamic analysis of a Doubly Fed Induction Machine based on Accurate Equivalent Circuit. *IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC)*, 307-313.
<https://doi.org/10.1109/IEMDC.2019.8785085>
- Slootweg, J.G., Kling, W.L., Polinder, H. y (2001). Initialization of Wind Turbine Models in Power System Dynamics Simulations. *IEEE Porto Power Tech Proceedings*, 1-6.
<https://doi.org/10.1109/PTC.2001.964827>
- Vladislav, A. (2002). Variable-Speed Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generators. Part I: Modelling in Dynamic Simulation Tools. *SAGE journals, Wind Engineering*, 26(2), 1-24.
<https://doi.org/10.1260/030952402761699278>
- Wu, B. y Yaramasu, V. (2017). *Model predictive control of wind energy conversion systems*. IEEE PRESS.
- Wu, M., y Xie, L. (2018). Calculating Steady-State Operating Conditions for DFIG-based Wind Turbines. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(1), 293-301.
<https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2731661>