

Modelado de turbina eólica con generador de inducción para análisis de estabilidad de señal pequeña

Gina Idárraga Ospina*, Gerardo Blanco Bogado**, Arturo Conde Enríquez*, Vicente Cantú Gutierrez*

*Universidad Autónoma de Nuevo León, FIME

**Universidad Nacional de Asunción, Asunción, Paraguay

gidarraga@gmail.com

RESUMEN

En este trabajo se presenta un modelo de turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado, para análisis de estabilidad de pequeña señal. Los modelos de los componentes del sistema en espacio de estados son presentados en una estructura general. Los resultados obtenidos muestran la respuesta del modelo ante una señal de velocidad de viento generada y el análisis de estabilidad de pequeña señal realizado para diferentes escenarios de red. Se define claramente el efecto de la robustez de la red eléctrica sobre la estabilidad de pequeña señal de este sistema de turbina eólica y generador, conectada a la red por medio de una línea de transmisión.

PALABRAS CLAVE

Turbina eólica de velocidad variable, generador de inducción doblemente alimentado, estabilidad de pequeña señal.

ABSTRACT

A model of a variable speed eolic turbine with a double fed induction generator for analysis of small signal is presented in this work. The models of the components of the system in space state are presented in a general structure. The results show the response of the model before a generated signal of wind speed and the stability analysis of the small signal for different network scenarios. The effect of robustness of the electric network over the stability of the small signal in this system of eolic turbine and generator connected to the network by means of transmission lines is clearly defined.

KEYWORDS

Variable speed eolic turbine, double fed induction generator, small signal stability.

INTRODUCCIÓN

Las energías renovables han tenido un importante desarrollo como generación distribuida en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) como una alternativa de bajo costo para alimentar zonas de consumo aisladas reduciendo las pérdidas de suministro al evitar la construcción de líneas de transmisión y aprovechando los recursos naturales existentes en la región, principalmente la energía solar y la energía eólica. Además, la generación eólica se ha desarrollado rápidamente debido a que disminuye la producción de gases de efecto invernadero y apoya a la sustentabilidad del medio ambiente. Por otro lado, el aumento en la penetración de energía eólica hacia el SEP está incrementando la preocupación del impacto de las turbinas eólicas (TE) en la estabilidad del SEP.

En ese sentido, se presenta el desarrollo de un modelo completo de la generación eólica para realizar estudios dinámicos en corto intervalo, con el fin de apreciar el efecto que pueda tener la integración de este tipo de generación en puntos claves de la red eléctrica.

Debido principalmente a la naturaleza estocástica del viento, se han presentado nuevos desafíos relativos al control, modelado y simulación de la operación integrada de sistemas de generación eólicos en los SEP modernos. Es importante representar este comportamiento del viento porque de ahí proviene la energía mecánica que hace girar a la TE. Es necesario, para el análisis de la red eléctrica, entender cómo la penetración de energía eólica afecta a un SEP existente interconectado, especialmente para el análisis de estabilidad de pequeña señal (AEPS). Se han publicado trabajos relacionados al modelado, control y AEPS de TE con generador de inducción doblemente alimentado (GIDA),²⁻⁸ pero en su mayoría se realiza el AEPS enfocado a evaluar las técnicas de control para los convertidores. Por ejemplo, se presentan modelados del convertidor hasta de 16 variables de estado, simplificando los modelos de la red eléctrica, como son las líneas de transmisión y la compañía eléctrica, y el análisis de la interacción de sistemas.

El caso de estudio del presente trabajo, se basa en el modelado de cada uno de los subsistemas que conforman una turbina eólica de velocidad variable (TEVV) con generador de inducción doblemente alimentado GIDA. Se realizan simulaciones para apreciar la respuesta del modelo completo ante señales de velocidad de viento generadas. Para el AEPS se consideran dos escenarios, la conexión a una red robusta y la conexión a una red débil para analizar su impacto en la red eléctrica.

MODELADO COMPLETO DE LA TEVV CON GIDA

La figura (1) muestra la estructura general del modelo de la TEVV con GIDA. A su vez, la figura (2) muestra el diagrama de la TEVV con GIDA conectada a un sistema SEP en un esquema máquina bus infinito. En breve se describen cada uno de los bloques.

La primera señal necesaria para modelar una TE es la velocidad del viento. Una forma de modelar la velocidad del viento, es con base en mediciones, pero en este caso utilizaremos un enfoque clásico presentado en.^{1,2,9-11}

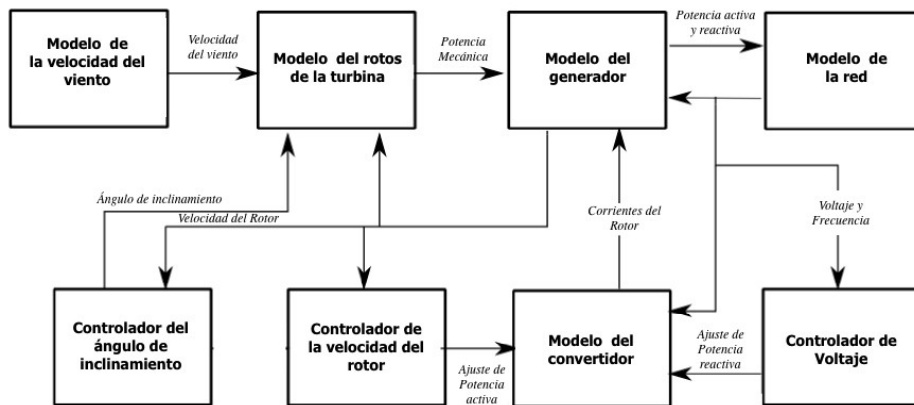


Fig. 1. Estructura general del modelo de la TEVV con GIDA,

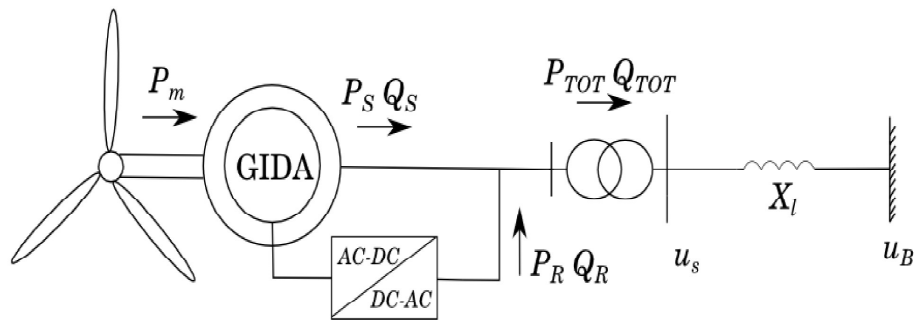


Fig. 2. Configuración de la TEVV con GIDA.

La manera convencional de representar al rotor de una TE es utilizando la ecuación de potencia extraída del viento expresada como

$$P_V = \frac{\rho}{2} A_t C_p(\lambda, \beta) V_V^3 \quad (1)$$

donde P_V es la potencia extraída del viento en W; ρ es la densidad del aire en kg/m^3 ; C_p es el coeficiente de potencia; λ es la relación de velocidad de punta, entre la velocidad de punta de las aspas ($\omega_t R / V_V$, donde ω_t y R son la velocidad rotacional y el radio de la TE respectivamente y V_V es la velocidad del viento); β es el ángulo de inclinación de las aspas en grados y por último A_t es el área cubierta por el rotor de la TE en m^2 . C_p se representa empíricamente como

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

donde

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}$$

y $c_1=0,5176$, $c_2=116$, $c_3=0,4$, $c_4=5$, $c_5=21$ y $c_6=0,0068$.

Las ecuaciones que describen al GIDA son idénticas a las del generador de inducción de jaula de ardilla y se encuentran en.¹² Sin embargo, no es conveniente utilizarlas directamente de esta forma para el AEPS. Se deben

respetar los requerimientos resultantes de los principios en los cuales están basados los programas de simulación dinámica; esto es, considerar sólo los componentes fundamentales de frecuencia de voltajes y corrientes. Para cumplir con estos requerimientos, es necesario deducir un modelo práctico con ciertas simplificaciones, basado en las siguientes suposiciones:

- Despreciar la saturación magnética.
- Considerar los voltajes y corrientes del GIDA sinusoidales a frecuencia fundamental.
- Todas las masas rotatorias se representan por un elemento: es decir, se utiliza la representación masa concentrada.
- Despreciar los transitorios y resistencia en el estator.

Por lo tanto, las ecuaciones de voltajes y corrientes del GIDA se pueden reescribir como

$$u_{ds} = 0 \quad (3)$$

$$u_{qs} = \psi_s = u_t \quad (4)$$

$$i_{ds} = -\frac{1}{X_s}(\psi_s - X_m i_{dr}) \quad (5)$$

$$i_{qs} = -\frac{X_m}{X_s} i_{qr} \quad (6)$$

$$\frac{di_{dr}}{dt} = -\frac{\omega_s}{X_x}(u_{dr} + R_r i_{dr}) + s\omega_s i_{qr} \quad (7)$$

$$\frac{di_{qr}}{dt} = -\frac{\omega_s}{X_x}(u_{qr} + R_r i_{qr} - s\frac{X_m}{X_s}\psi_s) - s\omega_s i_{dr} \quad (8)$$

donde u_t es el voltaje en terminales, el cual se mantiene constante durante el AEPS;

$$X_x = X_r + \frac{X_m^2}{X_s},$$

$$X_r = X_{r\sigma} + X_m,$$

y

$$X_s = X_{s\sigma} + X_m.$$

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva del estator se simplifican y resultan de la siguiente manera:

$$Q_s = -\frac{\psi_s}{X_s}(\psi_s + X_m i_{qr}) \quad (10)$$

Las potencias activa y reactiva del rotor y total del GIDA se expresan en las siguientes ecuaciones:

$$P_r = u_{dr} i_{dr} + u_{qr} i_{qr} \quad (11)$$

$$Q_r = u_{qr} i_{dr} - u_{dr} i_{qr} \quad (12)$$

$$P_{TOT} = P_s + P_r \quad (13)$$

$$Q_{TOT} = Q_s + Q_r \quad (14)$$

En estado estable, de acuerdo a las Ecs. (9) y (11), se puede probar que $P_r = -sP_s$, y como el deslizamiento, s , es usualmente pequeño, P_r puede ser ignorada. Finalmente asumimos que $P_{TOT} \approx P_s$. La ecuación de movimiento del generador es:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H_m} (T_m - T_e) \approx \frac{1}{2H_m} \left(T_m - \frac{x_m}{x_s} u_t i_{qr} \right) \quad (15)$$

donde H_m es la constante de inercia de la máquina y T_m es el par mecánico.

El convertidor se modela como fuentes de corriente de voltaje controlado a frecuencia fundamental. Por lo tanto, los puntos de ajuste de corriente serán las corrientes del rotor. Los diagramas de bloque de los controladores del convertidor se presentan en la figura (3), mientras que las ecuaciones de control están dadas por:

$$\frac{dx_1}{dt} = \omega_{ref} - \omega_m \quad (16)$$

$$\frac{dx_2}{dt} = P_s - P_{ref} \quad (17)$$

$$P_{ref} = K_{pn}(\omega_{ref} - \omega_m) + K_{in}x_1 \quad (18)$$

$$\frac{dx_3}{dt} = Q_{ref} - Q_s \quad (19)$$

$$u_{dr} = K_{pt}(P_s - P_{ref}) + K_{it}x_2 \quad (20)$$

$$u_{qr} = K_{pQ}(Q_{ref} - Q_s) + K_{iQ}x_3 \quad (21)$$

El controlador del ángulo de inclinación se activa sólo para altas velocidades del viento. El ángulo de inclinación se modifica para limitar la eficiencia aerodinámica del rotor. Si se aumenta el ángulo de inclinación β , se disminuye el coeficiente de potencia C_p y por lo tanto disminuye P_v . Esto permite que la velocidad del rotor no sea muy alta, evitando así un daño mecánico para la TE. El controlador del ángulo de inclinación se muestra en la figura (4).

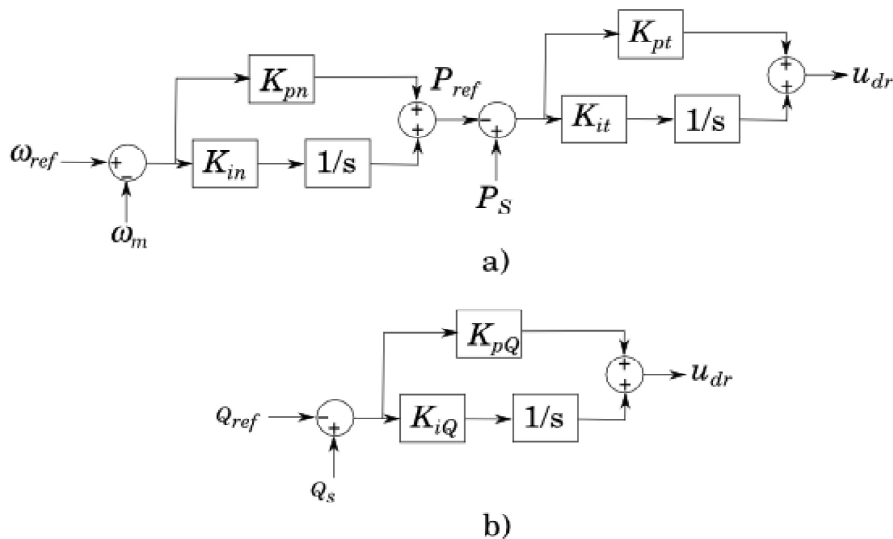


Fig. 3. Diagrama de los controladores: a) control de velocidad y b) control de voltaje.

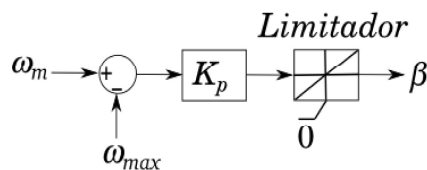


Fig. 4. Diagrama del controlador del ángulo de inclinación.

RESPUESTA DEL MODELO SIMULADO

Después de la integración del modelo de la turbina eólica de velocidad variable con GIDA en MATLAB/Simulink se simuló un caso de estudio usando una turbina eólica de 2 MW. Se analiza la respuesta de los modelos al aplicarse una secuencia de viento generada.

Los parámetros del generador y de la turbina se presentan en las tablas I y II. La velocidad del viento inicial está por debajo de la velocidad nominal. A los 5 s inicia una rampa de velocidad, lo cual significa un incremento en la velocidad promedio del viento de 4 m/s en 30 s. Después de 10 s, ocurre una ráfaga de viento con una amplitud de -3 m/s con una duración de 10 s. Se asume que la turbina eólica está montada en un terreno con las siguientes parámetros: $K_N=0,004$, $F=600$ y $\mu=11,5$ m/s.

Se ha tomado en cuenta que el nodo de conexión es un nodo robusto, $X/X_m=0,01$, donde X_l es la reactancia entre las terminales de la turbina y la barra infinita. Los resultados se muestran en las figuras (5). En esta figura podemos observar la velocidad del viento, la velocidad del rotor, el ángulo de inclinación de las aspas del rotor, y las potencias activa y reactiva. Un poco después de los 20 s se observa cómo se alcanza el valor de potencia nominal y, en ese instante, actúa el controlador del ángulo de inclinación para prevenir sobre-velocidades. Cabe destacar que gran parte de la turbulencia es filtrada por la inercia del rotor una vez que se alcanza la velocidad nominal de la turbina, y es poco notable en la potencia de salida. Este alisamiento de las fluctuaciones de la potencia de salida causadas por ráfagas de viento y turbulencias es una de las principales ventajas de las TEVV sobre las turbinas eólicas de velocidad fija. También, podemos concluir que el desempeño del controlador de voltaje en terminales es bueno porque mantiene el voltaje en 1,0 pu, aun cuando la velocidad del viento y la potencia generada cambian constantemente durante el intervalo de simulación.

Tabla I. Parámetros del GIDA.

Inductancia mutua, L_m , (pu)	3,0
Inductancia de encadenamiento del estator, $L_{\sigma s}$, (pu)	0,10
Inductancia de encadenamiento del rotor, $L_{\sigma r}$, (pu)	0,08
Resistencia del estator, R_s , (pu)	0,01
Resistencia del rotor, R_r , (pu)	0,01
Constante de inercia, H_m , (seg)	3,5

Tabla II: Parámetros de la TE.

Diámetro del rotor, (m)	75
Área de barrido del rotor ("m" ^2)	4418
Potencia nominal (MW)	2
Velocidad nominal del viento (m/s)	11,5
Velocidad nominal del rotor (rpm)	18

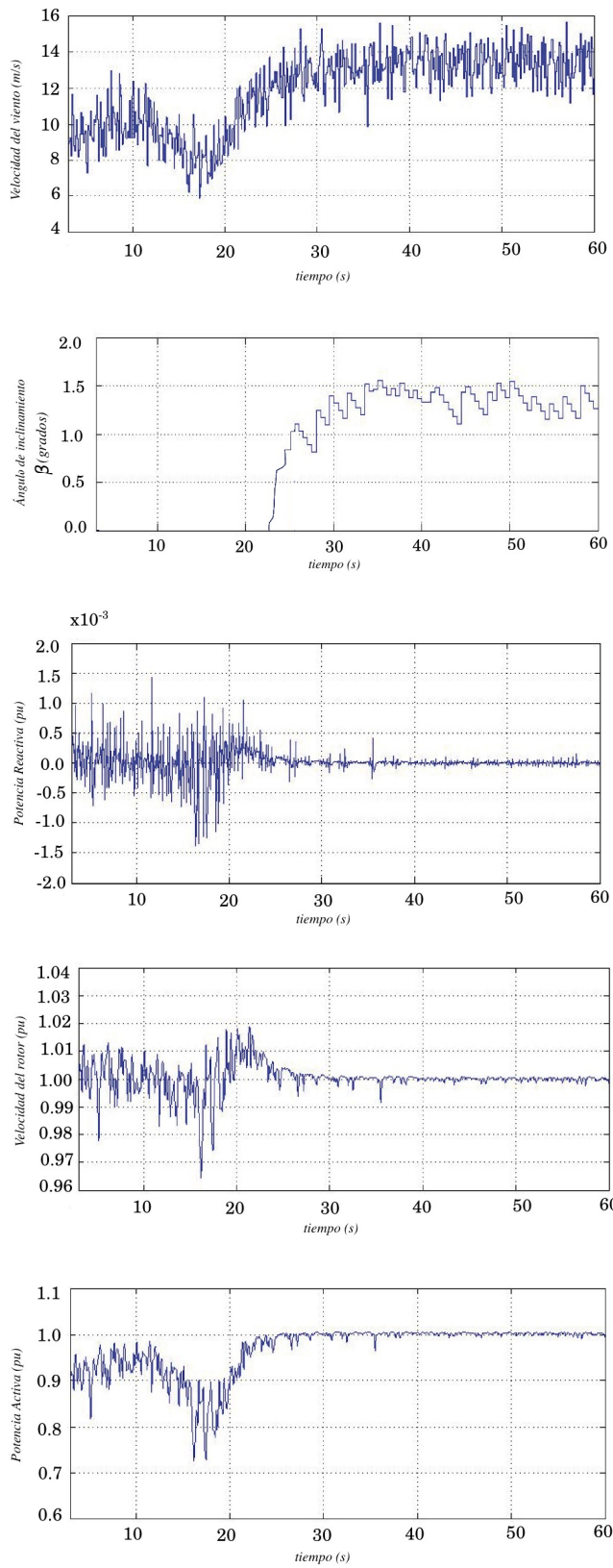


Fig. 5. Respuesta del modelo ante una señal de velocidad de viento simulada.

ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL CON GIDA

La estabilidad de pequeña señal es la habilidad de los SEP para mantener el sincronismo durante pequeños cambios de las condiciones de operación básicamente relacionados con variaciones de cargas y generación. La estabilidad de pequeña señal depende del estado de operación inicial del sistema ya que en este tipo de análisis son consideradas pequeñas perturbaciones, aquellas en las que es posible linealizar el sistema de ecuaciones algebraicas diferenciales (EAD) simulando el comportamiento del sistema.

El objetivo de realizar el AEPS con el modelo desarrollado es visualizar su capacidad para mantenerse estable ante alguna pequeña perturbación. La simplicidad de las ecuaciones reducidas que resultaron de las simplificaciones tomadas en cuenta facilita la linealización y por ende el análisis. Por otro lado, en un SEP siempre están presentes las variaciones de carga y generación consideradas como pequeñas perturbaciones, por lo que se justifica así la realización del AEPS considerando la integración de energía eólica al SEP.

MODELO DINÁMICO NO LINEAL

El modelo no lineal del sistema del GIDA conectado a la red se puede escribir como un conjunto de EAD de la siguiente manera:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, z, u) \tag{22}$$

$$y = g(x, z, u) \tag{23}$$

donde x, z, y y u son las variables de estado, algebraicas y de entrada, respectivamente, mientras que y son las variables de salida. El conjunto de EAD del sistema del GIDA conectado a la red se resume en la tabla III.

Tabla III: EAD del modelo del GIDA.

$f(x, z, u)$	(7) (8) (15) (16) (17) (19)
$g(x, z, u)$	(5) (6)
x	$i_{dr}, i_{qr}, \omega, x_1, x_2, x_3$
z	i_{ds}, i_{qs}
u	T_m, u_{qs}
y	u_{dr}, u_{qr}

CONDICIONES INICIALES

El punto de partida de un AEPS es la inicialización del modelo del SEP, la cual se realiza calculando flujos de potencia. Después, se inicializa el sistema resolviendo sus EAD con todas las derivadas iguales a cero para obtener así los puntos de equilibrio (x_0, z_0, u_0) . Para el caso de estudio de la figura (2), la red se modela por su equivalente de Thevenin; es decir, una barra infinita detrás de una reactancia (de la línea) X_l . Una red robusta se modela con un valor pequeño de X_l (mayor relación de corto circuito) y viceversa.

Las ecuaciones de flujos de potencia en pu , de acuerdo a la figura (2) son:

$$P_{TOT} = \frac{\sqrt{u_{qs}^2 + u_{ds}^2} u_B \sin \gamma}{x_l} \tag{24}$$

$$Q_{TOT} = \frac{(u_{qs}^2 + u_{ds}^2) - \sqrt{u_{qs}^2 + u_{ds}^2} u_B \cos \gamma}{X_l} \quad (25)$$

donde γ es el ángulo del voltaje en terminales del GIDA y X_l es la reactancia de la línea.

LINEALIZACIÓN

Como se asume que las perturbaciones son pequeñas, las Ecs. (22) y (23) se linealizan por un expansión de series de Taylor.

Despreciando los términos de segundo orden y mayor, y eliminando las variables algebraicas, z , el modelo lineal correspondiente se obtiene de la siguiente manera:

$$\frac{d\Delta x}{dt} = A\Delta x + B\Delta u \quad (26)$$

donde:

$$A = \left[\frac{\partial f}{\partial x} - \frac{\partial f}{\partial z} \left(\frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial z} \right]_{x_0, z_0, u_0} \quad (27)$$

La matriz A es la matriz de estados del sistema. Sus valores propios, reales y/o complejos, dan los modos naturales del sistema y permiten la valoración de la estabilidad de pequeña señal. Si A es real, y tiene valores propios complejos, estos siempre aparecerán en pares conjugados.

RESULTADOS

La solución de flujos de potencia se realiza con las ecuaciones (24) y (25). Para los parámetros dados por la tablas I y II, la tabla IV muestra algunos valores en estado estable correspondientes a las siguientes condiciones de post-disturbio en pu: $P_{TOT}=0,9$ pu y $u_t=1,0$ pu, considerando una red robusta ($X_l/X_m=0,01$).

Tabla IV. Valores iniciales para el sistema de generación eólico de la figuras (1) con $P_{TOT}=0,9$ pu y $u_t=1,0$ pu, donde $u_{s0}=|u_{sdq0}|$, $i_{s0}=|i_{sdq0}|$, $u_{r0}=|u_{rdq0}|$, $i_{r0}=|i_{rdq0}|$, P_{TOT0} y Q_{TOT0} = potencia activa y reactiva total entregada a la red, T_{m0} = par mecánico de entrada, con $X_l/X_m=0,01$.

u_{s0}	P_{TOT0}	Q_{TOT0}	T_{m0}	u_{r0}	i_{r0}	i_{s0}
1,0	0,9	0,013	0,775	0,267	1,049	0,985

En la tabla V, $\lambda = \sigma \pm j \omega$ son los valores propios, donde la parte real proporciona el amortiguamiento y la componente imaginaria da la frecuencia de oscilación. ξ es el factor de amortiguamiento, dado por

$$\xi = -\frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

Tabla V: Valores propios para el modelo de la TEVV con GIDA con $P_{TOT}=0,9$ pu y $u_t=1,0$ pu conectada a una red robusta.

Valor propio	σ	ω	ξ	f
λ_1, λ_2	-28,37	320,56	0,0882	51,019
λ_3, λ_4	-63,76	49,01	0,792	7,8
λ_5	-98,13	0	1	0
λ_6	-43,95	0	1	0

el cual determina la tasa de decaimiento de la amplitud de la oscilación y $f=\omega/(2\pi)$ es la frecuencia de oscilación en Hz. La tabla VI contiene los factores de participación de cada variable de estado con respecto a cada modo. Como se puede observar, todos los valores propios tienen partes reales negativas, por lo tanto el sistema de la figura (1) es estable ante pequeñas perturbaciones.

Los resultados validan que el sistema de generación eólico es estable. En particular, se presentan dos modos oscilantes con frecuencias de 51,019 Hz y 7,80 Hz. De acuerdo a la tabla VI, los factores de participación indican que estos modos oscilantes se deben a la corriente del rotor y a la velocidad rotacional de la máquina. Los modos de oscilación rápida, λ_1 y λ_2 , se asocian en mayor medida a los transitorios en el rotor (i_{dr} , i_{qr}). Los modos de oscilación media, están asociados mayormente con los transitorios del tren de mando, ω_m . Por último los modos λ_5 y λ_6 son debidos a las variables de control x_2 y x_3 las cuales están en función de la potencia activa y reactiva respectivamente.

Considerando ahora una red débil, ($X_l/X_m=0,1$), y tomando en cuenta que las condiciones de post-disturbio en pu son las mismas que en el caso anterior, resolvemos flujos de potencia y se obtienen los valores iniciales presentes en la tabla VII.

Se puede observar que, para la red débil, la potencia reactiva requerida del GIDA es substancialmente mayor que la potencia reactiva requerida en el caso de una red robusta.

Tabla VI: Factores de participación del modelo de la TEVV con GIDA.

λ_1, λ_2	λ_3, λ_4	λ_5	λ_6	
0,589	0	0,043	0,043	i_{dr}
0,565	0,018	0,035	0,035	i_{qr}
0	0,512	0	0	ω_m
0	0,003	0	0	x_1
0,023	0,007	0,478	0	x_2
0,024	0,005	0	0,396	x_3

Tabla VII: Valores iniciales para el sistema de generación eólico de la figura (1) con $P_{TOT}=0,9 pu$ y $u_t=1,0 pu$, donde $u_{s0}=|u_{sdq0}|$, $i_{s0}=|i_{sdq0}|$, $u_{r0}=|u_{rdq0}|$, $i_{r0}=|i_{rdq0}|$, P_{TOT0} y Q_{TOT0} = potencia activa y reactiva total entregada a la red, T_{m0} = par mecánico de entrada, con $X_l/X_m=0,1$.

u_{s0}	P_{TOT0}	Q_{TOT0}	T_{m0}	u_{r0}	i_{r0}	i_{s0}
1,0	0,9	0,136	0,764	0,267	1,101	0,998

En la tabla VIII se presentan los valores propios de la matriz de estados del modelo de la TEVV con GIDA conectada a una red débil. El sistema sigue siendo estable, pero su respuesta es más lenta con respecto al caso de una red robusta, porque el valor de λ_1 se hace menos negativo. Además, aumenta la frecuencia de oscilación en el modo oscilante λ_2 . Este aumento conlleva a una disminución en el factor de amortiguamiento ξ , lo cual significa que la respuesta asociada a estos valores propios tendrá una mayor duración.

Tabla VIII: Valores propios para el modelo de la TEVV con GIDA con $P_{TOT}=0,9 pu$ y $u_t=1,0 pu$ conectada a una red débil.

Valor propio	σ	ω	ξ	f
λ_1, λ_2	-18,151	359,43	0,0504	57,21
λ_3, λ_4	-63,603	50,018	0,795	7,961
λ_5	-99,428	0	1	0
λ_6	-32,395	0	1	0

CONCLUSIONES

La respuesta del modelo ante una secuencia de velocidad de viento generada mostró un acertado grado de correspondencia. Esto otorga confianza en los modelos derivados y muestra que los resultados de las simplificaciones y suposiciones realizadas son aceptables. Con la realización del AEPS se derivaron las siguientes conclusiones: resultó que todos los valores propios tienen parte real negativa, por lo tanto el sistema es estable, tanto para el caso de una red robusta, como para el caso de una red débil; se presentaron dos modos oscilantes, los cuales se asociaron a las corrientes del rotor y a la velocidad rotacional del GIDA. Estos modos fueron más severos en el caso de una red débil, que aunque no se perdió estabilidad, la respuesta asociada a esos modos es más lenta. En relación a este resultado, se puede concluir también que el impacto de la conexión de turbinas eólicas en puntos débiles de la red conlleva a riesgos de estabilidad.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Ing. César Heberto Ochoa Ruiz por la realización de su tesis de maestría en el tema relacionados, los datos aportados ayudaron en la realización del presente artículo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ackermann T. *Wind Power in Power System*, Chichester: John Wiley & Sons, 2005. 742p. ISBN: 978-04-700-1267-3.
2. Slootweg JG, De Haan SWH, Polinder H, et al. "General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations", *IEEE Transactions on Power Systems*, Feb. 2003. Vol. 18-1, p.144-151. (doi: 10.1109/TPWRS.2002.807113).
3. Mei F, Pal BC. "Modelling and Small-Signal Analysis of a Grid Connected Doubly-Fed Induction Generator", En: *Proc. of the 2005 IEEE Power*

- Engineering Society General Meeting, (San Francisco 2005), p. 2101-2108, 2005. (doi: 10.1109/PES.2005.1489386).
4. Chen W, Libao S, Liming W, et al. "Small Signal Stability Analysis Considering Grid-Connected Wind Farms of DFIG Type", En: Proc. of the 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, (Pittsburgh 2008), p. 1-6, 2008. (doi: 10.1109/PES.2008.4596207).
 5. Wu F, Zhang X-P, Godfrey K, et al. "Small Signal Stability Analysis and Optimal Control of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator", IET Generation, Transmission & Distribution, Sept. 2007. Vol. 1-5, p.751-760. (doi: 10.1049/iet-gtd:20060395).
 6. Hongmei L, Dai Y. "Small-Signal Stability Analysis of a Grid Connected Doubly-Fed Induction Generator under Decoupled P-Q Control", En: Proc. of the 2009 Asia-Pacific Power and Energy Conference, (Wuhan 2009), pp. 1-4, 2009. (doi: 10.1109/APPEEC.2009.4918772).
 7. Mishra Y, Mishra S, Fangxing L, et al. "Small Signal Stability Analysis of a DFIG Based Wind Power System with Tuned Damping Controller under Super/Sub-Synchronous Mode of Operation", En: Proceedings of the 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, (Calgary 2009), p. 1-8, 2009. (doi: 10.1109/PES.2009.5275486).
 8. Massing JR, PINHEIRO H. "Small Signal Stability of DFIG with Series Grid-Side Converter", En: Proceedings of the Brazilian Power Electronics Conference, 2009, (Bonito-Mato Grosso do Sul, Basil 2009), p. 711-718, 2009. (doi: 10.1109/COBEP.2009.5347662).
 9. Anderson PM, Bose A. "Stability Simulation of Wind Turbine Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Dic. 1983. Vol. PAS-102-12, p.3791-3795. (doi: 10.1109/TPAS.1983.317873).
 10. Vaicaitis R, Shinozuka M, Takeno M. "Parametric Study of Wind Loading on Structures", Journal of the Structural Division, Marzo 1973. Vol. 99-3, p.453-468.
 11. Kundur P. Power System Stability and Control, New York: McGraw-Hill, 1994. 1176p. ISBN: 978-00-703-5958-1.
 12. El-Sattar AA, Saad NH, Shams El-Dein MZ. "Modelling and Simulation of Doubly Fed Induction Generator Variable Speed Wind Turbine", En: Proceedings of the 11th International Middle East Power Systems Conference, (El-Minia 2006), p. 492-497, 2006.
 13. Martínez J, Kjer, PC, Teodorescu R. "DFIG Turbine Representation for Small Signal Voltage Control Studies", En: Proceedings of the 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, (Basov 2010), p. 31-40, 2010.