

Obtención del Modelo Lineal de un Parque Eólico Utilizando la Linealización Recursiva

Obtaining the Linear Model of a Wind Farm using the Recursive Linearization

Sergio Uriel Molina Pineda^{a,b}, Marcos Alfredo Hernández Ortega^{c,*}

^a Programa de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Autónoma de Guadalajara;
sergio.molina@edu.uag.mx

^b Programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica, Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia, Cinvestav,
Sergio.Molina@cinvestav.mx

^c Departamento de Electromecánica, Universidad Autónoma de Guadalajara;
marcos.hernandez@edu.uag.mx

* autor por correspondencia

RESUMEN

La generación de electricidad por medio de energías renovables ha tenido un gran desarrollo en las últimas décadas; sin embargo, su inclusión conlleva algunas consecuencias sobre el funcionamiento de los sistemas eléctricos convencionales. Por ello, es de gran importancia contar con modelos adecuados que permitan evaluar dichos efectos. En especial, los modelos lineales son muy utilizados para análisis de estabilidad y diseño de controles. Existen distintos modelos y configuraciones de turbinas eólicas que pueden ser utilizadas en los parques eólicos; para la presente investigación se consideran generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG, por sus siglas en inglés). En este trabajo, para obtener la representación lineal de un sistema de potencia con parques eólicos, se utiliza el método de la linealización recursiva y se compara contra otros métodos de linealización convencionales. El modelo obtenido es aplicado al sistema IEEE de 16 máquinas, sustituyendo un generador síncrono por un parque eólico, y es posteriormente utilizado para evaluar los efectos de los parques eólicos sobre la estabilidad en las dinámicas electromecánicas: los modos electromecánicos, los factores de participación y las estructuras espaciotemporales de los modos de oscilación inter-área. Las conclusiones de los análisis realizados, así como posibles trabajos futuros que puedan surgir a partir del presente trabajo son también mencionados.

Palabras clave: energías renovables, parques eólicos, transitorios electromecánicos, linealización recursiva.

ABSTRACT

The electricity generation by means of renewable energy sources has experienced a great development in the few past decades. However, its inclusion may bring some consequences on the conventional electric power systems behavior. Therefore, it is of great importance to have adequate models that allow the evaluation of such effects. Particularly, the linear models are often used for stability analysis and for controller design. There exist many models and configurations that can be used in the wind farms; for the present research, doubly-fed induction generators (DFIG) are

naturaleza no lineal de las fuentes de energía renovables (Zeinali Davarani, 2014), (Tian, 2018).

No obstante, las dos técnicas mencionadas anteriormente se basan en linealizaciones de alto orden del sistema eléctrico de potencia, por lo que se requiere un modelo lineal confiable del sistema de potencia que considere la inclusión de energías renovables para la realización de estudios electromecánicos. Debido a que el modelo de los parques eólicos es altamente no lineal, su linealización puede llegar a ser muy compleja y demandante computacionalmente (Zeinali Davarani, 2014). Dentro de los modelos existentes, el de mayor uso actual y mayor flexibilidad es el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés), el cual será considerado en la presente investigación.

El proceso de linealización se realiza convencionalmente por medio de la linealización analítica (LA), o utilizando métodos por perturbación, como la aproximación de diferencia hacia adelante (ADA) o la aproximación por diferencias centrales (ADC). Estos métodos son utilizados por diversos programas tanto de índole académico como comercial (Persson, 2008). La linealización analítica resulta en un modelo exacto; sin embargo, su implementación está computacionalmente limitada a sistemas de pequeña dimensión. En cambio, los métodos por perturbación son aproximaciones numéricas que, aunque son mucho más rápidos, son susceptibles a errores de aproximación grandes. Por otro lado, la linealización recursiva (LR) es un método alternativo con el que se puede realizar una linealización rápida y sencilla de sistemas complejos. Además, tiene la ventaja de presentar la precisión del método LA, pero con un esfuerzo computacional en un orden similar a los métodos ADA y ADC (Hernández-Ortega, 2020a).

En el presente documento, se presenta la obtención del modelo lineal de un sistema eléctrico de potencia con parques eólicos utilizando el método de la linealización recursiva. Para la validación del modelo lineal obtenido, se realizó una aplicación al sistema IEEE de 16 máquinas, sustituyendo un generador síncrono por un parque eólico. Se presentan comparaciones contra la linealización analítica y las técnicas de linealización por perturbación que demuestran la utilidad y precisión de la propuesta. Posteriormente, el modelo lineal obtenido es utilizado para evaluar los efectos de los parques eólicos sobre la estabilidad en las dinámicas electromecánicas por medio de los modos electromecánicos, los factores de participación y las estructuras espaciotemporales de los modos de oscilación inter-área. La importancia de este trabajo radica en ser el primer paso hacia la obtención de modelos linealizados de alto orden que puedan ser utilizados en el futuro para el diseño de esquemas de control de área amplia.

2. Estructura de un Sistema Eléctrico Convencional

Antes de introducir los modelos de las turbinas eólicas basadas en DFIG, resulta conveniente estudiar las características generales del modelo de un sistema eléctrico convencional y del generador síncrono.

2.1 Modelo Transitorio de un Generador Síncrono

De manera general, la construcción de un generador síncrono se ilustra en su vista seccional en la Figura 1, la cual corresponde a un generador síncrono trifásico de polos salientes con dos polos por fase (Kundur, 1994).

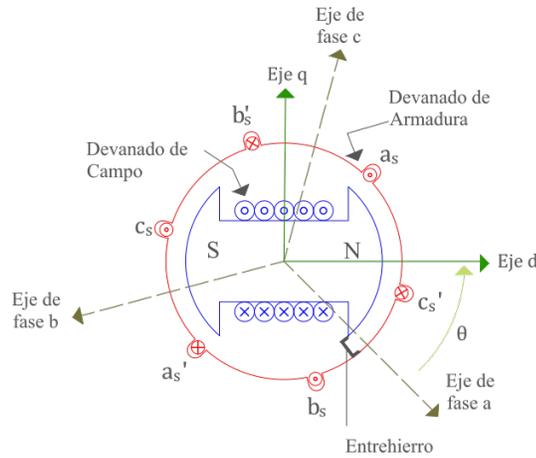


Figura 1. Diagrama seccional de un generador síncrono mostrando los ejes directo y en cuadratura.

En estado estable, la velocidad de operación del rotor es igual a la velocidad síncrona ω_0 . En las ecuaciones que describen el comportamiento del generador, interactúan diferentes circuitos, generando inductancias propias y mutuas que dependen de la posición del rotor. Por ello, se introducen los ejes directo d y en cuadratura q, donde el eje d está alineado con el norte magnético del rotor, mientras que el eje q está a 90° del eje d, como se ilustra en la Figura 1.

En este modelo transitorio, el modelo de la máquina síncrona cuenta con 4 estados: la desviación de velocidad angular, $\Delta\omega$; el ángulo interno del rotor, δ ; la componente de eje d del voltaje interno, E_d' ; y la componente de eje q del voltaje interno, E_q' , cuyas ecuaciones diferenciales son mostradas a continuación en las ecuaciones (1) a (4):

$$\frac{d}{dt}\Delta\omega = \frac{1}{2H}(T_m - T_e - K_D\Delta\omega) \quad (1)$$

$$\frac{d}{dt}\delta = \omega_0\Delta\omega \quad (2)$$

$$\frac{d}{dt}E_q' = \frac{1}{T_{d0}'}(E_{fd} - I_{fd}) \quad (3)$$

$$\frac{d}{dt}E_d' = \frac{1}{T_{q0}'}[-E_d' + (X_q - X_q')i_q] \quad (4)$$

donde T_m y T_e son los pares mecánico y eléctrico del generador síncrono, respectivamente; H corresponde a la constante de inercia, K_D a un coeficiente de amortiguamiento propio de la máquina, E_{fd} e I_{fd} representan el voltaje y la corriente de campo; T_{d0}' y T_{q0}' son las constantes de tiempo de circuito abierto de ejes d y q, y los términos X_q y X_q' son las reactancias síncrona y transitoria de eje q, respectivamente.

Más detalles acerca de las ecuaciones dinámicas del generador síncrono pueden encontrarse en (Molina-Pineda, 2021).

Adicionalmente, se considera que cada generador está equipado con un sistema de excitación como el que se ilustra en la Figura 2, donde V_{ref} es el voltaje de referencia o deseado, V_{TR} es el voltaje entregado por el transductor, $|E_T|$ e I_T representan las magnitudes de voltaje y corriente en las terminales del generador, respectivamente. V_S es una señal de voltaje suplementaria y V_R es la señal de control de voltaje resultante. La variable ω_r es la velocidad angular del rotor. Los elementos

del diagrama de bloques son revisados en las siguientes subsecciones.

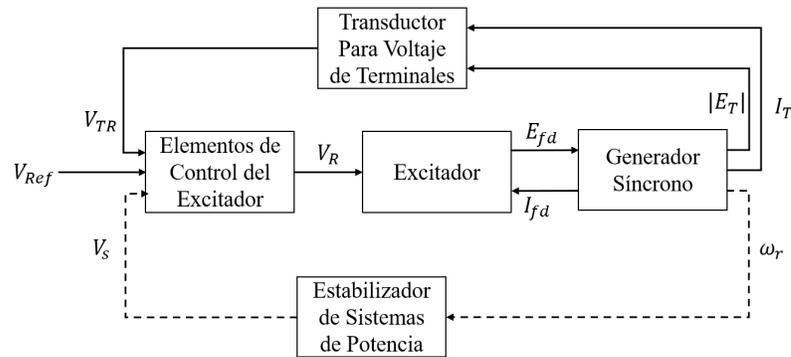


Figura 2. Diagrama del funcionamiento general de un sistema de excitación (Kundur, 1994).

2.2 Modelo del Excitador

En la Figura 2, los bloques “Transductor para Voltaje de Terminales”, “Elementos de Control del Excitador” y “Excitador” pertenecen al modelo de excitador de un generador síncrono. Para este trabajo, se considera que los generadores están equipados con un excitador de tipo simple, cuyo diagrama de bloques se ilustra en la Figura 3 siguiente, donde T_R es la constante de tiempo del transductor, E_{rr} es la señal de error del control, V_A es una variable de estado del bloque atraso-adelanto, T_A, T_b y T_c son constantes de tiempo propias del excitador, K_A es la ganancia del excitador, y V_{RMAX} y V_{RMIN} son los valores máximo y mínimo del regulador, respectivamente (Rogers, 2000).

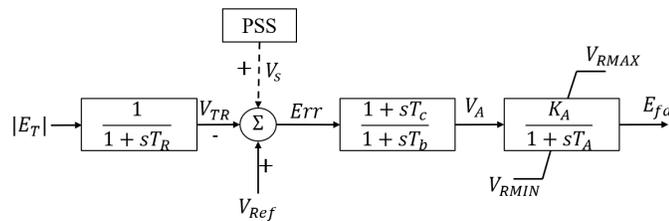


Figura 3. Diagrama de bloques de un sistema de excitación simple (Rogers, 2000).

Del diagrama de bloques anterior se derivan tres ecuaciones diferenciales, resultando en tres variables de estado adicionales por cada excitador.

2.3 Modelo del Estabilizador de Sistemas de Potencia

Además del excitador, en la Figura 2 se incluye el estabilizador de sistemas de potencia, mejor conocido como PSS, por sus siglas en inglés. El diagrama de bloques que describe su funcionamiento se provee en la Figura 4 de abajo (Rogers, 2000).

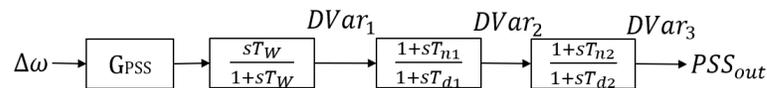


Figura 4. Diagrama de bloques de un estabilizador de sistema de potencia (Rogers, 2000).

En el diagrama de la Figura 4, G_{PSS} y T_W son la ganancia y la constante de tiempo del PSS, respectivamente. Las constantes T_{nj} y T_{dj} para $j=1, 2$, son constantes de tiempo para el ajuste de los dos bloques de retraso-adelanto. Las variables $DVar_1, DVar_2$ y $DVar_3$ son las 3 variables de estado del dispositivo, mientras que el término $[[PSS]]_{out}$ es equivalente a V_s .

2.4 Interacción con la Red

Cada uno de los n_g generadores síncronos del sistema de potencia, equipados con sus equipos de control respectivos, se conecta a la red eléctrica a través de su resistencia de armadura y su reactancia síncrona $(R_a + jX_s)$, en algún bus específico, a un voltaje de terminales $V_{T1} \angle \theta_1$ e inyectando una corriente I_g , tal como se ilustra en la Figura 5.

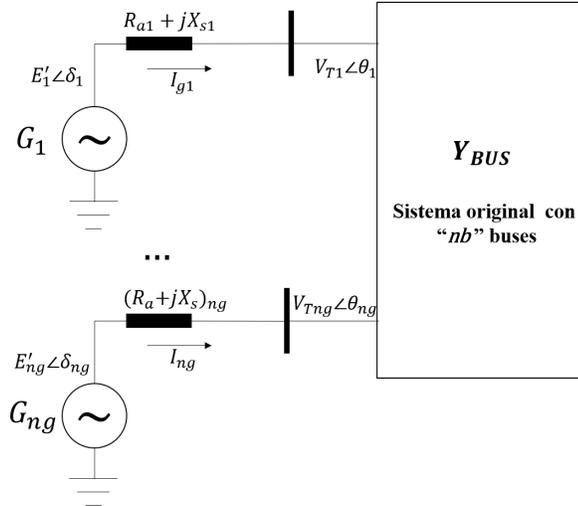


Figura 5. Integración de generadores síncronos al sistema de potencia.

donde Y_{BUS} es la matriz de admitancias de red del sistema, y $E_j' \angle \delta_j$ es el voltaje interno del generador.

La interacción entre los generadores se da por medio de la ecuación de circuito mostrada en la ecuación (5).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_g \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{gg} & \mathbf{Y}_{Lg} \\ \mathbf{Y}_{gL} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}' \\ \mathbf{V}_t \end{bmatrix} \quad (5)$$

siendo \mathbf{I}_g el vector de fasores de corrientes entregadas por los generadores síncronos, \mathbf{E}' el vector de fasores de voltajes internos de los generadores, \mathbf{V}_t el vector de fasores de voltajes de los buses del sistema, y donde las sub-matrices \mathbf{Y}_{gg} , \mathbf{Y}_{Lg} , \mathbf{Y}_{gL} y \mathbf{Y}_{LL} denotan partes de \mathbf{Y}_{BUS} que relacionan a los generadores con los generadores, los generadores con los buses de la red, los buses de la red con los generadores o los buses de la red consigo mismos, respectivamente.

La ecuación (5) se puede reducir en la forma más simple desplegada en la ecuación (6), donde

$$\mathbf{Y}_{red} = \mathbf{Y}_{gg} - \mathbf{Y}_{gL} \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \mathbf{Y}_{Lg}$$

$$\mathbf{I}_g = \mathbf{Y}_{red} \mathbf{E}' \quad (6)$$

3. Integración de Parques Eólicos

3.1 Generadores DFIG

Una turbina eólica basada en un generador DFIG utiliza un generador con rotor devanado con anillos deslizantes que permiten la operación en velocidad variable controlando el voltaje que lo alimenta, el cual es alimentado a través de un convertidor de potencia de frecuencia variable. Usualmente, el

convertidor está formado por dos dispositivos capaces de convertir la potencia eléctrica de señal alterna a señal directa y viceversa, (Voltage Source Converters – VSCs), con la finalidad de desacoplar la frecuencia eléctrica de la frecuencia mecánica del rotor. Esto se logra con dispositivos de electrónica de potencia, como se ilustra en la Figura 6. Sin embargo, para estudios electromecánicos, estos dispositivos se simplifican con un par de controles de tipo Proporcional-Integral (PI) (Anaya-Lara, 2009).

3.2 Formulación Matemática

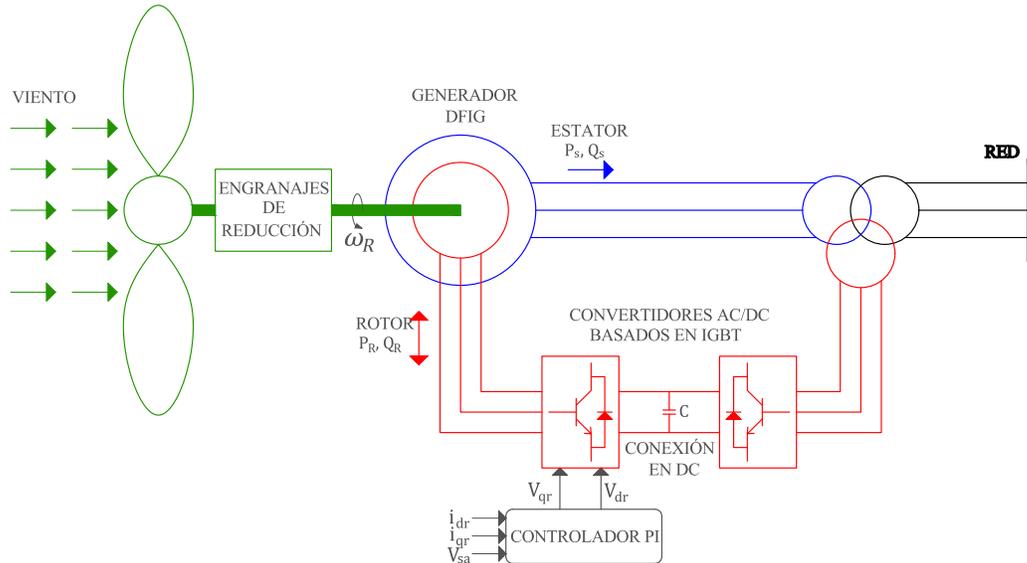


Figura 6. Representación de la conexión eléctrica de un generador DFIG con la red.

En la Figura 6, P_s y Q_s representan la potencia activa y reactiva que fluyen a través del estator, mientras que P_r y Q_r pertenecen a la potencia fluyendo a través del rotor. Los pares i_{dr}, i_{qr} y V_{dr}, V_{qr} son las componentes de eje d y eje q del voltaje y corriente del rotor. Por su parte, V_{sa} es la amplitud de voltaje de estator.

Dentro del modelado del dispositivo DFIG, un aspecto muy importante a resaltar es que el modelado electromecánico de la turbina es equivalente al modelo de cualquier máquina asíncrona de rotor devanado, cuyo circuito equivalente es dibujado en la Figura 7, donde R_r y R_s son las resistencias de los devanados de rotor y estator, respectivamente; X_{rr} y X_{ss} son las correspondientes reactancias de rotor y estator. I_r e I_s son los fasores de corriente del rotor y del estator, V_r y V_s son los fasores de voltaje del rotor y del estator y S_{dfig} es el deslizamiento (Ugalde-Loo, 2012).

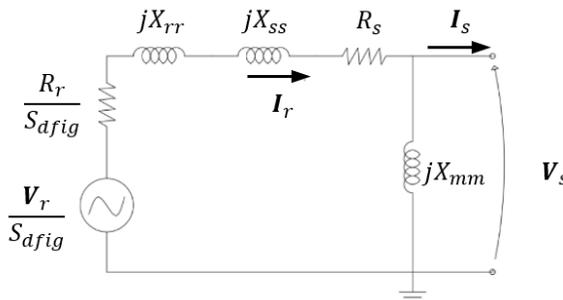


Figura 7. Circuito equivalente de un generador DFIG.

El sistema de control del DFIG que se mencionó anteriormente se basa en las características electromecánicas del dispositivo, en las ecuaciones electromecánicas y en dos objetivos principales:

(1) Permitir la operación en velocidad variable y (2) extraer la mayor cantidad de potencia del viento. Para el segundo punto, se hace uso de una curva MPPT (por sus siglas en inglés – Maximum Power Point Tracking).

Dentro de las técnicas más utilizadas para el control de los generadores DFIG, se encuentra un método en el cual, la corriente del rotor se divide en sus componentes en eje directo i_{dr} y en eje de cuadratura i_{qr} . La componente en q se utiliza para regular el torque y la componente en d, para el voltaje en terminales. Estos dos controles se detallan a continuación (Anaya-Lara, 2009).

3.3 Control Basado en el Torque

Con este control, se busca que el torque electromagnético de la turbina se modifique de acuerdo con las variaciones del torque producido por el viento. Dada una velocidad del rotor, ω_r , el torque de referencia obtenido en la curva MPPT, T_{sp} , es modificado para generar un valor de referencia para la componente en q de la corriente del rotor, i_{qr_ref} , que se compara con el valor actual de i_{qr} para determinar la señal de error i_{qr_err} . En la Figura 8 se muestra el diagrama de control completo para el voltaje en cuadratura del rotor V_{qr} , donde el controlador PI posee una variable de estado nombrada X_{w3} con sus ganancias proporcional K_{ps} y proporcional-integral K_{is} correspondientes (Anaya-Lara, 2009).

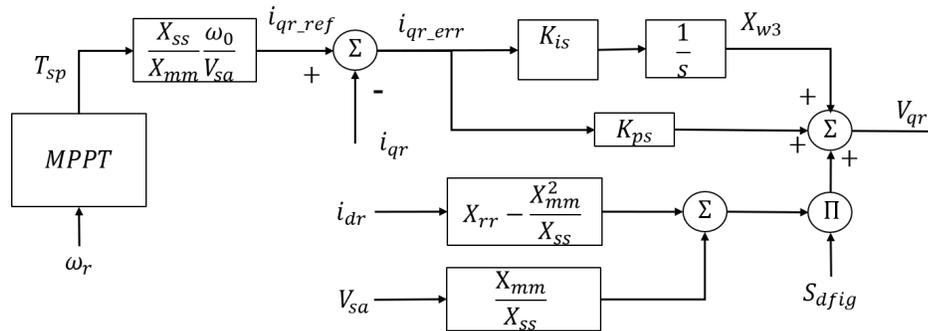


Figura 8. Diagrama de bloques para el control del voltaje del rotor en su componente en cuadratura (Anaya-Lara, 2009).

3.4 Control Basado en el Voltaje de Terminales

Ahora bien, la componente en el eje d del voltaje requerido, V_{dr} , para el rotor se expresa en el diagrama de bloques de la Figura 9 (Anaya-Lara, 2009). Se puede observar que las variables que entran a este diagrama de bloques son el voltaje en terminales del DFIG, $V_{(sa_DFIG)}$, el voltaje de referencia, $V_{(sa_ref)}$, las componentes de la corriente del rotor, i_{dr} e i_{qr} , y el deslizamiento S_{DFIG} . Como se puede observar, existe un control integral con constante K_{vc} y señal de salida X_{w1} para determinar una señal de referencia $i_{(dr_ref)}$. Esta señal se compara con i_{dr} para obtener la señal de error $i_{(dr_err)}$ que entra a un control PI con constantes proporcional K_{pv} e integral K_{iv} y con una variable de estado denotada como X_{w2} (Anaya-Lara, 2009).

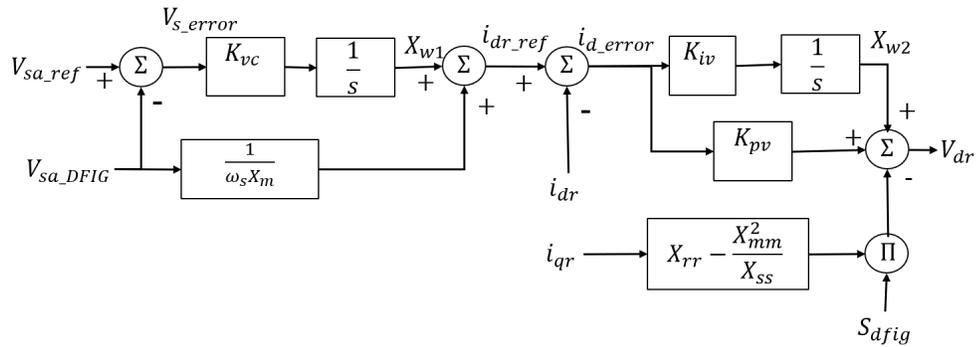


Figura 9. Diagrama de bloques para el control del voltaje del rotor en su componente directa (Anaya-Lara, 2009).

En general, este sistema de control tiene el objetivo de controlar el voltaje de terminales, y se encuentra desacoplado del sistema de control de la Figura 8 para poder realizar el control de las potencias real e imaginaria de forma independiente.

3.5 Integración con la Red

De manera similar a la integración de los generadores síncronos presentada en la Sección 2.4, podemos representar la integración de los parques eólicos de manera gráfica en la Figura 10, donde $[V_T]_{dfig} \angle \theta_{dfig}$ representa el fasor de voltaje en terminales del DFIG.

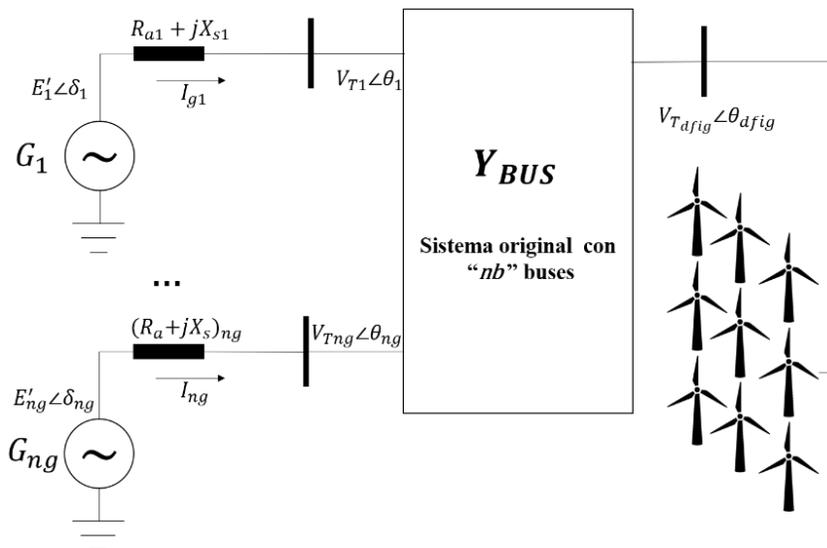


Figura 10. Sistema de potencia con un parque eólico integrado.

La ecuación de la red (ecuación (6)) es entonces modificada anexando los fasores de corriente y voltaje en terminales del parque, I_{DFIG} y $[E']_{DFIG}$, como se muestra en la ecuación (7), donde las submatrices $Y_{(g,DFIG)}$ y $Y_{(DFIG,g)}$ contienen la información de conexión del DFIG con la red y $Y_{(DFIG,DFIG)}$ es contiene todas las conexiones con el bus perteneciente al DFIG.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_g \\ \mathbf{I}_{DFIG} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{gg} & \mathbf{Y}_{g,DFIG} \\ \mathbf{Y}_{DFIG,g} & \mathbf{Y}_{DFIG,DFIG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}'_g \\ \mathbf{E}'_{DFIG} \end{bmatrix} \quad (7)$$

A continuación, una visión general del método de linealización utilizado es presentado en la siguiente sección

4. La Linealización Recursiva

Con el objetivo de tener un modelo lineal de un sistema dinámico descrito por ecuaciones diferenciales, se asumen pequeñas perturbaciones a alguna condición de operación dada. Dadas estas condiciones, el proceso de linealización se basa en la expansión de las ecuaciones diferenciales por medio de la serie de Taylor alrededor del punto estable del sistema (sep), y conservando únicamente el término de primer orden (Hernández-Ortega, 2020a).

Este proceso de linealización se realiza de forma convencional en los sistemas eléctricos de potencia por medio de tres métodos: la linealización analítica (LA), la aproximación por diferencias hacia adelante (ADA) y la aproximación por diferencias centrales (ADC). En (Hernández-Ortega, 2020a), se propuso un nuevo método basado en la regla de la cadena, la Linealización Recursiva (LR), que es tratada brevemente en esta sección.

4.1 Formulación Matemática

Este método consiste en definir y evaluar de manera separada todas las subfunciones que describen el comportamiento dinámico del sistema en cuestión. Primero, partimos de establecer que el sistema está expresado por la ecuación (8):

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}) \quad (8)$$

donde \mathbf{f} contiene todas las ecuaciones del comportamiento dinámico y \mathbf{x} es el vector de estados del sistema. Ahora bien, se definen subfunciones $\mathbf{g}_j(t)$ que resultan más sencillas de evaluar, dando como resultado:

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{f}(\mathbf{x}(t)) = \mathbf{f}(\mathbf{g}_1(\mathbf{x}), \dots, \mathbf{g}_R(\mathbf{x})) \quad (9)$$

Por definición, el término lineal de la expansión de Taylor, aplicado a un conjunto de funciones se obtiene a través de la siguiente expresión

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \sum_{j=1}^n \frac{\partial \mathbf{f}(\mathbf{x}_0)}{\partial \mathbf{x}_j} (\mathbf{x}_j - \mathbf{x}_{0j}) \quad (10)$$

El punto donde se evalúa este primer término de la serie es conocido como el punto estable \mathbf{x}_{pes} . Con ello, se puede expresar la ecuación (10) de la siguiente forma:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}}_j(t) = \left. \frac{\partial f_j(\mathbf{x})}{\partial x_1} \right|_{pes} \Delta x_1 + \left. \frac{\partial f_j(\mathbf{x})}{\partial x_2} \right|_{pes} \Delta x_2 + \dots + \left. \frac{\partial f_j(\mathbf{x})}{\partial x_N} \right|_{pes} \Delta x_N \quad (11)$$

donde se utiliza la notación “pes” para indicar que se está evaluando en el punto de estado estable.

Ahora, utilizando la ecuación (9) y la regla de la cadena, se puede obtener fácilmente la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\mathbf{x}}_j(t) = & \left. \frac{\partial f_j(\mathbf{x})}{\partial g_1} \right|_{pes} \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_1} \right|_{pes} \Delta x_1 + \dots + \left. \frac{\partial f_j(\mathbf{x})}{\partial g_1} \right|_{pes} \left. \frac{\partial g_1}{\partial x_N} \right|_{pes} \Delta x_N + \\ & + \left. \frac{\partial f_j(\mathbf{x})}{\partial g_2} \right|_{pes} \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_1} \right|_{pes} \Delta x_1 + \dots + \left. \frac{\partial f_j(\mathbf{x})}{\partial g_2} \right|_{pes} \left. \frac{\partial g_2}{\partial x_N} \right|_{pes} \Delta x_N + \dots + \\ & + \left. \frac{\partial f_j(\mathbf{x})}{\partial g_R} \right|_{pes} \left. \frac{\partial g_R}{\partial x_1} \right|_{pes} \Delta x_1 + \dots + \left. \frac{\partial f_j(\mathbf{x})}{\partial g_R} \right|_{pes} \left. \frac{\partial g_R}{\partial x_N} \right|_{pes} \Delta x_N \end{aligned} \quad (12)$$

Posteriormente, resulta conveniente definir los módulos linealizados de primer orden de las subfunciones g_k , denotados como $\Delta^{(1)} g_k$, que ayudarán a simplificar el trabajo. Los módulos $\Delta^{(1)} g_k$ se definen como

$$\Delta^{(1)} g_k = \left. \frac{\partial g_k}{\partial x_1} \right|_{pes} \Delta x_1 + \dots + \left. \frac{\partial g_k}{\partial x_N} \right|_{pes} \Delta x_N \quad (13)$$

Utilizando la ecuación (13) en la expresión mostrada en la ecuación (12), se puede llegar a la siguiente fórmula:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}}_j(t) = \left. \frac{\partial f_j(\mathbf{x})}{\partial g_1} \right|_{pes} \Delta^{(1)} g_1 + \dots + \left. \frac{\partial f_j(\mathbf{x})}{\partial g_N} \right|_{pes} \Delta^{(1)} g_N \quad (14)$$

la cual se erige como la formulación básica de la linealización recursiva de primer orden. Se debe hacer énfasis en que este método no depende de un valor de perturbación como se realiza en los métodos ADA y ADC. Además, para obtener la derivada de la función principal o los módulos linealizados de las subfunciones, los términos utilizados están evaluados a partir de un punto estable, por lo que la linealización recursiva tiene la ventaja de que no causará errores numéricos provocados por el incremento en las perturbaciones, dándole así una precisión mucho mayor a los resultados de la matriz del sistema obtenida por métodos numéricos basados en perturbaciones (Molina-Pineda, 2021).

4.2 Algoritmo de Implementación

Para construir la matriz A del modelo lineal del sistema a analizar, primero se requiere tener los valores en el sep de todas las variables de estado x_j y subfunciones g_j . Posteriormente, las ecuaciones (13) y (14) son aplicadas a cada una de las funciones f_j y subfunciones g_j para obtener todos los módulos linealizados del sistema, dependientes de las perturbaciones a los estados, Δx_j .

Después, es necesario implementar una rutina que de manera iterativa modifique el valor de perturbación del estado j -ésimo con un valor igual a 1, generando así un vector de perturbación de estados, $x_{(pert\ i)}$, definido como:

$$\Delta \mathbf{x}_{pert\ i} = [0 \quad \dots \quad 1 \quad \dots \quad 0]^T \quad (15)$$

Una vez definido este vector, y considerando que la matriz planta del sistema se puede expresar como un arreglo de sus columnas: $\mathbf{A} = [\mathbf{A}_1 \quad \mathbf{A}_2 \quad \dots \quad \mathbf{A}_i \quad \dots \quad \mathbf{A}_N]$, para la iteración i , se tiene que:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}}_{pert\ i} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x}_{pert\ i} = [\mathbf{A}_1 \quad \dots \quad \mathbf{A}_N] \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ 1 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix} = \mathbf{A}_i \quad (16)$$

Por lo que, al evaluar todos los módulos linealizados del sistema, que equivale a obtener la expresión Δx^i (pert i), cada columna de la matriz A puede calcularse de manera muy sencilla.

La aplicación de la técnica LR al sistema descrito en las secciones 2 y 3, se ha omitido en este documento por razones de espacio, pero se puede consultar a detalle en (Molina-Pineda, 2021). En la siguiente sección, se presenta el caso de estudio utilizado y los resultados obtenidos.

5. Caso de Estudio y Resultados Numéricos

5.1 Caso de Estudio: Sistema Eléctrico de Potencia de 16 Máquinas

Para este caso de estudio, se analizó el sistema de potencia originalmente con 16 generadores distribuidos en 5 áreas, con 86 líneas de transmisión y 68 buses. Los datos del sistema se tomaron de un reporte de la compañía General Electric (IEEE PES, 2006), (Singh, 2013).

Las 16 máquinas cuentan con excitadores simples y solo 12 de ellas cuentan con un estabilizador de potencia PSS. El diagrama unifilar que representa a este sistema lo podemos observar en la Figura 11. En total, este sistema cuenta con 116 estados.

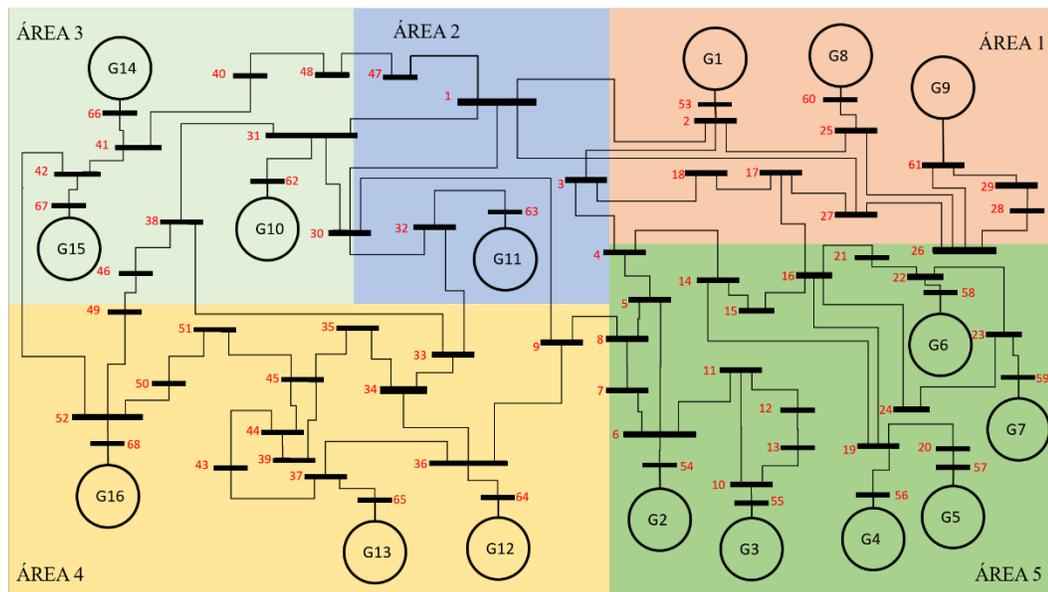


Figura 11. Sistema de potencia con 16 máquinas y 5 áreas.

Al aplicar la linealización recursiva a este modelo y posteriormente aplicar el análisis de valores propios, se obtiene la información mostrada en la Tabla 1, donde se han agregado únicamente los modos de oscilación electromecánicos. Los términos σ y ω representan la parte real e imaginaria del valor propio correspondiente.

Tabla 1. Valores propios del sistema de 16 máquinas.

Modo	σ	ω	Amortiguamiento	Frecuencia [Hz]
85, 86	-0.5811	2.3633	23.88%	0.3761
82, 83	-0.4232	3.2279	13.00%	0.5137
78, 79	-0.7515	4.0925	18.06%	0.6513
76, 77	-0.6021	4.9328	12.12%	0.7851
69, 70	-1.1131	6.7294	16.32%	1.0710
71, 72	-0.9646	6.9362	13.77%	1.1039
65, 66	-1.7739	7.2264	23.84%	1.1501
67, 68	-1.0773	7.4083	14.39%	1.1791

61, 62	-1.0296	8.0527	12.68%	1.2816
59, 60	-1.3551	8.2604	16.17%	1.3147
56, 57	-2.2607	8.8453	24.76%	1.4078
54, 55	-2.4076	9.2855	25.10%	1.4778
52, 53	-2.7576	9.8717	26.90%	1.5711
47, 48	-1.9909	11.1922	17.51%	1.7813
45, 46	-1.7601	11.4120	15.24%	1.8163

De la información desplegada en la Tabla 1, se puede observar que el sistema es estable. El modo de mayor relevancia es el modo 85, 86, el cual corresponde al comportamiento inter-área de todo el sistema. A continuación, un parque eólico es añadido al análisis.

5.2 Caso de Estudio: Sistema Modificado de 15 Máquinas y 1 Parque Eólico

En la ilustración de la Figura 12 se muestra el sistema considerado, donde el generador síncrono que estaba conectado al bus 61 (generador G9 del área 1 en la Figura 11) ha sido reemplazado por un parque eólico que consta de un total de 332 turbinas y tiene una capacidad de generación equivalente de 800 MVA, lo cual representa un 4.35% de la generación total de potencia real.

Este sistema es utilizado como base para aplicar las técnicas de linealización convencionales y compararlas contra la linealización recursiva. Los resultados se presentan en la siguiente sección.

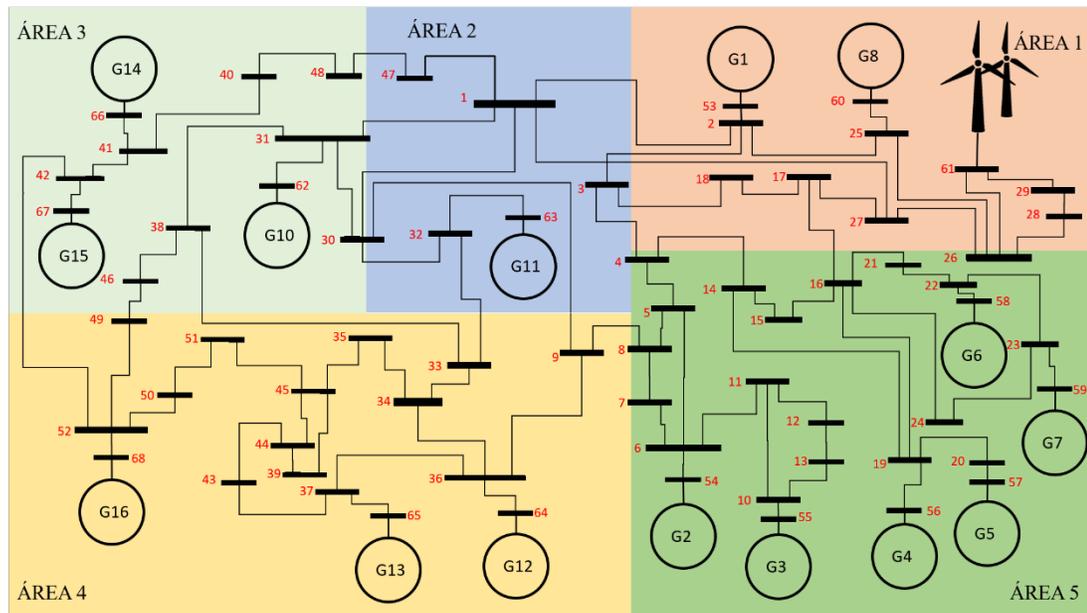


Figura 12. Sistema de potencia con 16 máquinas y 5 áreas.

5.3 Comparación de los Métodos de Linealización

Las ecuaciones que conforman el modelo del sistema dibujado en la Figura 12 son linealizadas utilizando los métodos LA, ADA, ADC y LR utilizando códigos de nuestra propia autoría en el software MATLAB. El primer parámetro por analizar en esta comparación es el tiempo computacional. En la gráfica de la Figura 13 podemos observar el tiempo en milisegundos que se requiere para ejecutar cada uno de los métodos numéricos, tomando en cuenta 1000 muestras de tiempos computacionales para el mismo caso. un ordenador con procesador: AMD A8-6410 APU con gráficos AMD Radeon R5, 16GB de memoria RAM y disco de estado sólido ADATA SU800 480GB. Debemos señalar que estas pruebas son demostrativas, ya que los algoritmos no están optimizados para su ejecución.

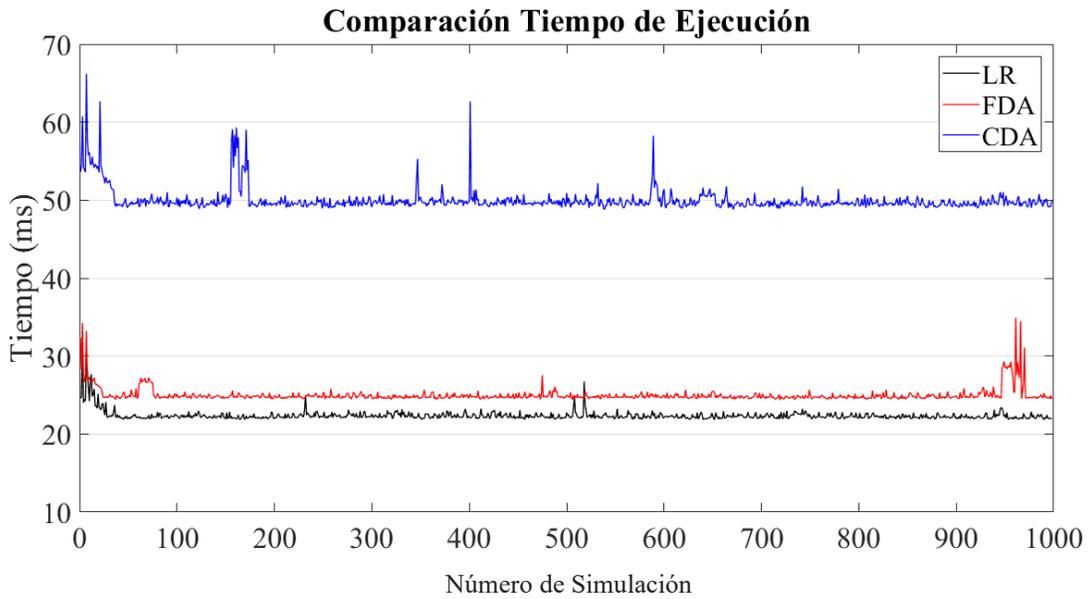


Figura 13. Comparación en tiempo de ejecución de los métodos de linealización.

Analizando la gráfica, los datos correspondientes al método ADC, como era de esperarse, requiere esencialmente el doble de tiempo comparado con el método ADA, debido a su estructura y a que requiere procesar casi el doble de instrucciones (Gill, 2019). Por otro lado, podemos observar el tiempo que requiere el método de linealización recursiva (LR) es de aproximadamente el 85% del tiempo requerido por el ADA, lo que ofrece una gran ventaja al implementarlo en sistemas mucho más complejos, ya que demanda un menor esfuerzo computacional permitiendo así crecer el número de generadores que interactúan en un sistema, controles, cargas, líneas de transmisión, etc. Además, este método permite introducir un modelo más detallado de cada uno de los elementos que interactúan en el sistema.

El segundo punto por considerar es la precisión de los métodos. El método LA es tomado como referencia para calcular la precisión de los otros tres métodos, ya que se basa en la derivación analítica de las expresiones no lineales. En la Figura 14 se presentan las precisiones de estimación de cada valor propio. En este caso, los valores propios obtenidos a partir de la matriz del sistema de cada método, λ_{ADA} , λ_{ADC} ó λ_{LR} se compararon respecto a los correspondientes valores propios de la evaluación analítica λ_{LA} .

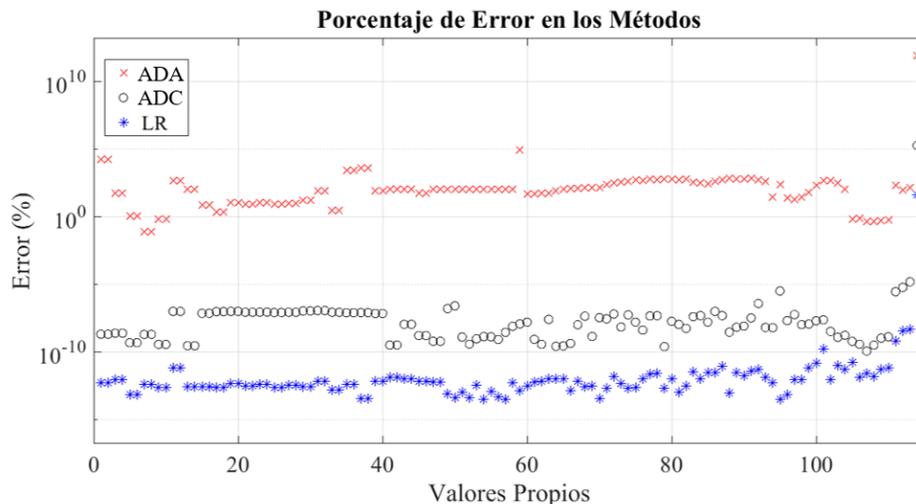


Figura 14. Porcentajes de error en la estimación de los valores propios del sistema.

El porcentaje de error de cada método de linealización, representado como %Err_Aprox, se obtiene con la ecuación (17), donde λ_{Aprox} corresponde a la estimación obtenida con cada una de las aproximaciones.

$$\%Err_{Aprox} = \left| \frac{\lambda_{LA} - \lambda_{Aprox}}{\lambda_{LA}} \right| * 100\% \quad (17)$$

Aunque, como se observó en la comparación de los tiempos de ejecución, el método ADC requiere de un mayor tiempo para que se ejecute su rutina, este ofrece una mejora significativa en la precisión respecto al método ADA. No obstante, el método que ofrece una mayor precisión corresponde al de linealización recursiva, con una magnitud de error aproximada por debajo de 10-10% lo que representa una diferencia considerable respecto a los métodos por perturbación. Aunado a esto, cabe mencionar que, aunque los errores en la Figura 14 puedan considerarse importantes, numéricamente las diferencias correspondientes entre los modos obtenidos por el método LA y la RL siempre rondan la magnitud del error de punto flotante del software MATLAB.

Con las comparaciones anteriores, se puede concluir que el método de linealización recursiva es una opción con mayor precisión y con un mejor rendimiento computacional, comparada con los métodos de linealización convencionales.

Ahora, se procederá a analizar el efecto que tiene la sustitución de un generador por un parque eólico. Se debe resaltar que el parque eólico es de la misma capacidad que el generador síncrono sustituido.

5.4 Comparación de los Modos de Oscilación

Al aplicar la linealización recursiva al sistema de la Sección 5.2, se obtienen modos de oscilación electromecánicos muy similares a los mostrados en la Tabla 1. De particular interés, se tiene que el modo inter-área (modo 85,86 de la Tabla 1) se modifica muy ligeramente, teniendo ahora un valor de $-0.5917 \pm j2.4042$, lo que corresponde a una relación de amortiguamiento del 23.9% y una frecuencia de 0.382 Hz.

Para tener una visión más general de cómo se modifican los modos de oscilación electromecánicos, en la Figura 15 se grafican los valores propios correspondientes para el caso base sin parque eólico y con parque eólico. Como se puede apreciar, algunos de los valores propios se desplazan hacia la derecha, aunque siguen estando en el semiplano izquierdo. Aquí podemos observar cómo desaparece uno de los modos, debido a la ausencia del generador síncrono que fue sustituido. El modo inestable que se observa pertenece al parque eólico y se debe a la ausencia de gobernadores en el modelado de los generadores síncronos.

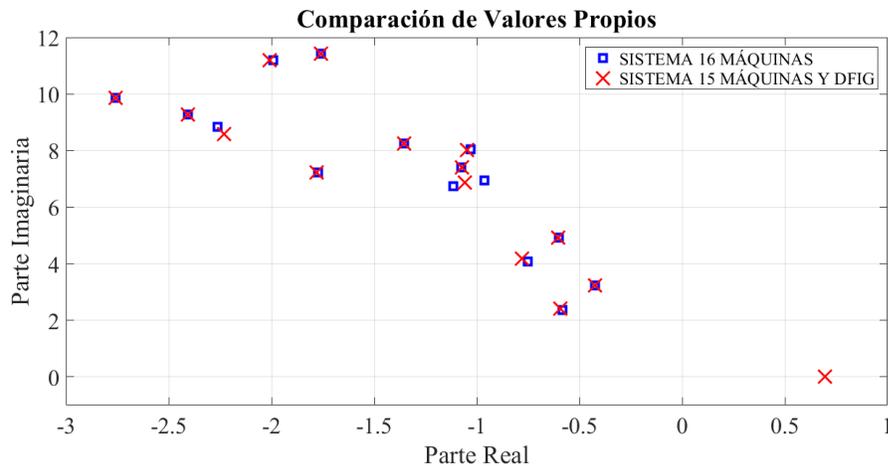


Figura 15. Comparación de los valores propios correspondientes a dinámicas electromecánicas cuando se añade un parque eólico.

Con lo anterior, se termina de describir el comportamiento del sistema eléctrico de potencia modelado con y sin la introducción del parque eólico, y se pueden observar claramente que esta modificación afecta a todo el sistema completo, aunque se sigue considerando como un sistema estable bajo el análisis de las dinámicas electromecánicas. La poca variación de los modos electromecánicos valida el modelo lineal del parque eólico que se obtuvo en este trabajo.

Finalmente, se realiza el análisis comparativo de los factores de participación y las estructuras espaciotemporales del sistema analizado. Al realizar la descomposición en valores propios de la matriz planta A, definimos primero los vectores propios derechos, denotados como v_i . Después, la magnitud $|v_i|$, nos proporciona una medida de participación de las variables de estado en los modos de oscilación. Por otra parte, los ángulos de cada uno de los elementos del vector v_i nos muestran el desfase de las variables respecto al modo número i (Kundur, 1994).

Estas estructuras espaciales de los modos son de particular interés en los estudios electromecánicos, ya que nos permiten identificar cómo se distribuye la energía en todo el sistema, y cuáles generadores interactúan con cuáles otros, intercambiando energía. Esta información se puede utilizar posteriormente para el diseño o ajuste de controles.

Para estudiar cómo se modifican estas estructuras espaciales cuando se sustituye un generador síncrono con un parque eólico, analizaremos el sistema de estudio en su forma base y en su forma modificada. Para estas comparaciones, tomaremos el modo inter-área del sistema original, el cual es el de mayor preocupación. Analizando únicamente la aportación de las velocidades angulares de cada generador, en las gráficas (a) y (c) de la Figura 16, se puede observar que todos los generadores tienen participación en este modo, además de que el generador número 5 es el que tiene la participación dominante.

El ángulo de oscilación de cada uno de los generadores lo podemos observar en las gráficas (b) y (d) de la misma figura. De estas gráficas, vemos que los generadores 1 a 13 tienen un ángulo cercano a cero, en tanto que los generadores 14 a 16 tienen un ángulo cercano a 180° , lo que nos indica que este segundo grupo de generadores está oscilando en contrafase respecto al primer grupo de generadores.

Aunque algunos valores cambiaron ligeramente al añadir el parque eólico, podemos observar que el comportamiento de los generadores sigue el mismo patrón que en el sistema original, los generadores 1 a 13 están oscilando en contrafase respecto a los generadores 14 a 16. Por otro lado, también se observa que la participación del parque eólico en este modo es nula, debido a que la velocidad angular de los generadores DFIG está desacoplada de la red eléctrica por medio de convertidores basados en electrónica de potencia.

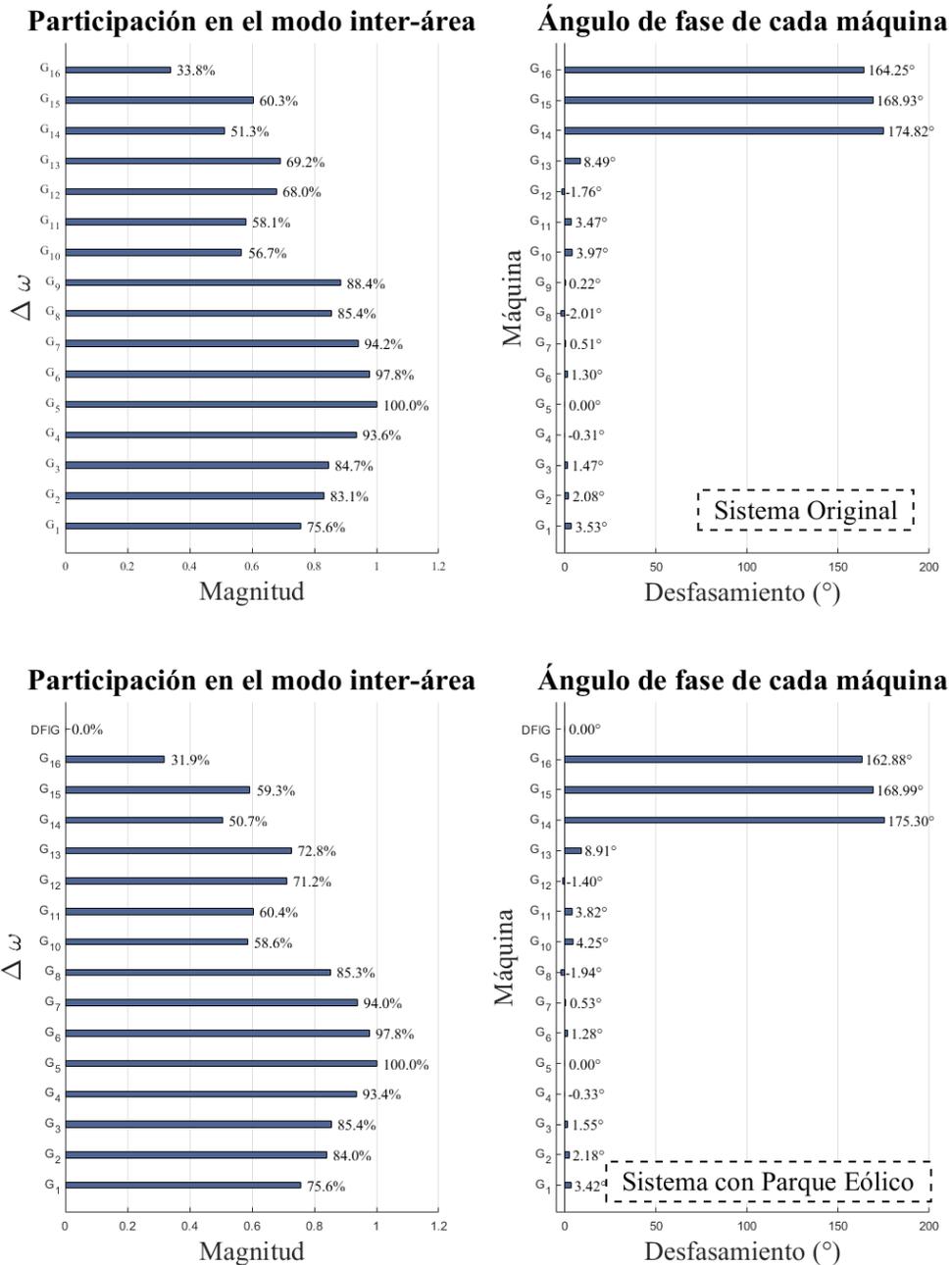


Figura 16. Estructura espaciotemporal del modo de oscilación inter-área. (a) Magnitud, sistema original; (b) Fase, sistema original; (c) Magnitud, sistema con parque eólico; (d) Fase, sistema con parque eólico.

6. Conclusiones

En este trabajo se abordaron los antecedentes y problemas a los que se enfrenta usualmente un sistema eléctrico de potencia ante la inclusión de parques eólicos. El modelo de turbina eólica seleccionado fue el del generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), cuyo modelo fue descrito e integrado a un sistema eléctrico de potencia, resultando en un modelo no lineal bastante complejo.

Con el objetivo de obtener un modelo lineal de dicho sistema no lineal, que sea preciso y extensible a sistemas eléctrico de gran tamaño, se aplicó la linealización recursiva (LR), y se comparó contra los métodos de linealización convencionales, demostrando ser el método de linealización más preciso

y menos demandante computacionalmente. Para el caso de aplicación usado, la LR requirió aproximadamente el 85% del tiempo computacional de la aproximación por diferencias hacia adelante (ADA) y menos de la mitad respecto a la aproximación por diferencias centrales (ADC). Además, el error de la RL en términos brutos siempre rondó el error por punto flotante del software MATLAB.

Posteriormente, el modelo lineal obtenido se utilizó para evaluar los efectos de la sustitución de un generador síncrono por un parque eólico, ambos inyectando 800 MW a la red eléctrica, sobre las dinámicas electromecánicas. Esta potencia es bastante considerable, ya que representa el 4.35% de la potencia real total producida en el sistema. Los resultados demostraron cambios muy ligeros tanto en las características de los valores propios, como en las correspondientes estructuras espaciotemporales de las dinámicas electromecánicas, validando el modelo lineal del parque eólico. Se debe resaltar que el objetivo de este trabajo no fue el estimar un porcentaje máximo de penetración de energías renovables. Un punto muy interesante fue la confirmación del desacoplamiento entre las dinámicas electromecánicas y el DFIG debido al uso de dispositivos de electrónica de potencia.

Además, se pudo observar la inclusión de un modo inestable debido al DFIG, el cual está relacionado a la falta de modulación de la potencia de entrada de los generadores, por lo cual se puede concluir que para tener estudios más confiables se deben modelar dichos sistemas de control cuando se cuenten con parques eólicos.

Una cuestión importante que resaltar es que, en el análisis realizado, no se tomaron en cuenta las posibles variaciones de viento que pueden presentarse en la granja eólica, lo cual también puede afectar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Como propuestas de investigación futura se encuentran dos puntos principales: la inclusión de más modelos dentro de la representación del sistema de potencia, tales como cargas no lineales, motores de inducción, compensadores estáticos de VARs, parques fotovoltaicos y otros parques eólicos. En segundo lugar, la extensión de las reglas de linealización recursiva de orden superior para el análisis de sistemas con integración de parques eólicos con el objetivo de estudiar posibles interacciones modales o interacciones entre lazos de control.

Referencias

- Anaya-Lara, O., Jenkins N., Ekanayake J., Cartwright P., & Hughes M. (2009) *Wind Energy Generation, Modelling, and Control*. John Wiley & Sons.
- Chethan, M., & Ravi, K. (2024) Virtual Inertia Support for Renewable Energy Integration: A Review. *IEEE Access*. Early Access. doi: 10.1109/ACCESS.2024.3416694.
- Du, S., Ding, T., Xiao, Y., Wan, J., Liu, J., & Meng, F. (2024) Real-Time Scheduling of High-Penetrated Renewable Power Systems: An Expert Knowledge and Reinforcement Learning Hybrid Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*. 10.1109/TPWRS.2024.3423381.
- Gautam, D., Vittal, V., & Harbour, T. (2009). Impact of increased penetration of DFIG-based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems. *IEEE Transactions on power systems*, 24(3), 1426-1434. doi:10.1109/TPWRS.2009.2021234.
- Gill, P. E., Murray, W., & Wright, M. H. (2019). *Practical optimization*. Society for Industrial and Applied Mathematics.
- Hernández-Ortega, M.A. & Román-Messina, A. (2020). Recursive Linearization of Higher-order for Power System Models. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(2), 1206-1216. doi:10.1109/TPWRS.2020.3014593.
- Hernández-Ortega, M.A., Chakraborty, A., & Román-Messina, A. (2021). Hernández-Ortega, M.A. & Román-Messina, A. (2020). Sparse Nonlinear Wide-Area Control using Perturbed Koopman Mode Analysis. 2020 59th IEEE Conference on Decision and Control (CDC).

- 10.1109/CDC42340.2020.9304319.
- Hou, Q., Du, E., Zhang, N., & Kang, C. (2020). Impact of High Renewable Penetration on the Power System Operation Mode: A Data-Driven Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(1), 731-741. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2929276.
- IEEE Power Engineering Society. (2006). Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.
- Kar, J., Chakraborty, A. (2021) Scalable design methods for online data-driven wide-area control of power systems. *IET Generation, Transmission, and Distribution*, 15(14), 71–79. doi: 10.1049/gtd2.12159.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill.
- Lee, S. H., Choi, D., Park, J.-W. (2021) Power-Sensitivities-Based Indirect Voltage Control of Renewable Energy Generators With Power Constraints. *IEEE Access*, 9, 101655-101664. doi: 10.1109/ACCESS.2021.3097350.
- Molina-Pineda, S. (2021). Obtención del Modelo Lineal de un Parque Eólico Utilizando la Linealización Recursiva (Tesis de Licenciatura Ingeniería Mecánica y Eléctrica). Universidad Autónoma de Guadalajara.
- Persson, J., & Söder, L. (2008). Comparison of three linearization methods. In *PSCC2008, 16: th Power System Computation Conference*. Glasgow, Scotland. July 14-18, 2008. Power Systems Computation Conference (PSCC).
- Rogers, G. (2000). *Power Systems Oscillations*. Springer US.
- Roy, N. K., Islam, S., Podder, A. K., Roy, T. K., & Mueen, S. M. (2022) Virtual Inertia Support in Power Systems for High Penetration of Renewables—Overview of Categorization, Comparison, and Evaluation of Control Techniques. *IEEE Access*, 10, 129190-129216. doi: 10.1109/ACCESS.2022.3228204.
- Secretaría de Energía. (2024). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (2024 - 2038). <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2024-2038>
- Singh, A. K., & Pal, B. C. (2013). Report on the 68-bus, 16-machine, 5-area system. IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls.
- Sun, H., Zhao, B., Xu, S., Lan, T., Li, Z., & Wu, P. (2024) Test Models for Stability/Security Studies of AC-DC Hybrid Power Systems with High Penetration of Renewables. *IEEE Transactions on Power Systems*.1109/TPWRS.2024.3408423.
- Tian, T., Kestelyn, X., Thomas, O., Amano, H., Messina, A.R. (2018) An Accurate Third-Order Normal Form Approximation for Power System Nonlinear Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 2128-2139. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2737462.
- Tumiran, Putranto, L. M., Sarjiya, & Pramono E. Y. (2021) Maximum penetration determination of variable renewable energy generation: A case in Java-Bali power systems. *Renewable Energy*, 163, 561-570. doi: 10.1016/j.renene.2020.08.048.
- Tummala, A. S.L.V., Inapakurthi, R., & Ramanarao, P. V. (2018). Observer based sliding mode frequency control for multi-machine power systems with high renewable energy. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 6(3), 473-481. doi: 10.1007/s40565-017-0363-3.
- Ugalde-Loo, C. E., Ekanayake, J. B., & Jenkins, N. (2012). State-space modeling of wind turbine generators for power system studies. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 49(1), 223-232. doi: 10.1109/TIA.2012.2228836.
- Wang, Y., Xu, S., Sun, H., & Shen, C. (2024) Stability Boundary of Power System with Converter Interfaced Generation: Evolution and Transition Point. *IEEE Transactions on Power Systems*.10.1109/TPWRS.2024.3410321.
- Wu, Q. -H., Bose, A., Singh, C., Chow, J. H., Mu, G., Sun, Y., Liu, Z., & Liu, Y. (2023) Control and Stability of Large-scale Power System with Highly Distributed Renewable Energy Generation:

Viewpoints from Six Aspects. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 9(1), 8-14. doi: 10.17775/CSEEJPES.2022.08740.

Zeinali Davarani, R., Ghazi, R., & Pariz, N. (2014). Non-linear analysis of DFIG based wind farm in stressed power systems. IET Renewable Power Generation, 8(8), 867-877. doi: 10.1049/iet-rpg.2013.0149

Zhu, H., Li, H., Liu, G., Ge, Y., Shi, J., Li, H., & Zhang, N. (2023). Energy Storage in High Variable Renewable Energy Penetration Power Systems: Technologies and Applications. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 9(6), 2099-2108. doi: 10.17775/CSEEJPES.2020.00090.