

Frequency Control Issues in Power Systems: The Effect of High Share of Wind Energy

D. Ochoa, *Member, IEEE* and S. Martinez, *Member, IEEE*¹

Abstract — Technological advances, low production costs, efficiency, emission-free operation, and abundance of supply are some of the factors that have strongly motivated the use of renewable energy sources for electrical energy production in recent years. The economy of scale has placed wind generation well ahead of other renewable technological alternatives, a fact that is reflected in the significant increase in operating units in many power systems. However, the inherent characteristics of wind such as: natural intermittence and non-dispatchability, might negatively impact the power system performance in terms of frequency stability by reducing the inertial resources as well as the regulation capability. This paper presents a comprehensive analysis of power system frequency control issues, its theoretical basis, and time-domain simulations that illustrate each of the electromagnetic and mechanical phenomena involved. Additionally, a methodology for evaluating the minimum amount of inertial resources in a power system, so that the frequency response complies with a given grid code under various wind penetration scenarios, is proposed. Finally, the proposal is assessed by performing time-domain simulations in MATLAB/Simulink® using two approaches for representing the behavior of the power system: the detailed modeling of the components and the load frequency control scheme.

Keywords — inertial response, load frequency control, wind power integration.

I. INTRODUCCIÓN

LA integración masiva de plantas de generación eléctrica basadas en la explotación de recursos renovables (ej.: solar fotovoltaica y eólica) ha cobrado una enorme importancia en los últimos años, ya sea por razones ambientales, técnicas, económicas o políticas [1]. A su vez, la economía de escala ha permitido a la generación eólica situarse muy por delante de otras alternativas tecnológicas disponibles comercialmente, hecho que se refleja en el incremento significativo de su potencia instalada en muchos de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) a escala global [2]–[4]. A pesar de todas las ventajas que puede ofrecer la generación eólica, su integración en sistemas eléctricos trae consigo una serie de desafíos operativos. Uno de los mayores problemas que hoy en día preocupan al operador del sistema eléctrico tiene que ver con la estabilidad y el control de frecuencia. Normalmente, se contemplan dos posibles escenarios de integración de generación eólica: que ésta se realice de manera paulatina y acorde con el crecimiento natural de la demanda en un sistema eléctrico, o que su incorporación suponga un desplazamiento de la generación

síncrona convencional operativa. De estos dos escenarios, el segundo resulta ser el más crítico desde un punto de vista de la estabilidad, pues la energía almacenada en las masas rotativas de las unidades síncronas resulta vital para absorber, en primera instancia, las oscilaciones de frecuencia ocasionadas por el continuo desequilibrio entre la potencia generada y demandada. En SEP débiles y/o aislados, en los cuales se dispone de recursos inerciales limitados, el prescindir de generación síncrona convencional para facilitar la incorporación de generación eólica intermitente se traduce en mayores fluctuaciones de frecuencia en condiciones normales de operación e incrementa el riesgo de disparo de ciertos relés de protección (de los generadores o de importantes centros de consumo), comprometiendo la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico. Es más, si se produce una integración masiva de aerogeneradores de velocidad variable, cuyo régimen de operación se encuentra desacoplado de la frecuencia de la red, la respuesta inercial del sistema puede verse seriamente empobrecida. En este sentido, existe hoy en día un extenso número de contribuciones científicas orientadas a la mitigación de los inconvenientes antes expuestos. Por ejemplo, trabajos presentados en [5]–[9] proveen técnicas de control aplicadas a aerogeneradores que permiten emular la respuesta inercial que tendría un generador síncrono mediante la regulación de la potencia eólica capturada por la turbina actuando directamente sobre el ángulo de paso de pala. Reportes publicados en [9]–[13] exploran a fondo la posibilidad de aprovechar la energía cinética almacenada en las masas rotativas de un aerogenerador en pos de dotarlo de una adecuada respuesta inercial mediante el concepto de inercia virtual o sintética. Esto se consigue adicionando lazos de control auxiliares en los sofisticados convertidores electrónicos de potencia que lo conforman. Además, propuestas presentadas en [14]–[18] se basan en el uso de sistemas auxiliares de almacenamiento energético para absorber las fluctuaciones de la potencia eólica inyectada y, además, para poder atender efectivamente las contingencias que puedan suscitarse en el sistema.

Dada la pertinencia actual de los temas de control y estabilidad de frecuencia en un SEP con una importante participación de generación eólica, este artículo presenta una revisión de su base teórica junto con el estudio y simulación en el dominio del tiempo de cada uno de los fenómenos electromagnéticos y mecánicos involucrados, desde el momento en el que se produce una perturbación causante de un evento de frecuencia hasta que la frecuencia se estabiliza, dentro del horizonte de tiempo que abarca el proceso de regulación primaria. A continuación, se propone un procedimiento para determinar el límite máximo de recursos

D. Ochoa, ETSI-Industriales, Universidad Politécnica de Madrid, España, danny.ochoa@alumnos.upm.es

S. Martínez, ETSI-Industriales, Universidad Politécnica de Madrid, España, sergio.martinez@upm.es

inerciales operativos prescindibles para facilitar la integración de generación eólica, en un sistema eléctrico débil y/o aislado, mediante el cual se pueda garantizar una respuesta de la frecuencia dentro de los rangos máximos establecidos por los códigos de red durante una descompensación súbita entre potencia generada y demandada. Finalmente, la validez del procedimiento es evaluada por medio de simulaciones en el dominio del tiempo en MATLAB/Simulink® utilizando dos enfoques: la representación detallada de los componentes del sistema eléctrico de potencia y por medio de la representación simplificada basada en el esquema de control primario de frecuencia.

II. RESPUESTA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ANTE PEQUEÑAS PERTURBACIONES

En sistemas eléctricos de potencia en corriente alterna, la frecuencia se encuentra establecida por el régimen rotacional de los generadores síncronos que lo conforman. La ecuación (1) define la dinámica rotacional de un generador síncrono considerando pequeños desvíos de las variables respecto a su valor en régimen permanente [19]. En esta ecuación se puede comprobar que un desequilibrio entre la potencia mecánica generada y la potencia eléctrica demandada, P_m y P_e , respectivamente, se traduce en una variación de la velocidad angular del generador, ω , cuya aceleración está condicionada por la constante de inercia de sus masas rotativas, H .

$$\Delta P_{m[pu]} - \Delta P_{e[pu]} = 2H_{[W.s/V\Delta]} \frac{d}{dt} \Delta \omega_{[pu]} \quad (1)$$

En condiciones normales, la potencia demandada en un SEP es cambiante por naturaleza (debido a la conexión y desconexión de carga por parte de los consumidores). En casos excepcionales, la demanda podría experimentar variaciones súbitas debido a eventos no deseables, tales como: conexión/desconexión no programada de importantes centros de consumo, disparo de relés en las centrales de generación, etc. Para mantener la frecuencia dentro de márgenes seguros, es preciso llevar a cabo ciertas acciones de control sobre los generadores síncronos con el fin de garantizar el balance de potencias. Estos procedimientos de control de frecuencia se encuentran divididos en cuatro etapas [20]: respuesta inercial, control primario, control secundario y control terciario de frecuencia. Durante la primera etapa, el desequilibrio entre potencia generada y demandada es inmediatamente asumido de forma natural por los generadores síncronos haciendo uso de la energía cinética almacenada en sus masas rotativas, lo que provoca un desvío de su velocidad de giro respecto de su valor nominal. En la segunda etapa, los controladores de velocidad de las máquinas síncronas detectan dicho desvío, y su consiguiente desvío de frecuencia, y actúan sobre la potencia mecánica de su respectivo accionamiento primario con el objeto de reequilibrar el balance de potencias, acción que devuelve a la frecuencia a un valor cercano al nominal. Este error de frecuencia en estado estacionario es eliminado durante la tercera etapa gracias al esquema de Control Automático de Generación (*AGC-Automatic Generation Control*) el cual reasigna las consignas de potencia activa a

todos los generadores síncronos operativos. En la cuarta etapa, se reprograman las reservas rodantes a fin de preparar al sistema para atender a futuras contingencias. Dado que los parámetros de mayor interés en un estudio de control de frecuencia: desvío máximo de frecuencia, tasa de variación de la frecuencia (*ROCOF- rate of change of frequency*) y desvío de frecuencia en estado cuasi estacionario quedan definidos en las dos primeras fases, la formulación y el análisis presentado en las secciones subsiguientes estará centrado en este horizonte de tiempo.

A. ETAPA 1: Reparto inicial de potencias tras la perturbación, oscilaciones de potencia y respuesta inercial promedio.

En el momento en el que se introduce una pequeña perturbación causada por el cambio repentino en el valor de la demanda de potencia, ΔP_L , en cualquier nudo de la red, se produce un “evento de frecuencia”. Esta primera etapa comprende la respuesta natural del sistema tras la perturbación hasta el instante en el que comienzan a actuar los reguladores de velocidad, T_a . En esta etapa, resulta de interés estudiar cómo se realiza el reparto inicial del desequilibrio de potencias entre los generadores síncronos que conforman el sistema y, con esto, evaluar su efecto sobre las variaciones de sus respectivas velocidades. Para plantear la formulación analítica necesaria, se recurre al modelo clásico de un sistema multi-máquina presentado en [21] y esquematizado en la Fig. 1. Dado el carácter pedagógico de esta sección, se efectuarán ciertas simplificaciones en la formulación a fin de facilitar su manejo analítico. Primero, se asume que la red eléctrica (líneas de transmisión, transformadores, equipos de compensación, etc.) puede ser reducida a una representación equivalente vista desde los nudos internos de los generadores (detrás de sus respectivas reactancias transitorias) hasta el nudo k (punto en el cual se introduce la perturbación). Este enfoque permite representar a los generadores síncronos mediante una fuente ideal de tensión en corriente alterna (CA), cuyo fasor tensión tiene la forma: $\mathbf{E}_i = E_i \underline{\delta}_i$. Se considera, además, que la perturbación, ΔP_L , es de naturaleza resistiva y está representada por el cierre del interruptor.

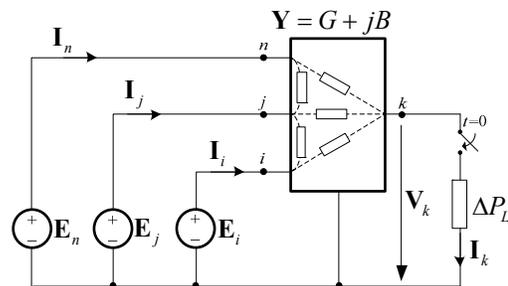


Figura 1. Modelo de un sistema multi-máquina con inyección de potencia en el nudo k .

La inyección de potencia activa en el nudo i , por parte del i -ésimo generador, se encuentra determinada por la ecuación (2), en donde: $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ y $\delta_{ik} = \delta_i - \delta_k$ denotan la diferencia entre los argumentos de las tensiones internas de los generadores $i-j$ y la diferencia entre el argumento de la tensión del generador i con respecto al argumento de la tensión en el

nudo k , respectivamente. Y es la matriz de admitancias nodales y G_{ij} y B_{ij} representan la conductancia y la susceptancia del elemento $i-j$ de dicha matriz.

$$P_i = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i, k}}^n E_i E_j (B_{ij} \sin \delta_{ij} + G_{ij} \cos \delta_{ij}) + E_i V_k (B_{ik} \sin \delta_{ik} + G_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (2)$$

Si además, se asume que el sistema presenta una relación X/R muy elevada, es posible despreciar las conductancias en (2), quedando finalmente:

$$P_i \approx \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i, k}}^n E_i E_j B_{ij} \sin \delta_{ij} + E_i V_k B_{ik} \sin \delta_{ik} \quad (3)$$

Empleando un razonamiento similar, la inyección de potencia en el nudo k , puede estimarse por medio de la expresión:

$$P_k \approx \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n V_k E_j B_{kj} \sin \delta_{kj} \quad (4)$$

Ahora bien, para evaluar el impacto inmediato de la aplicación de la perturbación en el sistema, se presentan las ecuaciones (5) y (6), que han sido derivadas a partir de la linealización de las expresiones (3) y (4) en torno al punto de equilibrio en el instante previo al cierre del interruptor: $\delta_{ij}(t=0^-) = \delta_{ij0}$, $\delta_{ik}(t=0^-) = \delta_{ik0}$, $\delta_{kj}(t=0^-) = \delta_{kj0}$. Los términos P_{Sij} , P_{Sik} y P_{Sjk} son conocidos en la literatura como *coeficientes de potencia sincronizante* [21]. El operador sumatorio aplicado al término P_{Sjk} en (6) brinda una noción de la distancia eléctrica existente entre el generador j y el nudo de inyección de la perturbación k .

$$\Delta P_{ei} = \Delta P_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i, k}}^n \underbrace{(E_i E_j B_{ij} \cos \delta_{ij0})}_{P_{Sij}} \Delta \delta_{ij} + \underbrace{(E_i V_k B_{ik} \cos \delta_{ik0})}_{P_{Sik}} \Delta \delta_{ik} \quad (5)$$

$$\Delta P_L = -\Delta P_k = -\sum_{j=1}^n \underbrace{(V_k E_j B_{jk} \cos \delta_{jk0})}_{P_{Sjk}} \Delta \delta_{jk} \quad (6)$$

Por otra parte, se deduce de la ecuación (1) que:

$$\frac{d}{dt} \Delta \omega_i = \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{mi} - \Delta P_{ei}) \quad (7)$$

$$\frac{d}{dt} \Delta \delta_i = \Delta \omega_i \quad (8)$$

Por último, en estudios de estabilidad transitoria de sistemas multi-máquina, resulta útil representar la dinámica equivalente o promedio del sistema en términos de la velocidad angular y del ángulo interno de cada una de las máquinas. Se introduce, por tanto, el concepto de "centro de inercia" del sistema [22], cuya definición se expresa en (9) y (10).

$$\omega_{eq} = \bar{\omega} = \frac{\sum \omega_i H_i}{\sum H_i} \quad (9)$$

$$\delta_{eq} = \bar{\delta} = \frac{\sum \delta_i H_i}{\sum H_i} \quad (10)$$

En la Tabla I, se presenta la formulación y descripción de cada uno de los procesos físicos involucrados en esta primera etapa de la respuesta de la frecuencia del sistema en base al manejo de las ecuaciones (3)-(10).

Con el fin de ilustrar con un ejemplo concreto y simple los fundamentos teóricos hasta aquí presentados, se ha simulado en MATLAB/Simulink® el sistema eléctrico de prueba mostrado en la Fig. 2. El sistema está conformado por dos generadores síncronos idénticos, SG_1 y SG_2 , con una potencia nominal de 3.125 MVA, que alimentan a una carga de naturaleza resistiva, $P_L = 2$ MW. Para hacer notorio el efecto de la localización eléctrica de los generadores sobre la respuesta temporal del sistema, se han asignado longitudes muy dispares a las líneas (L_1 y L_2) que alimentan la carga. Toda la información necesaria para reproducir el ejemplo se encuentra detallada en el Apéndice. La perturbación, que consiste en un incremento repentino de la carga del 10% respecto a su valor asignado, se introduce una vez transcurridos 10 segundos desde el inicio de la simulación. Por último, para asegurar una correcta representación de esta primera etapa de la respuesta de frecuencia del sistema, los controladores de velocidad de los generadores síncronos se han deshabilitado. Se toma como potencia base del sistema para los cálculos en por unidad, la potencia nominal de uno de los generadores.

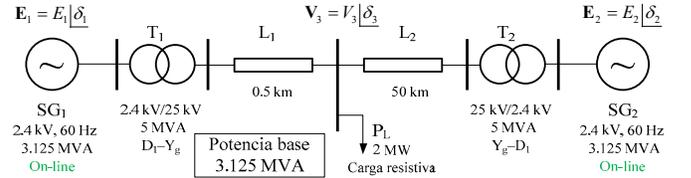


Figura 2. Sistema eléctrico de estudio.

Los resultados obtenidos mediante la simulación en el dominio del tiempo se ilustran en la Fig. 3. En esta figura, que representa la dinámica tanto del desvío de potencia activa (en por unidad) como de la velocidad (en términos de frecuencia) de los generadores síncronos, es posible identificar cada uno de los fenómenos descritos y formulados en la Tabla I.

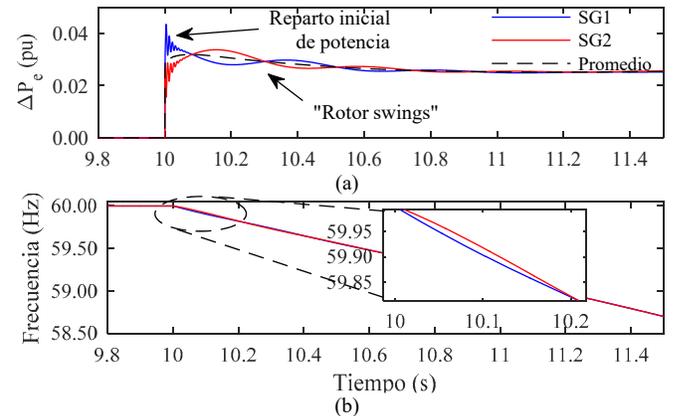


Figura 3. Respuesta inercial de los generadores síncronos frente a un aumento repentino de la carga.

TABLA I. PROCESOS FÍSICOS INVOLUCRADOS EN LA PRIMERA ETAPA DE LA RESPUESTA DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA.

| | | |
|---|---|--|
| Reparto inicial de potencias tras la perturbación ($t = 0^+$) | $\frac{d}{dt} \Delta \delta_i(0^+) = 0$ | En instante en el que se introduce la perturbación, al cerrar el interruptor ilustrado en la Fig.1, los valores de los ángulos internos de los generadores síncronos (8) no cambian instantáneamente debido a la inercia del rotor. |
| | $\Delta \delta_k(0^+) = -\frac{\Delta P_L}{\sum_{j=1}^n P_{Sjk}}$ | Sin embargo, al sustituir el resultado anterior en (6), se evidencia que la variación del argumento del fasor tensión en el nudo k depende principalmente de la amplitud de la perturbación introducida, ΔP_L . |
| | $\Delta P_{ei}(0^+) = \frac{P_{Sik} - \Delta P_L}{\sum_{j=1}^n P_{Sjk}}$ | Para determinar el reparto inicial del desvío de potencia de la perturbación, ΔP_L , entre los generadores del sistema, se sustituyen los resultados anteriores en (5). Este reparto se produce de manera natural e instantánea y aquellos generadores que se encuentren “eléctricamente” más cercanos al nudo k (cuya susceptancia nodal común, B_{ik} , es mayor) asumirán la mayor parte del reparto, independientemente de su inercia o capacidad. |
| | $\frac{d}{dt} \Delta \omega_i(0^+) = -\frac{1}{2H_i} \Delta P_{ei}(0^+)$ | Considerando que en este instante aún no se produce la actuación del sistema de control de velocidad de los generadores, la potencia mecánica aplicada a sus ejes por parte del accionamiento primario se mantiene constante ($\Delta P_{mi}(0^+) = 0$). Al aplicar este criterio en (7), se comprueba que los generadores empezarán a acelerar o decelerar en función de sus constantes de inercia individuales y del reparto inicial del desvío de potencia explicado anteriormente. |
| Oscilaciones de potencia ($0 < t < T_a$) | $\frac{d}{dt} \Delta \delta_i(t) = \Delta \omega_i(t)$ | Tras la perturbación cada generador experimentará un cambio de velocidad ($\Delta \omega_i(t) \neq 0$) y, consecuentemente, sus ángulos internos empezarán a presentar variaciones en función del tiempo, de acuerdo con (8). |
| | $\Delta \delta_k(t) = \frac{\Delta P_L}{\sum_{j=1}^n P_{Sjk}} + \frac{\sum_{j=1}^n P_{Sjk} \Delta \delta_j(t)}{\sum_{j=1}^n P_{Sjk}}$ | A su vez, mediante el manejo de la ecuación (6), es posible determinar la variación del argumento del fasor de tensión en el nudo k . En la expresión resultante se evidencia que este desvío es fuertemente dependiente de la amplitud de la perturbación y del valor actual de los ángulos internos de los n generadores síncronos operativos. |
| | $\Delta P_{ei}(t) = \sum_{j=1, k}^n P_{Sij} (\Delta \delta_i(t) - \Delta \delta_j(t)) + P_{Sik} (\Delta \delta_i(t) - \Delta \delta_k(t))$ | La potencia activa suministrada por cada generador durante este periodo está representada por (5), la cual refleja que el valor de la potencia activa desarrollada por el generador i dependerá de la diferencia existente entre su ángulo interno y los ángulos internos de los $n-1$ generadores restantes y el argumento de la tensión en el nudo k . Por tanto, es de esperar un comportamiento oscilatorio de las potencias como fruto del esfuerzo de los generadores por mantenerse sincronizados (<i>rotor swings</i>). Durante este proceso, los generadores asumen, en su conjunto, el valor de ΔP_L . |
| | $\frac{d}{dt} \Delta \omega_i(t) = -\frac{1}{2H_i} (\Delta P_{ei}(t) + D_i \Delta \omega_i(t))$ | Ahora bien, de acuerdo con la ecuación (7), los generadores empezarán a acelerar/decelerar de forma oscilante como consecuencia de lo expuesto anteriormente. La tasa de cambio de velocidad de cada generador dependerá del estado actual de su potencia activa y del valor de su constante de inercia individual. Por tanto, durante este periodo, la frecuencia será distinta en los diferentes nudos de generación del sistema. Por último, si se considera el efecto amortiguador de cada uno de los generadores, D_i , estas oscilaciones tenderán a atenuarse. |
| Respuesta inercial promedio ($0 < t < T_a$) | $\frac{d}{dt} \Delta \omega_{eq}(t) = \frac{d}{dt} \Delta \bar{\omega}(t) = -\frac{\Delta P_L}{2 \sum_{i=1}^n H_i} = -\frac{\Delta P_L}{2H_{eq}}$ | Durante el periodo que contempla esta parte del análisis, aún se tiene que $\Delta P_{mi}(0) = 0$. Haciendo un cuidadoso manejo de las ecuaciones (5)-(7) y aplicando la definición de “centro de inercia” expresada en (9) se concluye que la tasa de variación de velocidad promedio (equivalente) del sistema depende solamente de la magnitud de la perturbación aplicada y de la constante de inercia equivalente de los generadores, H_{eq} . |
| | $\Delta P_{ei}(t) = \frac{H_i}{H_{eq}} \Delta P_L, \text{ con } t \rightarrow T_a$ | Conforme las oscilaciones de potencia vayan decayendo, las tasas de variación de velocidad de los generadores irán convergiendo hacia el valor promedio derivado en la descripción anterior. Por tanto, asumiendo que $d/dt(\Delta \omega_{eq}) \approx d/dt(\Delta \omega_i)$ en (7), es posible calcular el reparto de potencia entre los distintos generadores del sistema hacia el final del intervalo. De la expresión resultante se concluye que el valor de la potencia suministrada por cada generador es directamente proporcional a su constante de inercia individual, H_i , independientemente de su “localización eléctrica” como era el caso durante reparto inicial de potencias de tras la perturbación ($t = 0^+$). |

B. ETAPA 2: Control primario de frecuencia

Como ya se hecho mención en la parte inicial de esta sección, en la operación normal de un SEP cada generador síncrono incorpora un sistema de control de velocidad cuya función es mantener la velocidad angular del rotor en torno a un valor de referencia (normalmente su condición de sincronismo) mediante la regulación de la potencia mecánica aplicada a su eje por su accionamiento primario. Este proceso de control se denomina control primario de frecuencia (CPF) e inicia con la detección de un desvío de velocidad, $\Delta \omega$, con respecto a un valor de consigna ω_{ref} . Pese a que esta detección podría ocurrir en el mismo instante en el que se producen los

fenómenos descritos en la Tabla I, los mecanismos que llevan a cabo la regulación de la potencia mecánica, ΔP_m , presentan una constante de tiempo algo mayor, lo que ralentiza su actuación. En la literatura se pueden encontrar multitud de configuraciones de controladores de velocidad en función de la naturaleza de la fuente primaria de energía a controlar y/o de las particularidades del sistema en el cual se encuentran operando [23]–[26]. En este trabajo, se utiliza el esquema básico mostrado en la Fig. 4. El controlador debe regular la potencia mecánica en función de la amplitud del desvío de velocidad detectado. Estas dos variables están relacionadas por la constante, R , que recibe el nombre de estatismo. El valor asignado a esta constante determinará el grado de

participación de cada generador dentro del CPF. En el esquema considerado, el actuador es representado mediante una función de transferencia de primer orden con constante de tiempo T_a . Debido a que este controlador carece de una componente integral, es de esperar que éste consiga estabilizar la velocidad en un valor diferente al de consigna. El error introducido se conoce como desvío de frecuencia cuasi-estacionario, Δf_{ce} . Por último, es una práctica común colocar a la entrada del controlador una característica de banda muerta, BM , con el objeto de insensibilizarlo ante la presencia de muy pequeñas desviaciones de velocidad y con esto evitar actuaciones innecesarias.

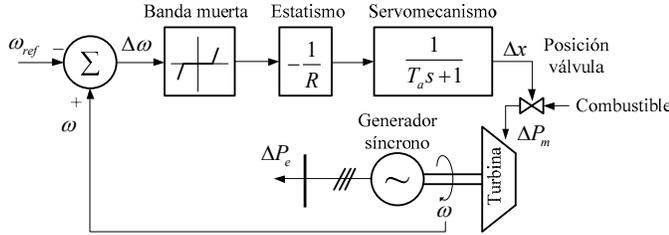


Figura 4. Esquema básico del controlador de velocidad de un generador síncrono.

Para representar la respuesta de los generadores síncronos en el dominio del tiempo, se recurre nuevamente al sistema de la Fig. 2, pero esta vez, con sus respectivos controladores de velocidad habilitados. Para la simulación se ha considerado: $BM = \pm 1$ mHz, $R = 5\%$, $T_a = 100$ ms. Las figuras 5 y 6 ilustran la respuesta de la potencia y de la velocidad (en términos de la frecuencia) de cada generador ante el mismo incremento de la carga considerado en el ejemplo anterior. En la figura 5 se pueden distinguir claramente las dos etapas de la respuesta de frecuencia del sistema hasta aquí descritas. Se constata que la primera etapa brinda un soporte energético al sistema hasta que se produzca la actuación del control de velocidad de cada generador instantes más tarde. Nótese que el controlador de velocidad es quien define el valor en régimen permanente de la potencia activa de su respectivo generador en función del estatismo asignado.

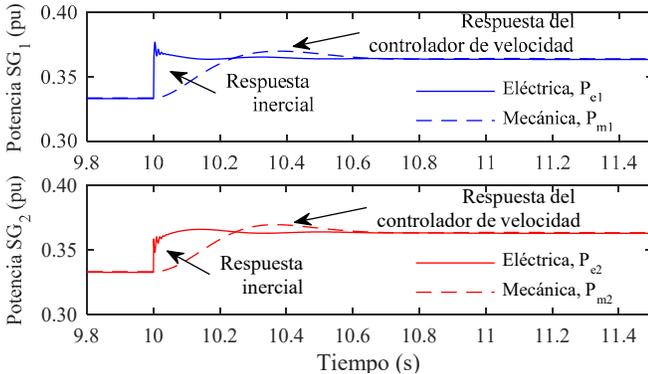


Figura 5. Respuesta de los generadores síncronos y de sus controladores de velocidad ante un incremento súbito de la carga.

En la Fig. 6 se comprueba que tanto el desvío de frecuencia máximo, Δf_{max} , como la tasa máxima de variación de la velocidad, $|ROCOF|_{max}$, dependen del reparto inicial de la potencia tras la perturbación. Conforme se va alcanzando el equilibrio de potencias, el régimen de giro de los generadores tiende a igualarse.

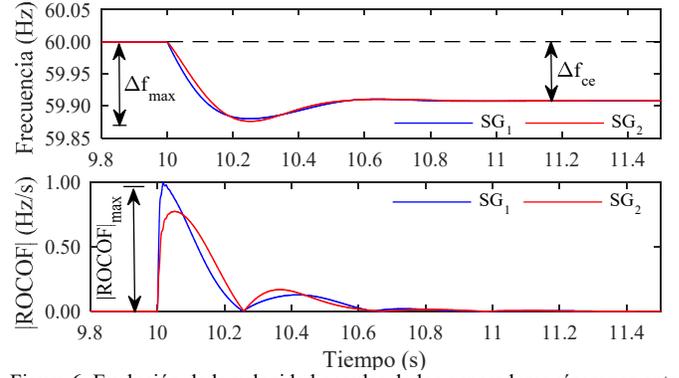


Figura 6. Evolución de la velocidad angular de los generadores síncronos ante un incremento súbito de la carga.

A continuación, se presenta un planteamiento analítico de la dinámica temporal de los procesos llevados a cabo en esta segunda etapa. Para ello, se recurre nuevamente a la ecuación de oscilación (1) generalizada para un sistema multi-máquina:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = 2H_{eq} \frac{d}{dt} \Delta \omega_{eq} \quad (11)$$

En esta ecuación, ΔP_m representa el desvío de potencia mecánica total del sistema producido por los controladores de velocidad asociados a cada generador síncrono. ΔP_e es la variación de potencia activa total asumida por los generadores síncronos cuya constante de inercia equivalente está representada por H_{eq} . De acuerdo con las conclusiones obtenidas en la sección II-A, durante el periodo de respuesta inercial provista por los generadores, su tasa de deceleración oscilará en torno a un valor promedio o equivalente, $\Delta \omega_{eq}$. Por último, al expresar ΔP_e en términos del desvío de la carga conectada, ΔP_L , y de los efectos amortiguadores implícitos en el sistema, D_{eq} , la ecuación (11) puede ser reescrita como:

$$\Delta P_m - (\Delta P_L + D_{eq} \Delta \omega_{eq}) = 2H_{eq} \frac{d}{dt} \Delta \omega_{eq} \quad (12)$$

Introduciendo el operador de Laplace en la ecuación anterior, y teniendo en cuenta que, en un sistema multi-máquina, la suma de los desvíos de potencia mecánica individuales, ΔP_{mi} , define el desvío total, ΔP_m , se tiene que:

$$\frac{\Delta \omega_{eq}(s)}{\sum_{i=1}^n \Delta P_{mi}(s) - \Delta P_L(s)} = \frac{1}{2H_{eq}s + D_{eq}} \quad (13)$$

La Fig. 7 muestra la representación en diagrama de bloques de la ecuación (13), la cual es conocida en la literatura como esquema de control primario de frecuencia. En la ilustración de este esquema, se ha considerado la estructura de control de velocidad mostrada en la Fig. 4 y se ha generalizado para el caso de n -generadores síncronos. Se han incluido, además, los factores de participación, w_i , definidos como la relación entre la potencia instalada de cada máquina con respecto a la potencia base del sistema, los cuales resultan de utilidad cuando se requiere representar diferentes niveles de participación de las centrales en la cobertura de la demanda y en el soporte de frecuencia. Si se expresan las constantes de inercia de cada uno de los generadores respecto de su correspondiente capacidad nominal, el efecto equivalente, H_{eq} , puede calcularse mediante:

$$H_{eq} = \sum_{i=1}^n w_i H_i \quad (14)$$

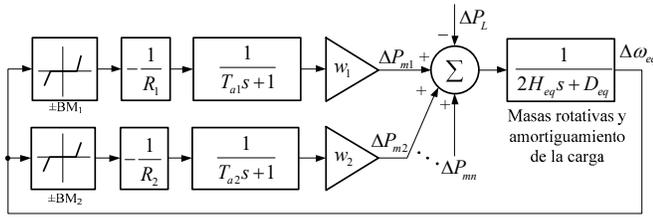


Figura 7. Esquema de Control Primario de Frecuencia (CPF).

Operando analíticamente sobre el esquema de la Fig. 7, es posible determinar la relación entre el desvío de la potencia demandada ΔP_L (variable de entrada) y el desvío de la frecuencia del sistema $\Delta \omega_{eq}$ (variable de salida) del sistema multi-máquina:

$$\frac{\Delta \omega_{eq}(s)}{\Delta P_L(s)} = -\frac{1}{2H_{eq}s + D_{eq} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i} TC_i(s) w_i} \quad (15)$$

Donde:

$$TC_i(s) = \frac{1}{T_{ai}s + 1} \quad (16)$$

A continuación, se implementa en MATLAB/Simulink® el esquema de la Fig. 7 particularizado para el sistema eléctrico de estudio (Fig. 2) con el fin de comparar su dinámica respecto a aquella obtenida mediante la representación detallada de sus componentes (Figs. 5 y 6). Para una potencia base de 3.125 MVA, se tiene que: $w_1 = w_2 = 1$. La amplitud de la perturbación aplicada al sistema en por unidad es $\Delta P_L = 0.064$ pu y la constante de inercia equivalente de los generadores se calcula mediante (14): $H_{eq} = w_1 H_1 + w_2 H_2$.

Los resultados obtenidos en la simulación se muestran en la Fig. 8. En esta, se evidencia que el esquema de CPF de la Fig. 7 (Modelo simplificado) permite representar con gran exactitud el comportamiento del sistema eléctrico de la Fig. 2 (Modelo detallado) en términos de la potencia mecánica y de la frecuencia en el dominio del tiempo.

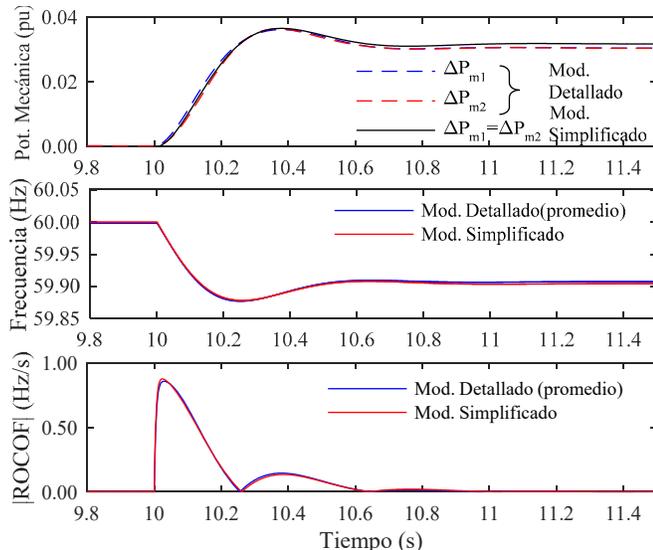


Fig.8. Respuesta del sistema ante un incremento súbito de la carga.

De forma cuantitativa, se puede evaluar la bondad del modelo simplificado comparando los parámetros característicos de la respuesta de la frecuencia (Δf_{max} , Δf_{ce} , $|ROCOF|_{max}$), tal como se puede ver en la Tabla II.

TABLA II. RESPUESTA DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA

| Parámetro | Modelo detallado | | | Modelo simplificado |
|------------------------|------------------|-----------------|--------------------|---------------------|
| | SG ₁ | SG ₂ | Respuesta promedio | |
| Δf_{max} (Hz) | 0.121 | 0.125 | 0.123 | 0.122 |
| Δf_{ce} (Hz) | 0.095 | 0.095 | 0.095 | 0.096 |
| $ ROCOF _{max}$ (Hz/s) | 1.006 | 0.778 | 0.857 | 0.875 |

III. EFECTO DE LA INTEGRACIÓN DE AEROGENERADORES DE VELOCIDAD VARIABLE SOBRE LA RESPUESTA INERCIAL DEL SISTEMA

A. Planteamiento analítico del problema

Como se ha visto anteriormente, la inercia de los generadores síncronos juega un papel muy relevante en la respuesta de la frecuencia del sistema ante una perturbación de potencia. Una forma de analizarlo cuantitativamente consiste en determinar los valores de los parámetros característicos de la respuesta de la frecuencia del sistema en función del valor de la constante de inercia equivalente, tal como muestra la Fig. 9 para el caso de estudio. En ella, para generalizar el análisis, los valores representados en el eje de las abscisas se han expresado en términos de la constante de inercia relativa, H_r , definida como la relación entre la constante de inercia equivalente ponderada, H_{eq} , y la constante de inercia equivalente natural del sistema de estudio (caso base), H_N :

$$H_r = \frac{H_{eq}}{H_N} = \frac{\sum_{i=1}^n w_i H_i}{H_{eq}(\text{caso base})} \quad (17)$$

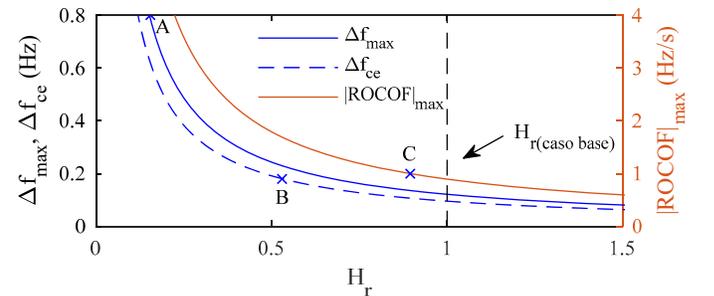


Figura 9. Efecto de la constante de inercia equivalente del sistema sobre la respuesta de la frecuencia.

Las curvas de la Fig. 9 han sido generadas considerando diferentes situaciones operativas, en términos de la capacidad instalada de los generadores síncronos, mediante la modificación de los factores de participación w_1 y w_2 en la evaluación de las ecuaciones (14)-(16), particularizadas para el sistema de la Fig. 2. Nótese que todas las curvas son monótonas decrecientes, por lo que, una reducción de H_r conlleva siempre un aumento de los tres parámetros de interés. En situaciones prácticas, la disminución de H_{eq} , debida a la reducción de los factores de participación, puede ocurrir como consecuencia de la salida de cierta parte de la generación síncrona operativa causada por la incorporación de nuevos

agentes de generación eléctrica con interfaces de conexión a la red basadas en convertidores electrónicos de potencia (por ejemplo, aerogeneradores de velocidad variable), los cuales carecen de una respuesta inercial natural desde la perspectiva del sistema.

Esta figura, que pone de manifiesto la sensibilidad de los parámetros Δf_{max} , Δf_{ce} y $|\text{ROCOF}|_{max}$ con respecto a la cantidad de recursos inerciales operativos en el momento de una contingencia, puede ser empleada para fijar los límites de integración de generación eólica en el sistema que garanticen una respuesta de la frecuencia dentro de los márgenes requeridos por el código de red aplicable al sistema. Por ejemplo, el operador del sistema peninsular español establece en su Procedimiento de Operación 1.5. que, durante un evento de frecuencia, los desvíos máximos de frecuencia no deben superar los valores: $\Delta f_{max} = \pm 800$ mHz y $\Delta f_{ce} = \pm 180$ mHz [27]. Respecto al límite máximo de tasa de variación de la frecuencia, este suele estar comprendido en el rango 0.1-1 Hz/s [28] y su selección va a depender de las características inerciales del sistema eléctrico. Este límite permite la calibración de los relés de sobre/sub frecuencia que protegen diferentes elementos del sistema. En este estudio, se ha considerado un $|\text{ROCOF}|_{max} = 1$ Hz/s. Todas estas restricciones se han señalado en la Fig. 9 con los puntos A, B y C, y se verifica que, para el caso base ($H_r = 1$), los valores de los parámetros característicos de la respuesta de la frecuencia obtenidos se encuentran dentro de los límites indicados.

Adicionalmente, al realizar un estudio estrictamente analítico a la característica ilustrada en la Fig. 9, es posible definir la cantidad mínima de recursos inerciales operativos en el sistema eléctrico que garantice una respuesta de la frecuencia dentro de los límites máximos establecidos en este estudio. Para ello, basta con obtener el valor de H_r para cada uno de los puntos remarcados en la gráfica: A, B o C, en función del límite máximo que se tome como referencia. En la Tabla III se indican los resultados numéricos de la aplicación de este procedimiento en el sistema eléctrico considerado en este trabajo. Como era de esperar, mientras más estricto sea el margen de fluctuación de la frecuencia admisible en situaciones de contingencia, la cantidad de generación síncrona convencional que puede ser desplazada para propiciar la incorporación de aerogeneradores de velocidad variable es menor.

TABLA III. RECURSOS INERCIALES MÍNIMOS PARA GARANTIZAR UNA ADECUADA RESPUESTA DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA

| Límite máximo a considerar | $H_r(\min)$ |
|---------------------------------|-------------|
| $ \text{ROCOF} _{max} = 1$ Hz/s | 0.875 |
| $ \Delta f_{ce} = 180$ mHz | 0.535 |
| $ \Delta f_{max} = 800$ mHz | 0.15 |

En situaciones prácticas, el desplazamiento entre valores de H_r en la Fig. 9 no será continuo, pues la salida de generadores síncronos en un sistema eléctrico multi-máquina se presenta de forma discreta.

B. Primer caso de estudio

Con el objeto de realizar una comprobación de los criterios presentados en la sección III-A, se procede a incorporar en la red de la Fig. 2 un aerogenerador (AG) de velocidad variable basado en el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG-Doubly fed induction generator) cuyo modelo detallado se encuentra disponible en la librería de MATLAB/Simulink® [29]. En el sistema eléctrico representado en la Fig. 10(a) se asume que el AG-DFIG se encuentra generando tal cantidad de potencia que ocasiona la salida de operación del generador síncrono SG_2 . Por tanto, en el momento de introducir la perturbación en el sistema, los generadores SG_1 y AG_1 serán las únicas máquinas alimentando a la carga. La velocidad de viento incidente en el AG-DFIG será mantenida constante a lo largo de la simulación ($v = 9.6$ m/s). La Fig. 10(b) muestra el esquema de CPF correspondiente. En éste se ha incluido la inyección de potencia activa por parte del AG-DFIG cuyo modelo electromecánico simplificado ha sido tomado de [13], [30], en donde w_{AG} es el factor de participación del aerogenerador, cuya definición es similar a la introducida para w_i (Sección II-B), con la particularidad de que ésta no se toma en cuenta para la evaluación de (14). Para respetar los principios físicos empleados en la formulación analítica del esquema de CPF, el aporte de potencia del aerogenerador es considerado como una carga con signo negativo. Al no encontrarse en operación el generador síncrono SG_2 , es necesario anular su contribución en el esquema de CPF haciendo $w_2 = 0$. En consecuencia, la constante de inercia relativa del sistema será $H_r = 0.5$. Por último, teniendo en cuenta la capacidad instalada del AG-DFIG (1.5 MW), su factor de participación será $w_{AG} = 0.48$.

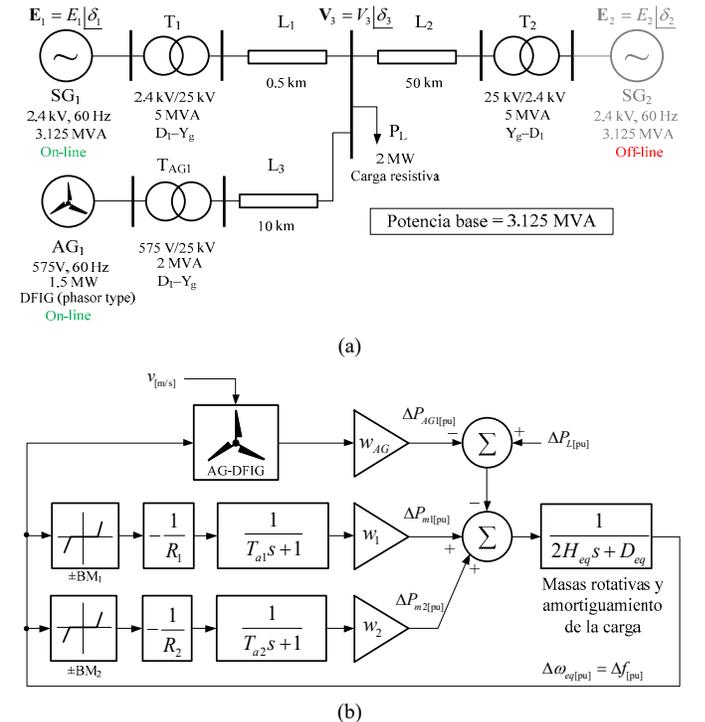


Figura 10. Integración de generación eólica en el sistema eléctrico de estudio: a) Mod. detallado, b) Esquema de CPF correspondiente (Mod. simplificado).

La Fig. 11 muestra los resultados obtenidos mediante la simulación en el dominio del tiempo de las variables de interés en un estudio de frecuencia de red. En esta se puede evidenciar que, incluso con la incorporación del AG-DFIG, existe una fuerte correlación (amplitud/tiempo) entre la dinámica obtenida por medio de la representación detallada de los componentes del sistema y su enfoque simplificado (esquema de CPF). Nótese que en el modelo detallado se puede percibir una minúscula respuesta de potencia activa por parte del AG-DFIG durante la aplicación de la perturbación, ya que, aunque el régimen rotacional del AG-DFIG es independiente de la frecuencia de la red, su estator se encuentra directamente conectado al sistema eléctrico trifásico. Sin embargo, dicha respuesta no influye significativamente en los resultados obtenidos en el estudio en cuestión. En la Tabla IV, se pueden apreciar las pequeñas diferencias existentes entre los valores de los parámetros: Δf_{max} , Δf_{ce} y $|\text{ROCOF}|_{max}$ obtenidos mediante los dos enfoques para la representación de la dinámica temporal del sistema eléctrico (detallado y simplificado), con errores relativos del 0.82%, 3.22% y 6.71% respectivamente. La aparición de estos errores se debe a que el modelo detallado toma en consideración todos los efectos eléctricos y magnéticos involucrados en la operación del sistema: la pequeña respuesta presentada por el AG-DFIG; el efecto amortiguador provisto por el generador síncrono convencional, los devanados de los transformadores y los parámetros eléctricos distribuidos en las líneas de transporte; y las pérdidas eléctricas que presentan los diferentes componentes. En todo caso, la aproximación sigue resultando adecuada y útil para el estudio de sistemas multi-máquina, con un menor esfuerzo computacional y alto grado de exactitud.

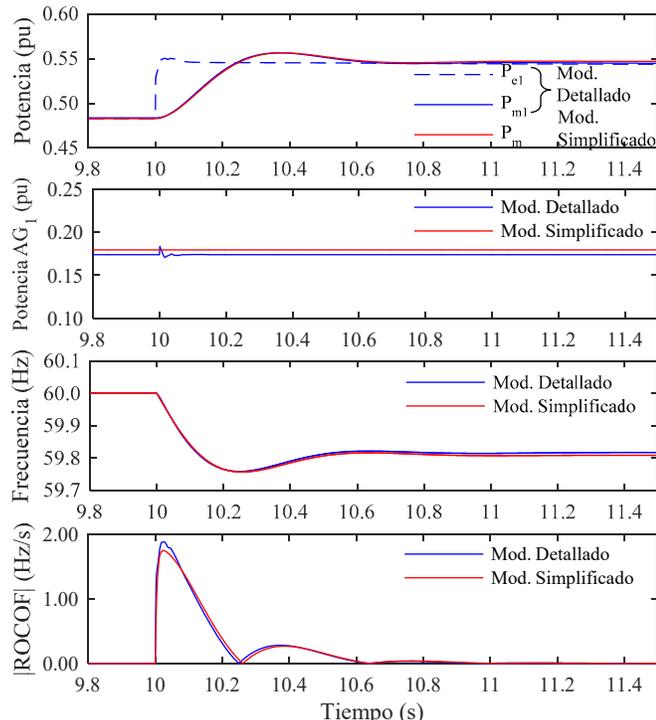


Figura 11. Respuesta del sistema ante un incremento súbito de la carga considerando la integración de generación eólica.

TABLA IV. RESPUESTA DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA

| Parámetro | Modelo detallado | | Modelo simplificado |
|-------------------------------|------------------|-----------------|---------------------|
| | SG ₁ | SG ₂ | |
| Δf_{max} (Hz) | 0.242 | 0 | 0.244 |
| Δf_{ce} (Hz) | 0.186 | 0 | 0.192 |
| $ \text{ROCOF} _{max}$ (Hz/s) | 1.877 | 0 | 1.751 |

A la vista de los resultados se puede concluir que el desplazamiento de la generación síncrona por la incorporación de 1.5 MW de generación eólica en el sistema de estudio ocasiona una respuesta de la frecuencia que supera los límites máximos de los parámetros: Δf_{ce} y $|\text{ROCOF}|_{max}$ (Tabla IV), situación que ya se preveía durante el análisis de la Fig. 9 al desplazar el cursor vertical hacia la nueva condición inercial equivalente del sistema, $H_r = 0.5$.

C. Segundo caso de estudio

Con el objeto de ilustrar la realización del análisis anterior en un sistema más realista, con diferentes tecnologías de producción de energía eléctrica, en esta sección se extenderá el estudio del efecto de la integración de aerogeneradores de velocidad variable sobre la respuesta inercial del sistema a la red multi-máquina de 9 nudos del *Western System Coordinating Council* (WSCC) [21], la cual es empleada de forma frecuente en la literatura para el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Esta red, que representa el efecto agregado de sus agentes de generación y demanda, está compuesta por tres generadores síncronos convencionales equivalentes y tres importantes centros de consumo (Fig. 12).

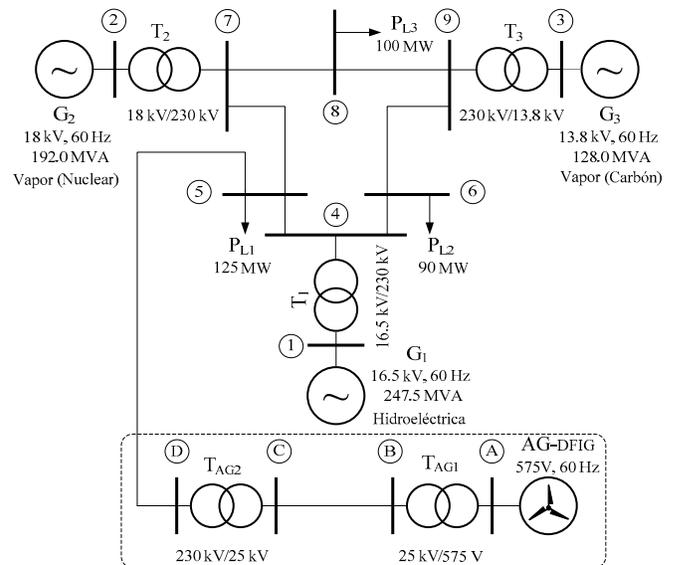


Fig. 12. Sistema eléctrico de prueba WSCC modificado.

Toda la información relativa a cada uno de los elementos que lo conforman: generadores, transformadores, líneas de transporte, así como los flujos de potencia en condiciones normales de operación, se proporcionan en detalle en [21]. En el Apéndice se ha incluido la información más relevante para la reproducción de este segundo caso de estudio. Para la representación de los accionamientos primarios y controladores de velocidad de los generadores se han considerado tres diferentes tecnologías: turbina hidráulica (G_1), turbina de vapor basada en fisión nuclear (G_2) y turbina

de vapor basada en combustión de carbón (G_3). Además, en la red de la Fig. 12, se ha añadido una nueva rama eléctrica para incluir el aporte energético de los aerogeneradores DFIG a través del nudo 5. El esquema de CPF correspondiente se ilustra en la Fig. 13. Los modelos lineales y los parámetros, tanto de las turbinas (hidráulica y térmicas) como de sus respectivos controladores de velocidad, han sido tomados de [19], cuyos valores se encuentran listados en el Apéndice.

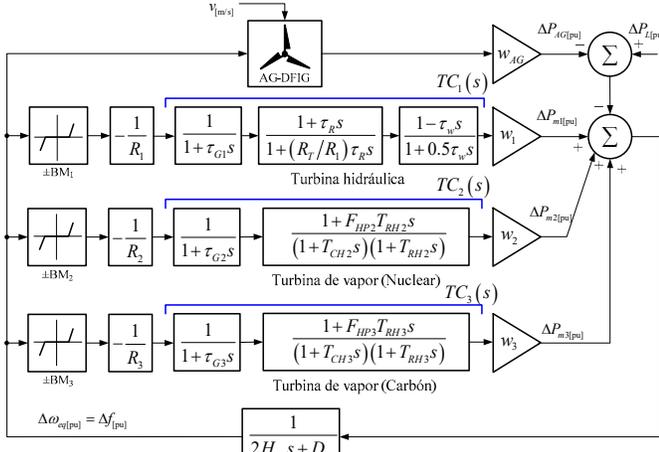


Fig. 13. Esquema de CPF del sistema eléctrico de prueba WSCC modificado.

Para el cálculo en por unidad en el esquema de la Fig. 13, se ha tomado como potencia base del sistema la suma de la capacidad instalada de todos los generadores síncronos que lo conforman, esto es: 567.5 MVA. En consecuencia, los factores de participación de los generadores G_1 , G_2 y G_3 dentro del esquema de CPF serán: $w_1 = 0.4361$, $w_2 = 0.3383$, $w_3 = 0.2256$, respectivamente. Las constantes de inercia individuales de estas máquinas, referidas a sus respectivas capacidades instaladas, son: $H_1 = 9.55$ s, $H_2 = 3.33$ s y $H_3 = 2.35$ s, respectivamente. De acuerdo con (14), la constante de inercia equivalente (referida a la potencia base del sistema) queda determinada como $H_{eq} = 5.8238$ s. La perturbación aplicada al sistema se ha modelado como un incremento súbito del 10% de la carga total alimentada, es decir: $\Delta P_L = 31.5$ MW = 0.0555 pu. Además, se ha considerado un efecto auto-regulador de la carga, $D_{eq} = 0.5$ pu. La Tabla V resume los valores de los parámetros de la respuesta de la frecuencia del sistema obtenidos para el caso base, en el cual no se contempla la participación de los aerogeneradores en la cobertura de la demanda y en donde todos los generadores síncronos que lo conforman se encuentran operativos ($H_r = 1$).

TABLA V. RESPUESTA DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA (CASO BASE)

| Parámetro | Valor |
|-------------------------------|-------|
| Δf_{max} (Hz) | 0.505 |
| Δf_{ce} (Hz) | 0.163 |
| $ \text{ROCOF} _{max}$ (Hz/s) | 0.286 |

La Fig. 14 muestra el efecto de la constante de inercia relativa sobre la respuesta de la frecuencia del sistema tomando en consideración el desplazamiento individual de cada una de las tecnologías de generación convencional como consecuencia de la integración de generación eólica (similar al criterio presentado en la sección III-B). Estas características se

han obtenido mediante el análisis de la respuesta al escalón de la ecuación (15) particularizada para este caso de estudio. En estas se han incluido los límites de los parámetros de interés de la respuesta de la frecuencia considerados en este trabajo (puntos A, B y C definidos en la sección III-A). Las características obtenidas revelan que el margen de recursos inerciales que pueden ser puestos fuera de operación para incorporar generación eólica sin que se excedan los límites máximos de frecuencia va a depender del tipo de generación síncrona a desplazar. Los valores numéricos obtenidos en este análisis se resumen en la Tabla VI.

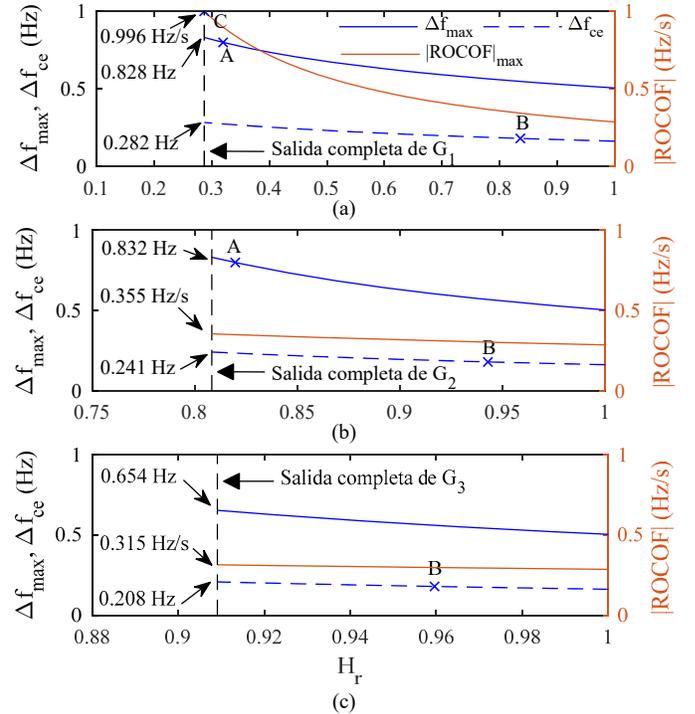


Fig. 14. Efecto de la constante de inercia equivalente del sistema sobre la respuesta de la frecuencia considerando el desplazamiento individual de las centrales de generación: a) Hidroeléctrica, b) Térmica nuclear y c) Térmica carbón.

TABLA VI. RECURSOS INERCIALES MÍNIMOS (POR TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN) PARA GARANTIZAR LOS LÍMITES DE FRECUENCIA DEL SISTEMA

| Límite máximo a considerar | Rec. inerciales mínimos, $H_{r(\min)}$ | | |
|---------------------------------|--|-------|-------|
| | G_1 | G_2 | G_3 |
| $ \text{ROCOF} _{max} = 1$ Hz/s | 0.287 | 0.806 | 0.909 |
| $ \Delta f_{ce} = 180$ mHz | 0.836 | 0.943 | 0.960 |
| $ \Delta f_{max} = 800$ mHz | 0.319 | 0.820 | 0.909 |

A la vista de los resultados se concluye que el generador hidroeléctrico equivalente (G_1) es quien provee el mayor margen de maniobra para la integración de aerogeneradores, pues permite la salida de un mayor número de unidades operativas sin que se sobrepasen los límites establecidos para la respuesta de la frecuencia del sistema. Esto se debe a que los mecanismos de control de potencia/velocidad característicos de esta tecnología de generación responden de forma más lenta ante los desvíos de frecuencia en comparación con la dinámica presentada por las centrales térmicas G_2 y G_3 . Esto hace que el desplazamiento de G_1 tenga un impacto menor sobre el valor de los parámetros Δf_{max} y

Δf_{ce} . El efecto sobre la respuesta de la frecuencia del sistema producido por el desplazamiento de los generadores térmicos: nuclear (G_2) y carbón (G_3) se evidencia en la Fig. 14 (b) y (c), respectivamente. En estas ilustraciones se observa una mayor sensibilidad de los parámetros de interés Δf_{max} y Δf_{ce} con respecto a la cantidad de recursos inerciales operativos. Nótese en estas figuras que, el límite $|\text{ROCOF}|_{max}$ está lejos de ser alcanzado incluso si las unidades de generación que conforman ya sea G_2 o G_3 fueran desplazadas en su totalidad. Ya que el generador hidroeléctrico equivalente (cuya capacidad inercial no es desplazada en los escenarios representados en la Fig. 14 (b) y (c)) es quien aporta la mayor cantidad de recursos inerciales para la conformación de H_{eq} en este sistema en particular, el desplazamiento de aquellas tecnologías de generación con menor tamaño inercial no causa una afección notoria sobre la tasa de deceleración equivalente de las masas rotativas del sistema (11).

Ahora bien, si se conocen las características inerciales y capacidades instaladas de todas las unidades de generación que integran los generadores síncronos equivalentes G_1 , G_2 y G_3 , es posible cuantificar, en base a los resultados presentados en la Tabla VI, la potencia eólica máxima a ser instalada en el sistema sin perjuicio para el control y la estabilidad de frecuencia. Para ello, resulta necesario expresar el valor de la constante de inercia relativa mínima, asociada a cada tecnología de generación y considerando un determinado límite de frecuencia, en términos de la capacidad síncrona desplazada. Esto se consigue expresando, en primer lugar, los valores de $H_{i(min)}$ provistos en la Tabla VI en términos de los correspondientes factores de participación síncronos, $w_{i(min)}$, mediante la definición introducida en (17). Bajo la premisa de que el desplazamiento de la capacidad síncrona (respecto del caso base) tiene que ser suplida por una capacidad de generación eólica similar, el factor de participación eólico máximo (en por unidad) queda determinado por:

$$w_{AG(max)} = w_{i(caso\ base)} - w_{i(min)} \tag{18}$$

La Tabla VII resume los resultados numéricos derivados de este procedimiento. En esta tabla, se ha expresado el factor $w_{AG(max)}$ en unidades físicas de potencia.

TABLA VII. EVALUACIÓN DE LA POTENCIA EÓLICA MÁXIMA A INTEGRAR EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE ESTUDIO

| Límite máximo a considerar | Factor de participación síncrono mínimo $w_{i(min)}$ | | | Potencia eólica máxima permisible (MW) | | |
|--------------------------------------|--|--------|--------|--|-------|-------|
| | G_1 | G_2 | G_3 | G_1 | G_2 | G_3 |
| | $ \text{ROCOF} _{max} = 1 \text{ Hz/s}$ | 0.0014 | 0 | 0 | 246.7 | 192.0 |
| $ \Delta f_{ce} = 180 \text{ mHz}$ | 0.3361 | 0.2382 | 0.1265 | 56.8 | 56.8 | 56.2 |
| $ \Delta f_{max} = 800 \text{ mHz}$ | 0.02 | 0.0238 | 0 | 236.1 | 178.5 | 128.0 |

IV. CONCLUSIONES

En este artículo se ha presentado una revisión de la base teórica de los fenómenos electromagnéticos y mecánicos involucrados en la respuesta de la frecuencia de un sistema eléctrico de potencia desde el momento en el que se introduce una perturbación causante de un evento de frecuencia hasta que la frecuencia es completamente estabilizada. La exposición de estos conceptos se ha ilustrado con una serie de

simulaciones en el dominio del tiempo realizadas en MATLAB/Simulink®. Adicionalmente, en la parte medular del trabajo se ha propuesto una metodología para determinar la cantidad máxima de recursos inerciales operativos prescindibles, para propiciar la integración de generación eólica de velocidad variable en un sistema eléctrico débil y/o aislado, que garantice una respuesta de la frecuencia dentro de los límites máximos establecidos por los códigos de red durante condiciones de desequilibrios súbitos entre potencia generada y demandada. Por último, se realiza la validación de esta metodología mediante simulaciones en el dominio del tiempo usando dos enfoques: mediante la representación detallada de los componentes del sistema eléctrico de potencia y por medio de la representación simplificada basada en el esquema de control primario de frecuencia.

APÉNDICE

- A. Datos del generador síncrono (Fig. 2):
 - a) *Características generales* [23]:
 Datos de placa: 3.125 MVA, 2.4 kV, 60 Hz, 2 pares de polos.
 Ctes. de inercia y de amortiguamiento: $H = 1.07 \text{ s}$, $D = 0.01 \text{ pu}$.
 Ctes. de tiempo de la máquina (s): $T_d' = 3.7$, $T_d'' = 0.05$, $T_{q0}'' = 0.05$.
 Reactancias (pu): $X_d = 1.56$, $X_d' = 0.296$, $X_d'' = 0.177$, $X_q = 1.06$, $X_q'' = 0.177$.
 - b) *Controlador de velocidad (speed governor)*: $R = 5\%$, $T_a = 100 \text{ ms}$, $BM = \pm 1 \text{ mHz}$.
 - c) *Reg. automático de tensión*: Esquema y valores tomados de [23].
- B. Datos del sistema eléctrico de potencia (Fig. 2):
 - a) *Transformadores* (T_1 y T_2): 5 MVA, 60 Hz, 25 kV/2.4 kV, Conexión Y_g-D_1 , $R_1 = R_2 = 0.0015 \text{ pu}$, $L_1 = L_2 = 0.04 \text{ pu}$, $R_m = L_m = 200 \text{ pu}$.
 - b) *Transformador* T_{AG1} : 2 MVA, 60 Hz, 25 kV/575 V, Conexión Y_g-D_1 , $R_1 = R_2 = 8.33 \times 10^{-4} \text{ pu}$, $L_1 = L_2 = 0.025 \text{ pu}$, $R_m = L_m = 500 \text{ pu}$.
 - c) *Líneas de transporte* (L_1 , L_2 y L_3): $R_l = 0.1153 \text{ } \Omega/\text{km}$, $R_0 = 0.413 \text{ } \Omega/\text{km}$, $L_l = 2.1 \text{ mH/km}$, $L_0 = 6.64 \text{ mH/km}$, $C_l = 11.33 \text{ nF/km}$, $C_0 = 5.01 \text{ nF/km}$.
- C. Datos del aerogenerador DFIG [13], [29], [30]:
 - a) *Características generales*:
 Datos de placa: 1.5 MW, 575 V, $\cos \varphi = 1.0$, 60 Hz, 2 pares de polos.
 - b) *Potencia activa despachada con $v = 9.6 \text{ m/s}$* : 0.5433 MW (Mod. Detallado), 0.5607 MW (Mod. Simplificado)
- D. Datos del sistema WSCC de 9 nudos (Fig. 12):
 - a) *Datos de los generadores síncronos convencionales*:

| Generador | G_1 | G_2 | G_3 |
|--|-----------------|-----------------|----------------|
| Capacidad (MVA) | 247.5 | 192.0 | 128.0 |
| Tensión nominal (kV) | 16.5 | 18.0 | 13.8 |
| Tipo | Hidro-eléctrico | Vapor (Nuclear) | Vapor (Carbón) |
| Velocidad nominal (RPM) | 180 | 3600 | 3600 |
| Energía cinética almacenada a velocidad nominal (MW·s) | 2364 | 640 | 301 |

- b) *Controladores de velocidad y modelos de las turbinas*:

| Parámetro | Símbolo | Valores y Unidades | |
|---|----------|--------------------|-----------------|
| | | Hidráulica | Térmica a vapor |
| Banda muerta | BM | 1 mHz | 1 mHz |
| Estatismo | R | 5% | 5% |
| Cte. de tiempo servo compuerta | τ_G | 0.2 s | 0.2 s |
| Estatismo transitorio | R_T | 0.4 pu | |
| Tiempo de restablecimiento | τ_R | 5 s | |
| Cte. de tiempo del agua | τ_w | 1 s | |
| Fracción potencia total generada por alta presión | F_{HP} | | 0.3 |

| | | |
|---|----------|-------------------------------|
| Cte. de tiempo del recalentador | T_{RH} | 7 s (Carbón) 5 s (Nuclear) |
| Cte. de tiempo volumen entrada y cámara vapor | T_{CH} | 0.3 s |

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su gratitud a la Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación (SENESCYT) de la República del Ecuador, cuya financiación (N° 2015-AR6C5141) hace posible el desarrollo del proyecto de investigación del cual se deriva el presente trabajo.

REFERENCIAS

- [1] L. W. Oliveira and T. C. J. Maria, "Planning of Renewable Generation in Distribution Systems Considering Daily Operating Periods," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 5, pp. 901–907, May 2017.
- [2] X. Liu, Z. Xu, K. P. Wong, and L. L. Lai, "Power smooth control for DFIG under extreme operating gust," in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition*, 2014, pp. 1–5.
- [3] H. Zhao, Q. Wu, J. Wang, Z. Liu, M. Shahidehpour, and Y. Xue, "Combined Active and Reactive Power Control of Wind Farms based on Model Predictive Control," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2017.
- [4] International Energy Agency, "Tracking Clean Energy Progress 2017," 2017. [Online]. Available: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TrackingCleanEnergyProgress2017.pdf>. [Accessed: 12-Jul-2017].
- [5] B. H. Chowdhury and H. T. Ma, "Frequency regulation with wind power plants," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–5.
- [6] L.-R. Chang-Chien, W.-T. Lin, and Y.-C. Yin, "Enhancing Frequency Response Control by DFIGs in the High Wind Penetrated Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 710–718, May 2011.
- [7] Z.-S. Zhang, Y.-Z. Sun, J. Lin, and G.-J. Li, "Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 6, no. 1, pp. 38–47, Jan. 2012.
- [8] M. Wang-Hansen, R. Josefsson, and H. Mehmedovic, "Frequency Controlling Wind Power Modeling of Control Strategies," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 954–959, Oct. 2013.
- [9] Y. Li, D. Wang, C. Guo, and Y. Li, "Research on DFIGs' participation in frequency regulation and penetration ratio of wind power integration," in *2014 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2014, pp. 2700–2705.
- [10] D. Raoofsheibani, E. Abbasi, and K. Pfeiffer, "Provision of primary control reserve by DFIG-based wind farms in compliance with ENTSO-E frequency grid codes," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, 2014, pp. 1–6.
- [11] E. M. G. Rodrigues, A. W. Bizuayehu, and J. P. S. Catalão, "Analysis of requirements in insular grid codes for large-scale integration of renewable generation," in *2014 IEEE PES T D Conference and Exposition*, 2014, pp. 1–5.
- [12] Y. Liu, J. R. Gracia, T. J. King, and Y. Liu, "Frequency Regulation and Oscillation Damping Contributions of Variable-Speed Wind Generators in the U.S. Eastern Interconnection (EI)," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 951–958, Jul. 2015.
- [13] D. Ochoa and S. Martinez, "Fast-Frequency Response Provided by DFIG-Wind Turbines and its Impact on the Grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 4002–4011, Sep. 2017.
- [14] K. Nakajima, A. Umemura, R. Takahashi, and J. Tamura, "Design of battery system for smoothing wind power variations in power system based on frequency response analysis," in *2013 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, 2013, pp. 385–390.
- [15] T. Riouch and R. El-Bachtiri, "A coordinated control for smoothing output power of a DFIG based wind turbine," in *Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2013 International*, 2013, pp. 304–309.

- [16] W. Gang, Q. Xiaoyan, J. Runzhou, and L. Qian, "A control strategy of smoothing wind power output based on variable terms of slip average filter," in *2014 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2014, pp. 3017–3021.
- [17] F. Diaz-Gonzalez, F. D. Bianchi, A. Sumper, and O. Gomis-Bellmunt, "Control of a Flywheel Energy Storage System for Power Smoothing in Wind Power Plants," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 29, no. 1, pp. 204–214, Mar. 2014.
- [18] L. Bai, F. Li, Q. Hu, H. Cui, and X. Fang, "Application of battery-supercapacitor energy storage system for smoothing wind power output: An optimal coordinated control strategy," in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, pp. 1–5.
- [19] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1st ed. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [20] A. Gomez-Exposito, A. Conejo, and C. Cañizares, *Electric Energy Systems - Analysis and Operation*, 1st ed. Boca Raton: CRC Press, 2009.
- [21] P. M. Anderson and A. A. Fouad, *Power system control and stability*, 2nd ed. Piscataway, N.J: IEEE Press ; Wiley-Interscience, 2003.
- [22] J. C. Cepeda, J. L. Rueda, D. G. Colomé, and D. E. Echeverría, "Real-time transient stability assessment based on centre-of-inertia estimation from phasor measurement unit records," *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 8, no. 8, pp. 1363–1376, 2014.
- [23] K. E. Yeager and J. R. Willis, "Modeling of emergency diesel generators in an 800 megawatt nuclear power plant," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 8, no. 3, pp. 433–441, Sep. 1993.
- [24] A. Khodabakhshian and N. Golbon, "Unified PID design for load frequency control," in *Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Control Applications, 2004.*, 2004, vol. 2, p. 1627–1632 Vol.2.
- [25] M. R. B. Tavakoli, B. Vahidi, and W. Gawlik, "An Educational Guide to Extract the Parameters of Heavy Duty Gas Turbines Model in Dynamic Studies Based on Operational Data," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1366–1374, Aug. 2009.
- [26] T. Theubou, R. Wamkeue, and I. Kamwa, "Dynamic model of diesel generator set for hybrid wind-diesel small grids applications," in *2012 25th IEEE Canadian Conference on Electrical Computer Engineering (CCECE)*, 2012, pp. 1–4.
- [27] Red Eléctrica de España, "Procedimiento de Operación 1.5," <http://www.ree.es/en>. [Online]. Available: http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES_PO_1.5.pdf. [Accessed: 17-May-2017].
- [28] H. K. Kargar and J. Mirzaei, "New method for islanding detection of wind turbines," in *2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, 2008, pp. 1633–1637.
- [29] Mathworks, "Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type)," <https://www.mathworks.com/>, 23-May-2017. [Online]. Available: http://es.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/windturbine_doublyfedinductiongeneratorphasortype.html.
- [30] D. Ochoa and S. Martinez, "A Simplified Electro-Mechanical Model of a DFIG-based Wind Turbine for Primary Frequency Control Studies," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 8, pp. 3614–3620, Aug. 2016.



Danny Ochoa Correa (M'15) nació en Ecuador en 1987. Es Ingeniero Eléctrico por la Universidad de Cuenca, Ecuador, desde 2011. En 2014, obtuvo el título de Máster Universitario en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Politécnica de Madrid, España, en donde actualmente se desempeña como investigador y es estudiante del Programa de Doctorado en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Sus áreas de interés son: integración de aerogeneradores de velocidad variable a la red eléctrica, operación, control y servicios complementarios en sistemas eléctricos de potencia y micro-redes.



Sergio Martínez (M'02) nació en España en 1969. Es Ingeniero Industrial y Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid (UPM), España, desde 1993 y 2001, respectivamente. Actualmente, es Profesor Titular de Universidad en el área de Ingeniería Eléctrica de la UPM y desarrolla su labor investigadora en el campo de la integración de la generación eléctrica con energía eólica y marina en los sistemas de energía eléctrica.