

Power System Transient Stability Assessment based on Center of Inertia Concept

Evaluación de Estabilidad Transitoria de Sistemas de Potencia utilizando el concepto de Centro de Inercia

D. E. Echeverría

J. C. Cepeda

Operador Nacional de Electricidad, CENACE, Quito, Ecuador

E-mail: decheverria@cenace.org.ec; jcepeda@cenace.org.ec

Abstract

This work presents an analysis of the power system transient stability assessment using the concept of Center of Inertia COI as reference. First, a synchronous machine model for transient stability studies has been presented. This model uses the dq0 reference frame based on Park transform. Afterwards, the importance of choosing a specific angle reference for defining any Park-based model is analyzed. This aspect has several important consequences that motivate the selection of a general time-variable angle reference known as Center of Inertia COI. With the purpose of generalizing the benefits of using COI for transient stability assessment, formal mathematical demonstrations are developed. In addition, simulation results of several study cases analyzed at two test power systems are presented. By this way, it is verified that COI gives a general reference frame properly designed for assessment of power system transient stability.

Resumen

Este trabajo presenta un análisis de la evaluación de la estabilidad transitoria utilizando como referencia el Centro de Inercia COI del sistema de potencia. En primer lugar, se presenta un modelo de máquina síncrona utilizado en estudios de estabilidad transitoria, cuyo modelo se basa en un marco de referencia dq0 utilizando la transformada de Park. Posteriormente, se analiza la importancia de la elección de un ángulo de referencia como un paso indispensable para definir cualquier modelo basado en la transformada de Park. Esto tiene algunas consecuencias importantes, que motivarán la elección de un ángulo de referencia general variable en el tiempo conocido como el Centro de Inercia COI. Con el propósito de generalizar los beneficios del uso del COI para realizar análisis de estabilidad transitoria, se desarrollan demostraciones matemáticas formales y se presentan resultados de simulaciones de varios casos de estudio realizados en dos sistemas de prueba. De esta forma, se verifica que el uso del COI brinda el marco referencial apropiado para analizar estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia.

Index terms— Center of Inertia, Rotor Angle, Synchronous Machine, and Transient Stability.

Palabras clave— Ángulo de Rotor, Centro de Inercia, Estabilidad Transitoria, Máquina Síncrona.

Recibido: 31-07-2017, Aprobado tras revisión: 10-11-2017

Forma sugerida de citación: Echeverría D.; Cepeda J. (2018). "Evaluación de Estabilidad Transitoria de Sistemas de Potencia utilizando el concepto de Centro de Inercia". Revista Técnica "energía". No. 14, Pp.54-63
ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

Los generadores sincrónicos o alternadores, son máquinas eléctricas que convierten la energía mecánica en energía eléctrica de corriente alterna. La industria de la energía ha usado por muchos años, y continúa hasta hoy, utilizando las máquinas sincrónicas como la forma principal de producir energía eléctrica. Es bien sabido que la estabilidad angular de un sistema de potencia está estrechamente relacionada con la estabilidad de sus unidades generadoras. Para evaluar los márgenes de estabilidad y/o el estatus de estabilidad de un sistema de potencia, debe evaluarse el desplazamiento angular o el ángulo de rotor de cada máquina. La información de entrada proporcionada por los estudios de flujo de potencia, estudios de estimación de estado y modelos de las máquinas debe utilizarse conjuntamente para estimar el ángulo de rotor interno de cada máquina individual [1], a través de la solución de un conjunto de ecuaciones algebraico-diferenciales.

Los estudios clásicos de estabilidad transitoria se basan en ángulos de rotor calculados en función de sus voltajes de barra local. Sin embargo, para un sistema de potencia multi-máquina, la separación angular entre generadores sincrónicos es un factor importante para mantener la estabilidad transitoria, ya que cuando la diferencia máxima de ángulo de rotor entre dos generadores o un grupo de generadores excede un valor dado (típicamente 180°), existe una alta probabilidad de pérdida de estabilidad, debido a la rápida caída de tensión en los puntos intermedios de la red, ocasionando además una inestabilidad de voltaje. Por lo tanto, es importante definir los ángulos del rotor en términos de un marco de referencia común [2], que permita evaluar de forma apropiada dicha separación entre generadores; esto, bajo la premisa que el valor de un ángulo va a estar estrechamente relacionado con la referencia respecto de la cual se lo esté midiendo.

A este respecto, existen varias propuestas para referenciar los ángulos del rotor de las máquinas sincrónicas conectadas en un sistema de potencia multi-máquina. Así por ejemplo, es típico usar como referencia: el ángulo del rotor de la máquina de referencia local (i.e. la máquina oscilante), el ángulo del voltaje de la barra terminal, el ángulo del voltaje terminal de la máquina de referencia (barra oscilante), [10] o en general, un ángulo de referencia arbitrario [6]. Todas estas diversas consideraciones para la referencia angular van a provocar diferentes respuestas dinámicas en los análisis numéricos, resultado del proceso de integración, por lo cual se debería definir un marco referencial específico que físicamente represente, de la mejor manera posible, el fenómeno de estabilidad transitoria.

Sobre la base de lo mencionado, se ha definido el concepto de centro de inercia (COI por sus siglas en inglés), el cual de hecho brinda un marco de referencia

físico que permite representar apropiadamente el fenómeno de estabilidad transitoria en un sistema de potencia multi-máquina [7]. En este sentido, los ángulos referidos al COI han sido utilizados como indicadores precisos de una posible pérdida de sincronismo. En [11], por ejemplo, se presenta un nuevo enfoque para el cálculo de un índice de estabilidad transitoria en tiempo real (TSI) a través de la predicción de los ángulos de rotor de área referenciados al centro de inercia utilizando mediciones PMU como datos de entrada, y capaz de dar una cuantificación rápida del nivel actual de estabilidad transitoria del SEP. En [12] en cambio, se utiliza el concepto del centro de inercia para definir un marco de referencia útil para aplicar el método de evaluación de estabilidad transitoria SIME (single machine equivalent).

Sin embargo, en la literatura no es fácil encontrar una base conceptual que resalte la importancia del uso del centro de inercia como este marco referencial físico y cómo es capaz de convertirse en un marco general, independiente de la referencia original que emplee el proceso de integración específico que esté siendo usado. A este respecto, el presente trabajo estructura una base conceptual que permite fundamentar la utilización del COI como un marco de referencia general y apropiado para el análisis de estabilidad transitoria. Para esto, se presentan demostraciones matemáticas que permiten confirmar las bondades del COI como un marco de referencia general. Además, a través de varios casos de estudio, se analizan las ventajas del uso del COI para apropiadamente analizar el estatus de estabilidad transitoria de un sistema multi-máquina.

2. LA MÁQUINA SINCRÓNICA

Los generadores sincrónicos son la fuente de suministro principal en los sistemas de energía, convirtiendo la energía mecánica, proporcionada por una turbina hidráulica, de vapor, de gas o de viento, o un motor de combustión interna (o en general, de algún tipo de máquina motriz) en energía eléctrica [3].

2.1. Diseño y Principio de Operación

Los principales componentes de un generador sincrónico son (ver Fig. 1):

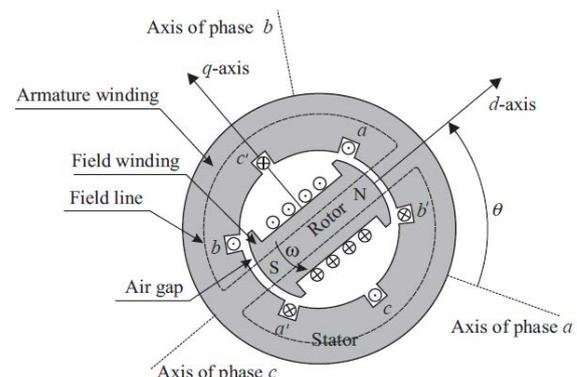


Figura 1: Diagrama Esquemático de una Máquina Sincrónica [3]

1.1.1 El estator

El estator es la parte estacionaria, hecho en forma cilíndrica, provisto en el interior de la superficie de ranuras equidistantes y su respectivo devanado para las tres fases (a, b y c), desplazadas en espacio entre sí por 120 grados eléctricos [3].

1.1.2 El rotor

El rotor es la parte móvil, que gira dentro del estator, el cual contiene el devanado de campo (excitación, alimentado con corriente continua) y devanados de amortiguamiento formados por barras conectadas a anillos en los extremos del rotor que forman la denominada jaula de ardilla. La corriente continua en el bobinado de campo produce un campo magnético, que es estacionario con respecto al rotor, pero que gira con respecto al estator con una velocidad igual a la velocidad del rotor. De esta manera, voltajes alternos, desplazados por 120° en el tiempo, son inducidos en los devanados del estator, a una frecuencia dada por la velocidad del rotor y el número de pares de polos magnéticos [3].

1.1.3 Principio de Funcionamiento

Cuando el generador está conectado a la red, los devanados del estator producen corrientes alternas con una pulsación igual a la de la red. Estas corrientes generan a su vez un campo magnético giratorio que interactúa con el campo producido por la corriente de excitación, dando como resultado un par electromagnético (T_e) que, en condiciones de estado estacionario, es igual al par mecánico aplicado al rotor (T_m). Para obtener un par constante, tanto los campos magnéticos del estator como los campos magnéticos del rotor deben girar con la misma velocidad (para ser sincrónicos) [3].

Si T_m no es igual a T_e , la velocidad del rotor y por lo tanto la velocidad del campo electromagnético del rotor es diferente de la velocidad del campo electromagnético del estator. Por lo tanto, corrientes parásitas se producen en las barras de amortiguamiento, con una frecuencia igual a la frecuencia de deslizamiento. Estas corrientes inducidas producen un campo electromagnético que, según la ley de Lenz, se opone al cambio que las ha producido. Por lo tanto, si la velocidad del rotor es sobre-sincrónica, las corrientes inducidas causan un aumento del par electromagnético T_e , y el rotor se desacelera. De lo contrario, si la velocidad del rotor es sub-sincrónica, las corrientes inducidas causan la disminución del par electromagnético y el rotor se acelera [3].

El número de los polos magnéticos (P) determina la velocidad mecánica ω_m del rotor y la frecuencia f de las corrientes del estator. Denotando por $p=P/2$ el número de pares de polos, y n la velocidad del rotor (rpm), la frecuencia (Hz) de la fuerza electromotriz inducida viene dada por la ecuación, que en estado estacionario es igual a la frecuencia del sistema de potencia [3].

$$f = \frac{\omega(\text{rad/s})}{2\pi} = \frac{p \cdot \omega_m(\text{rad/s})}{2\pi} \quad (1)$$

$$f = \frac{(p \cdot 2\pi \cdot n) / 60}{2\pi} = p \cdot \frac{n}{60} = p \cdot f_m$$

Generalmente, los ángulos se miden en radianes eléctricos o grados eléctricos. El ángulo cubierto por un par de polos es 2π rad o 360 grados eléctricos (ver Fig. 2).

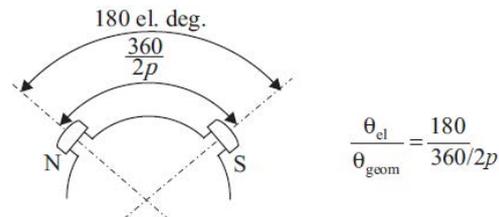


Figura 2: La Relación entre Ángulos Mecánicos y Eléctricos [3]

Para establecer la relación entre grados eléctricos usados en expresiones de onda de voltaje y corriente, y grados geométricos que definen la posición del estator, la ecuación se multiplica por 2π , obteniendo:

$$2\pi ft = p2\pi f_m t \quad (2)$$

$$\omega t = p\omega_m t \quad (3)$$

Lo que resulta:

$$\theta_{el} = p\theta_{geom} \quad (4)$$

2.2. Modelo Electromecánico del Generador Sincrónico: Ecuación de Oscilación

La ecuación de oscilación (o ecuación de movimiento) que gobierna el movimiento del rotor de una máquina sincrónica se basa en un principio elemental de dinámica que establece que el par de aceleración es el producto del momento de inercia del rotor por su aceleración angular [4],[5].

$$J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad [\text{N}\cdot\text{m}] \quad (5)$$

Donde J es el momento total de inercia de la masa del rotor (en $\text{kg}\cdot\text{m}^2$) y θ_m es el desplazamiento del rotor con respecto al eje estacionario, en radianes mecánicos (rad).

Bajo la operación en estado estable del generador, T_m y T_e son iguales y el par de aceleración T_a es cero. En este caso, no hay aceleración o desaceleración de la masa del rotor y la velocidad constante que resulta es la velocidad sincrónica [4].

Como θ_m se mide con respecto al eje de referencia estacionario sobre el estator, es una medición absoluta del ángulo del rotor. En consecuencia, continuamente se incrementa con el tiempo aun a velocidad

sincrónica constante. Como es de interés la velocidad del rotor relativa a la sincrónica, es más conveniente medir la posición angular del rotor respecto al eje de referencia que rota a la velocidad sincrónica. Por lo tanto se define [4]:

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (6)$$

Donde ω_{sm} es la velocidad sincrónica de la máquina en radianes mecánicos por segundo y δ_m es el desplazamiento angular del rotor, en radianes mecánicos, desde el eje de referencia que rota sincrónicamente. Las derivadas de la ecuación con respecto al tiempo son [4]:

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (7)$$

y,

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (8)$$

Se recuerda, de la dinámica elemental, que la potencia es igual al par por la velocidad angular y así, al multiplicar la ecuación por ω_m , y reemplazando en se obtiene [4]:

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} - P_a - P_m - P_e \quad [\text{W}] \quad (9)$$

El coeficiente $J\omega_m$ es el momento angular del rotor; a la velocidad sincrónica ω_{sm} , este coeficiente se denota con M y se llama *momento de inercia* de la máquina. Frecuentemente, en los datos de las máquinas que se suministran para realizar estudios de estabilidad, se encuentra otra constante que se relaciona con la inercia. Ésta es llamada *constante de inercia* ($H = M/2$) y se define por [5]:

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{sm}^2}{S_{maq}} \quad (10)$$

Si se sustituye en y se expresan las potencias en valores por unidad, se tiene [4], [5]:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} - P_a - P_m - P_e \quad [\text{p.u.}] \quad (11)$$

La expresión, llamada ecuación de oscilación de la máquina, es la ecuación fundamental que gobierna la dinámica rotacional de la máquina sincrónica en los estudios de estabilidad.

3. TRANSFORMADA DE PARK Y MARCO DE REFERENCIA

El uso de la transformada Park simplifica considerablemente la tarea de modelar un sistema de potencia trifásico, particularmente cuando se supone que las corrientes y voltajes están equilibrados. Aunque el análisis siguiente utilizará voltajes para ilustrar la transformación, el procedimiento para transformar una corriente trifásica es idéntico.

Los voltajes trifásicos, denotados v_a , v_b y v_c , para un sistema equilibrado son [6]:

$$\begin{aligned} v_a(t) &= V \cos(\omega_o t + \phi) = V \cos(\theta(t) + \phi) \\ v_b(t) &= V \cos(\omega_o t - 2\pi/3 + \phi) = V \cos(\theta(t) - 2\pi/3 + \phi) \\ v_c(t) &= V \cos(\omega_o t + 2\pi/3 + \phi) = V \cos(\theta(t) + 2\pi/3 + \phi) \end{aligned} \quad (12)$$

Donde V es la magnitud máxima de la onda y $\theta(t)$ es un ángulo eléctrico que se integra a partir la frecuencia eléctrica base:

$$\theta(t) = \int_{t_0}^t \omega_o dt = \omega_o t - \theta_0 \quad (13)$$

Dado que no hay una opción natural para escoger t_0 en un sistema que opera continuamente, θ_0 debe ser elegido arbitrariamente [6]. Obsérvese que, para una forma de onda de tiempo dada como en , la elección de θ_0 afecta el valor de ϕ .

Los voltajes trifásicos, denotados v_a , v_b y v_c , una vez aplicada la transformada de Park aparecen como:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta(t)) & \cos(\theta(t) - 2\pi/3) & \cos(\theta(t) + 2\pi/3) \\ -\sin(\theta(t)) & -\sin(\theta(t) - 2\pi/3) & -\sin(\theta(t) + 2\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (14)$$

La capacidad de asignar un valor arbitrario a θ_0 está basada en el hecho de que todas las cantidades de interés dependen solamente de ángulos relativos, es decir, de la diferencia entre los ángulos medidos con respecto a θ_0 .

Haciendo referencia a la Fig. 3, observe que los ejes marcados con las letras mayúsculas D y Q son los ejes inducidos por la elección de θ_0 . La posición física del rotor con respecto a θ se fija por el ángulo de desplazamiento δ . Por convención, δ se mide desde el eje directo (D) del marco de referencia arbitrario (denominado en lo sucesivo marco de referencia de red) hacia el eje de cuadratura (Q) del rotor de la máquina. El valor real de δ para cualquier máquina dada depende de -0 , es decir, se mide con relación al marco de referencia de red [6].

Todos los ejes ilustrados giran a la frecuencia sincrónica. Aunque los ángulos $\delta_1(t)$ y $\delta_2(t)$ cambian si los ejes de referencia son cambiados, su diferencia, $\delta_{12}(t)$ es invariante a un cambio en la referencia. Por tanto, $\delta_{ij}(t)$ representa la diferencia entre la

orientación del eje de campo directo en las máquinas i y j , y este ángulo es independiente del ángulo de referencia particular que se elija. Además, dada una medición de voltaje o corriente arbitraria (como en la ecuación (12)), el ángulo de fase ϕ también depende de la elección de las coordenadas base (ángulo de referencia), de manera que todos los ángulos relativos se conservan si el sistema de coordenadas base es cambiado. Dado que todas las cantidades del sistema dependen solamente de los ángulos relativos, la elección de las coordenadas base es verdaderamente arbitraria [6].

Analizando la Fig. 3, se revela un hecho importante con respecto al sistema de referencia de la máquina. Está claro que todos los ángulos de las máquinas (δ_i para el i -ésimo generador) se calculan con respecto a las coordenadas de red. En otras palabras, los ángulos del rotor se definen como desplazamientos desde el ángulo de referencia arbitrario [6]. Por lo tanto, la elección de un ángulo de referencia es un paso indispensable para definir cualquier modelo basado en la transformada de Park. Esto tiene algunas consecuencias importantes, que motivarán la elección de un ángulo de referencia variable en el tiempo conocido como el Centro de Inercia COI, que se tratará más adelante.

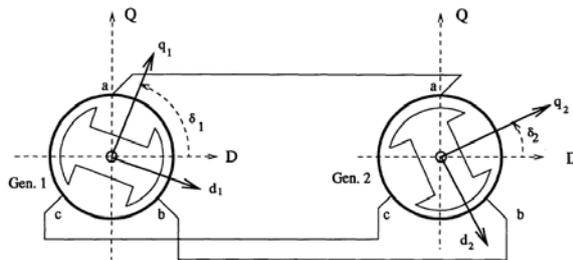


Figura 3: Coordenadas Locales y de Red de la Transformada de Park [6]

3.1. El Modelo de Ángulo Relativo

El método conocido como el modelo de ángulo relativo, es aquel donde una de las máquinas sincrónicas del sistema de potencia es declarada arbitrariamente como la referencia. Enumerando las máquinas de tal manera que, para un sistema de p -máquinas, se toma como referencia la p th máquina, en este sentido, se definen los ángulos de rotor en este modelo como:

$$\delta_i^r = \delta_i - \delta_p \quad (15)$$

Claramente, $\delta_p^r = 0$ en el modelo de ángulo relativo. Dado que δ_p se fija en un valor de 0, ya no tiene propiedades dinámicas y puede ser eliminada, reduciendo la dimensión en de las variables de estado.

4. MARCO DE REFERENCIA GENERAL DADO POR EL COI

El Centro de Inercia (COI) ofrece un marco de referencia físico que permite representar de la mejor manera posible el problema de estabilidad transitoria. Además, la transformación de la ecuación de oscilación en las coordenadas del centro de inercia no sólo ofrece un marco físico para la formulación, sino que también elimina la energía asociada con el movimiento del centro inercial que no contribuye a la determinación de estabilidad. Por lo tanto, es muy recomendable referenciar la respuesta dinámica del sistema al COI para obtener un comportamiento de estabilidad transitoria adecuado [7].

En esta sección se presenta una demostración matemática formal que el Centro de Inercia COI ofrece un marco de referencia general independientemente de cuál es la referencia de ángulo utilizada por el algoritmo de integración. Esta consideración se analizó basándose en el hecho de que DlgSILENT PowerFactory utiliza el ángulo de rotor del generador oscilante como referencia en el proceso de integración en el dominio del tiempo (como se explicó en la Sección 3), mientras que la teoría tradicional define una referencia síncrona arbitraria asociada a la velocidad nominal síncrona ω_n .

4.1. Cálculo del COI considerando los Ángulos de Rotor Referenciados a ω_n

Sea δ_i el ángulo del rotor del i -ésimo generador referido a ω_n , entonces el ángulo del rotor equivalente del COI del sistema se determina de la siguiente manera [7]:

$$\delta_{COI\text{System}} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i M_i \quad (16)$$

$$M_T = \sum_{i=1}^n M_i \quad (17)$$

Donde $\delta_{COI\text{System}}$ es el ángulo del rotor equivalente del COI del sistema, n es el número total de generadores y M_T es el momento de inercia total del sistema.

El ángulo del rotor del i -ésimo generador referido al COI ($\delta_i^{COI\text{System}}$) se define como sigue:

$$\delta_i^{COI\text{System}} = \delta_i - \delta_{COI\text{System}} \quad (18)$$

4.2. Cálculo de COI considerando Ángulos de Rotor referenciados a una Máquina Síncrona Predefinida

Sea δ_i^m el ángulo del rotor del i -ésimo generador referenciado a la máquina m , es decir $\delta_{ref} = \delta_m$ entonces el ángulo del rotor equivalente del COI del sistema se determina por [7]:

$$\delta'_i = \delta_i - \delta_{ref} = \delta_i - \delta_m \quad (19)$$

Sea $\delta'_{COI\ System}$ el ángulo de rotor equivalente del COI del sistema calculado en esta referencia (COI'), entonces:

$$\delta'_{COI\ System} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i M'_i \quad (20)$$

$$\delta'_{COI\ System} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i [M_i - M_{ref}] \quad (21)$$

$$\delta'_{COI\ System} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i M'_i - \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i M_{ref} \quad (22)$$

$$\delta'_{COI\ System} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i M'_i - \frac{\delta_{ref}}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \quad (23)$$

$$\delta'_{COI\ System} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i M'_i - \frac{\delta_{ref}}{M_T} M_T \quad (24)$$

$$\delta'_{COI\ System} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i M'_i - M_{ref} \quad (25)$$

$$\delta'_{COI\ System} = \delta_{COI\ System} - \delta_{ref} \quad (26)$$

El ángulo del rotor del i-ésimo generador referido al COI, referido a su vez a COI', se define como sigue:

$$\delta_i^{COI\ System'} = \delta_i - \delta'_{COI\ System} \quad (27)$$

$$\delta_i^{COI\ System'} = (\delta_i - \delta_{ref}) - (\delta_{COI\ System} - \delta_{ref}) \quad (28)$$

$$\delta_i^{COI\ System'} = \delta_i - \delta_{COI\ System} \quad (29)$$

Comparando $\delta_i^{COI\ System'}$ y $\delta_i^{COI\ System}$, es fácil concluir que Entonces, $\delta_i^{COI\ System'} = \delta_i^{COI\ System}$. ha demostrado que el cálculo de COI da una referencia general que es independiente de la referencia de ángulo utilizada por el algoritmo de integración.

5. APLICACIÓN Y RESULTADOS

Para comprobar la efectividad de utilizar el marco de referencia general denominado COI para el análisis de estabilidad transitoria, se realizan simulaciones en dos sistemas de prueba con el propósito de evaluar su estabilidad transitoria: i) el sistema de potencia de prueba de la Western System Coordinating Council (WSCC), de 9 barras y 3 generadores [8], ver Fig. 4; y, ii) el sistema de potencia de prueba de New England, de 39 barras y 10 generadores [7], ver Fig. 5.

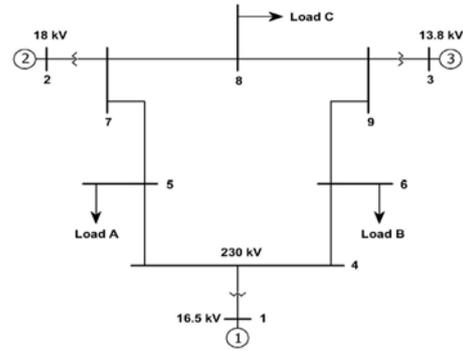


Figura 4: Diagrama del Sistema WSCC – 9 barras, 3 Generadores

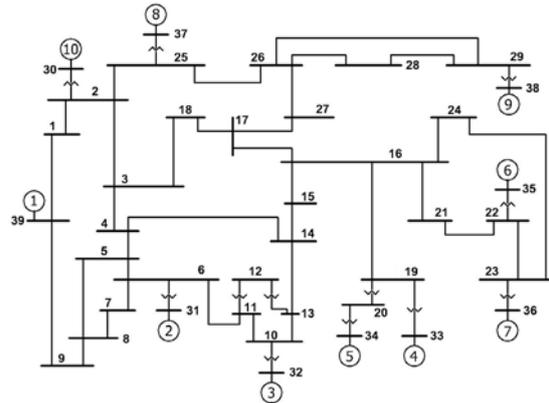


Figura 5: Diagrama del Sistema New England – 39 Barras, 10 Generadores

5.1. Evaluación de Estabilidad Transitoria del Sistema WSCC

Se desarrolló una herramienta computacional que permite calcular el ángulo del Centro de Inercia COI para ser utilizado como ángulo de referencia en el sistema de potencia. El software es implementado en el lenguaje de programación DPL de PowerFactory, versión 15 [9], y permite analizar la seguridad operativa de un sistema de potencia a partir del análisis de estabilidad transitoria basado en el concepto de Centro de Inercia.

Para probar lo analizado en la Sección 3 y lo demostrado en la Sección 4, sobre la importancia de definir un ángulo de referencia general, a continuación, se presentan los resultados de las simulaciones de una falla trifásica en línea 7-5 del sistema WSCC, la cual es despejada a los 180 ms, y se analizan los resultados de los ángulos de rotor obtenidos en el Programa PowerFactory de DIGSILENT.

Caso 1: Ángulo de referencia G1

La Fig. 6 presenta los resultados de cada uno de los ángulos de rotor del sistema de 9 barras. En esta gráfica se aprecia que el ángulo de rotor del G1 es cero, debido a que es la máquina de referencia. En cambio, los generadores G2 y G3 presentan pérdida de sincronismo, dado que sus ángulos crecen hasta más de 180°, que es el valor establecido como referencia para determinar pérdida de sincronismo.

La Fig. 7 presenta el comportamiento de la velocidad de las máquinas sincrónicas, donde se aprecia que el sistema se divide en dos áreas coherentes, la primera establecida por el generador G1 y la segunda por los generadores G2 y G3.

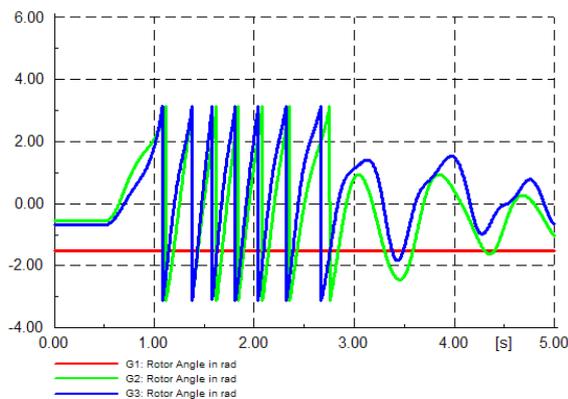


Figura 6: Ángulos de Rotor, con G1 de Referencia

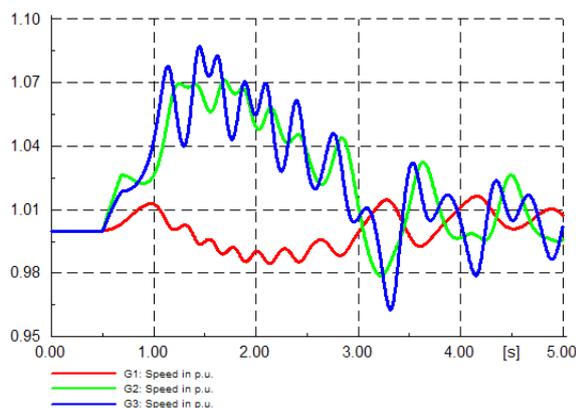


Figura 7: Velocidad de las Máquinas, con G1 de Referencia

Caso 2: Ángulo de referencia G2

La Fig. 8 presenta los resultados de cada uno de los ángulos de rotor del sistema de 9 barras cuando el G2 es la referencia. En este sentido, se aprecia que el ángulo de rotor del G2 es cero, debido a que es la máquina de referencia. En cambio, el generador G1 aparentemente presenta pérdida de sincronismo, dado que el valor de su ángulo crece hasta más de 180°.

Estos valores difieren de los obtenidos en el Caso 1, y no permiten tener un claro análisis de estabilidad transitoria del sistema de 9 barras a partir de los resultados obtenidos del comportamiento de los ángulos de rotor, razón por la cual dejan de ser confiables para obtener una conclusión directa de cuáles son las máquinas que realmente pierden sincronismo.

La Fig.9 presenta el comportamiento de la velocidad de las máquinas sincrónicas, donde se aprecia que el sistema se divide en dos áreas coherentes, la primera establecida por el generador G1 y la segunda por los generadores G2 y G3.

Es importante resaltar que el comportamiento de

coherencia es el mismo que el obtenido en el Caso 1, por tal razón, las únicas variables afectadas por la máquina de referencia son los ángulos de rotor.

Por tal razón, a continuación, se presenta el análisis de estabilidad transitoria a partir de los ángulos de rotor referidos al Centro de Inercia COI.

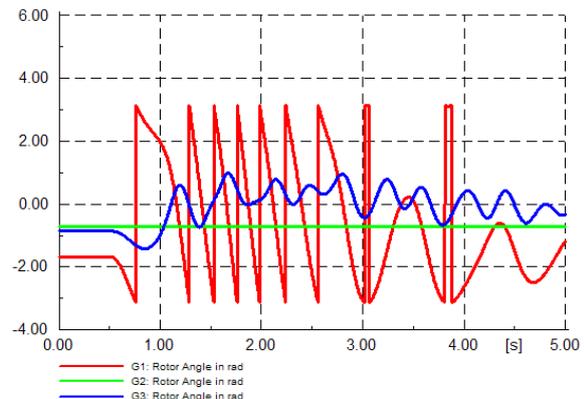


Figura 8: Ángulos de Rotor, con G2 de Referencia

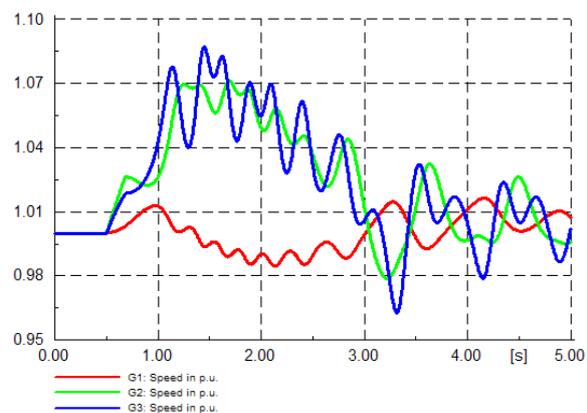


Figura 9: Velocidad de las Máquinas, con G2 de Referencia

Caso 3: Ángulo de referencia COI

La Fig. 10 presenta los resultados de los ángulos de rotor referenciados al Centro de Inercia COI del sistema de 9 barras. Cabe destacar que las mismas señales son obtenidas usando como datos de entrada ya sean los resultados del Caso 1 o del Caso 2.

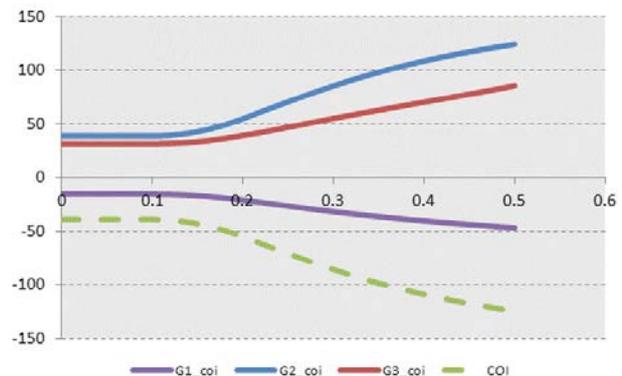


Figura 10: Ángulos de Rotor Referenciados al Centro de Inercia

En la gráfica se aprecia claramente cuál es el verdadero comportamiento de los ángulos del sistema y los generadores G2 y G3 son los que realmente

tienden a superar los 180° por lo que son los que en verdad pierden sincronismo. Esto de hecho está relacionado con las inercias de las máquinas, siendo las máquinas del grupo coherente con menor inercia las que pierden sincronismo. Justamente el COI permite ponderar apropiadamente la influencia de las inercias en el comportamiento dinámico de los generadores, y además se convierte en la referencia apropiada para poder usar el criterio de la separación angular superior a 180° .

Sobre la base de lo mencionado, mediante la referencia angular respecto del COI se puede realizar un análisis directo de estabilidad transitoria sobre los ángulos de rotor, sin importar cuál es la máquina de referencia escogida en el Programa PowerFactory, tal como fue demostrado en la Sección 4.

5.2. Evaluación de Estabilidad Transitoria del Sistema New England

Uno de los propósitos de evaluar apropiadamente la estabilidad transitoria de un sistema de potencia es definir la necesidad de realizar acciones de control tendientes a evitar la pérdida de estabilidad. En este sentido, realizar una evaluación lo más precisa posible permite identificar tres características fundamentales: i) determinación de las máquinas que están perdiendo sincronismo (máquinas críticas), ii) cálculo de márgenes de estabilidad que alerten oportunamente sobre la posible pérdida de sincronismo, iii) evaluación del efecto de ejecutar acciones de control tendientes a evitar la pérdida de sincronismo. Por tanto, realizar una evaluación basada en el COI es fundamental para poder analizar apropiadamente las tres características mencionadas.

Con el propósito de ejemplificar lo antes descrito, a continuación, se presenta un análisis completo de los tres aspectos mencionados para un caso de pérdida de estabilidad del sistema New England. Para esto, se simula un cortocircuito trifásico en la línea 5-6 a los 100 ms de la simulación, seguida de la apertura del vínculo a los 350 ms.

Caso 4: Ángulo de referencia G1

En primer lugar, se realiza el cálculo del COI del sistema y se referencian cada uno de los ángulos de los 10 generadores a éste. La Fig. 11 presenta los resultados de los ángulos de los 10 generadores referidos al COI.

Posteriormente, se aplica el método SIME mediante el aplicativo presentado en [12] con el propósito de evaluar los márgenes de estabilidad transitoria y determinar qué máquinas son las que están perdiendo sincronismo. La Tabla 1 presenta un resumen de los resultados obtenidos de esta evaluación, en los que se aprecia que el sistema pierde estabilidad (margen de estabilidad negativo [12]) y se determina a los generadores G2 y G3 como los críticos (los que están perdiendo estabilidad).

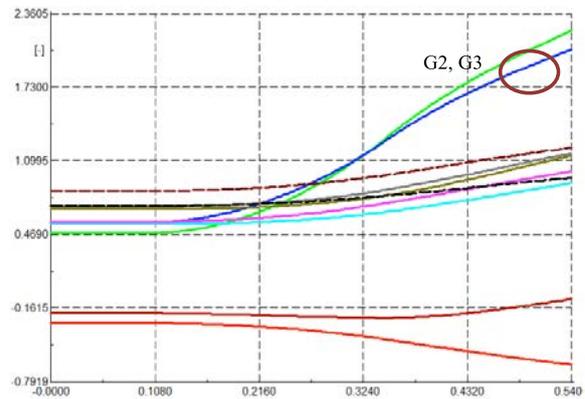


Figura 11: Ángulos de Rotor Referenciados al Centro de Inercia

Tabla 1: Resultados de la Evaluación SIME basada en COI

Característica	Valor determinado por SIME
Máquinas Críticas	G2, G3
Margen de Estabilidad	-7.42
Tiempo de Inestabilidad	540 ms

Una vez determinada la condición de inestabilidad del sistema y determinadas las máquinas críticas, se procede a dispararlas (acción de control) para evitar la pérdida de sincronismo. Este disparo se realiza a alrededor de los 540 ms (tiempo en el cual se detecta la inestabilidad). La Fig. 12 presenta el comportamiento dinámico en el dominio del tiempo de los generadores, incluido el disparo de las máquinas críticas. En este caso, es posible apreciar que el sistema mantiene el sincronismo luego de realizada la acción de control.

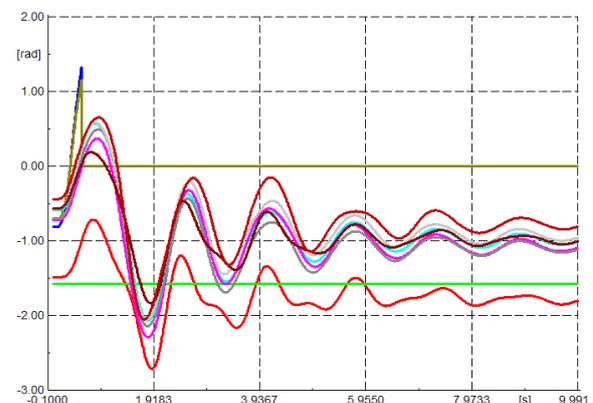


Figura 12: Ángulos de Rotor en el Dominio del Tiempo

Caso 5: Ángulo de referencia G2

Se repite la misma simulación del Caso 4, pero se cambia la máquina de referencia a la G2 (una de las máquinas determinadas como críticas). En este caso, el método SIME, que se basa en los conceptos de referencia general del COI presentados en este artículo, vuelve a entregar exactamente los mismos resultados presentados en la Fig. 11 y en la Tabla 1 (esto puesto que, de acuerdo a lo demostrado en el presente trabajo, el COI brinda el marco de referencia general independiente de la referencia original).

Posteriormente, se ejecuta la acción de control de disparo de generación ya explicada. En este caso, la acción de control dispara al generador de referencia G2, por lo que PowerFactory de forma automática selecciona otra máquina (G1) como la nueva referencia, por lo que todos los ángulos cambian su valor numérico de forma súbita para referirse a la nueva máquina slack. Esto causa un salto repentino de valor de ángulo por lo que varias de las máquinas superan el valor de 180° y PowerFactory empieza a detectar su pérdida de sincronismo de manera errónea. La Fig. 13 presenta el comportamiento dinámico de los ángulos de rotor de las 10 máquinas para esta condición, donde es posible apreciar la “falsa” pérdida de sincronismo de varios generadores.

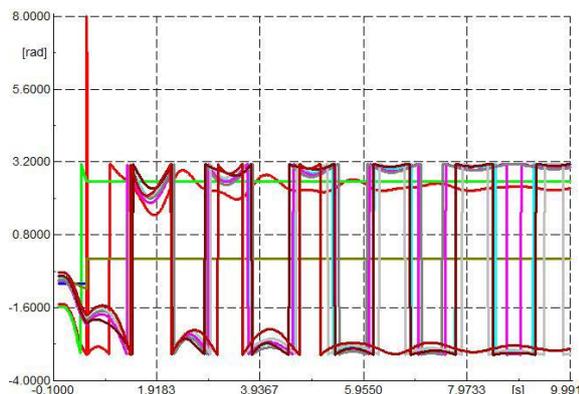


Figura 13: Ángulos de Rotor en el Dominio del Tiempo

De los resultados presentados, ha sido posible demostrar cómo el uso de ángulos referidos a una referencia arbitraria no cumple con el criterio de los 180° como indicador de pérdida de estabilidad. Asimismo, se ha logrado demostrar que el uso del COI como marco de referencia general asegura el apropiado cumplimiento del criterio de estabilidad de los 180° , además que permite desprenderse de la dependencia de la referencia original, permitiendo de esta forma generalizar los resultados sobre evaluación de estabilidad transitoria.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente trabajo presenta una base conceptual para fundamentar la utilización del concepto del centro de inercia (COI) como un marco de referencia general y apropiado para el análisis de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia. Para esto, se han desarrollado demostraciones matemáticas formales y se han presentado varios casos de estudio que demuestran las bondades del COI como marco de referencia para analizar la estabilidad transitoria.

La aplicación del concepto del COI en el sistema de 9 barras y 3 generadores muestra resultados bastante precisos y permite validar la robustez de la herramienta implementada en PowerFactory. Asimismo, el caso de estudio desarrollado en el sistema de 39 barras y 10 generadores muestra la criticidad de usar un marco de referencia general basado en el COI principalmente para evaluar el

desempeño de acciones de control.

Sobre la base de los resultados y demostraciones presentadas en este artículo, se recomienda que las instituciones del sector eléctrico definan como criterio básico para la realización de estudios de estabilidad transitoria (realizados ya se en PowerFactory o en cualquier otro software de simulación) que los ángulos de rotor de los generadores sean referidos al COI previo la realización de análisis posteriores. Esto permitirá garantizar la generalidad de las evaluaciones y asegurará la obtención de resultados precisos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. Christopher, “Synchronized Rotor Angle Measurement of Synchronous Machines”, Master Thesis submitted to the faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University, Virginia, 2012.
- [2] L. Meegahapola¹, T. Littler, “Characterisation of Large Disturbance Rotor Angle and Voltage Stability in Interconnected Power Networks with Distributed Wind Generation”, IET Renewable Power Generation, 9(3), 272-283.
- [3] M. Eremia, M. Shahidehpour, “Handbook of Electrical Power System Dynamics. Modeling, Stability, and Control”, JohnWiley & Sons, New Jersey, 2013.
- [4] J. Grainger, W. Stevenson, “Análisis de Sistemas de Potencia”, McGraw-Hill, México, 1996.
- [5] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill, New York, USA, 1994.
- [6] J. Wayne Chapman, “Power System Control for Large-Disturbance Stability: Security, Robustness and Transient Energy”, Doctoral Thesis submitted to the Department of Electrical Engineering and Computer Science, Massachusetts Institute of Technology, USA, 1996.
- [7] J. C. Cepeda, “Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real usando Tecnología de Medición Sincofasorial,” Tesis Doctoral, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, 2013.
- [8] M. Pavella, D. Ernst, and D. Ruiz-Vega, “Transient Stability of Power Systems: A Unified Approach to Assessment and Control”, Norwell, Kluwer, 2000.
- [9] DIgSILENT PowerFactory, “User’s Manual Version 15.0”, Edición 1, 2014, DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany.
- [10] DIgSILENT PowerFactory, “Technical Reference Documentation - Synchronous Machine”,

DIGSILENT GmbH, version 15.2, edition 2, 2015.

- [11] J. Cepeda, J. Rueda, G. Colomé, and D. Echeverría, "Real-time Transient Stability Assessment Based on Centre-of-Inertia Estimation from PMU Measurements", IET Generation, Transmission & Distribution, Volume 8, Issue 8, August, 2014.
- [12] D. Echeverría, P. Salazar, J. Cepeda, H. Arcos, "Implementación del Método SIME (Single Machine Equivalent) en DIGSILENT PowerFactory para Calcular Márgenes de Estabilidad Transitoria", Revista Técnica "energía", Edición N° 12, CENACE, Enero 2016.



Diego Echeverría.- Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. Se encuentra realizando sus estudios de Doctorado en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), de la Universidad Nacional de San

Juan. Actualmente trabaja en el Operador Nacional de Electricidad CENACE de Ecuador en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofásicos PMU's y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



Jaime Cepeda Campaña.- Nació en Latacunga, Ecuador en 1981. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan en 2013. Su tesis de

doctorado fue galardonada con el Primer Lugar del Premio "Domingo Faustino Sarmiento" a la mejor investigación realizada en la provincia de San Juan, Argentina en 2014. Recibió el premio Innovadores Ecuatorianos Menores de 35 años del MIT Technology Review en 2015. Actualmente se desempeña como Subgerente Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE y como Profesor a Tiempo Parcial en la EPN. Sus áreas de interés incluyen la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.