

Evaluación de la Severidad de Fallas y su Acoplamiento con la Dinámica Postfalla para la Priorización de Generadores Críticos en Estudios de Estabilidad Transitoria

Evaluation of Fault Severity and its Coupling with Post-Fault Dynamics for the Prioritization of Critical Generators in Transient Stability Studies

Sellschopp-Sánchez, F.S.¹✉; Ruiz-Ponce, G.²; Lozano-Cuéllar, L.³

Datos de Adscripción:

¹ Sellschopp Sánchez, Francisco Sergio
Tecnológico Nacional de México / Instituto Tecnológico de La Laguna, División de Estudios de Posgrado e Investigación, Posgrado en Ingeniería Eléctrica, Torreón, Coahuila, México, C.P. 27000.
ROR ID: <https://ror.org/00davyr38>
ROR ID: <https://ror.org/00xbw4a70>
fsellschopps@correo.itlalaguna.edu.mx
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3516-352>

² Ruiz Ponce, Gerardo
Tecnológico Nacional de México / Instituto Tecnológico de La Laguna, División de Estudios de Posgrado e Investigación, Posgrado en Ingeniería Eléctrica, Torreón, Coahuila, México, C.P. 27000.
ROR ID: <https://ror.org/00davyr38>
ROR ID: <https://ror.org/00xbw4a70>
gruizp@correo.itlalaguna.edu.mx
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1423-4222>

³ Lozano Cuéllar, Leticia
Tecnológico Nacional de México / Instituto Tecnológico de La Laguna, Departamento de Ingeniería Eléctrica-Electrónica-Energías Renovables y Semiconductores, Torreón, Coahuila, México, C.P. 27000.
ROR ID: <https://ror.org/00davyr38>
ROR ID: <https://ror.org/00xbw4a70>
llozanoc@correo.itlalaguna.edu.mx
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6471-9655>

Resumen - En este trabajo se presenta una metodología para la priorización de generadores síncronos susceptibles a condiciones críticas en sistemas eléctricos de potencia, basada en la caracterización eléctrica de la severidad de fallas y su contraste con la respuesta electromecánica en etapas tempranas del fenómeno transitorio. A diferencia de los enfoques tradicionales centrados en la desviación angular, esta metodología integra datos eléctricos tanto durante la contingencia como en el breve lapso tras el despeje. El objetivo es captar cómo la nueva topología de red —tras la desconexión de elementos— influye en el sistema, ofreciendo una lectura física que complementa, sin reemplazar, los estudios clásicos de estabilidad. Para determinar qué tan severa es la perturbación, se utilizan impedancias operacionales percibidas que dependen del estado; estas se calculan con base en escenarios de prefalla y cortocircuito para ubicar la proximidad eléctrica de cada generador respecto a la falla. Por último, la respuesta electromecánica solo sirve como marco de validación para el índice diseñado. Para ello, se evalúan variables dinámicas durante el periodo crítico, tales como la oscilación de la velocidad, el ángulo de carga y el incremento de la energía cinética. A partir de las métricas eléctricas propuestas, se construye un índice de criticidad

que pondera los generadores según el grado de perturbación y prioriza las unidades para un análisis detallado posterior. La metodología se evalúa en el sistema IEEE de 39 nodos y muestra coincidencia con la respuesta dinámica observada, lo que se corresponde con la identificación de generadores críticos bajo el criterio desarrollado por EPRI.

Palabras Clave: Estabilidad Transitoria, Fallas Eléctricas, Generadores Síncronos, Severidad de Fallas, Sistemas Eléctricos de Potencia.

Abstract - This paper presents a methodology for prioritizing synchronous generators susceptible to critical conditions in electric power systems, based on the electrical characterization of fault severity and its contrast with the electromechanical response during the early stages of transient phenomena. Unlike traditional approaches focused on angular deviation, this methodology integrates electrical data both during the contingency and in the brief period following fault clearing. The objective is to capture how the new network topology—resulting from the disconnection of elements—influences the system, providing a physical interpretation that complements, rather than replaces, classical stability studies. To determine the severity of the disturbance, state-dependent perceived operational impedances are used; these are calculated from pre-fault and short-circuit scenarios to locate each generator's electrical proximity to the fault point. Finally, the electromechanical response serves only as a validation framework for the proposed index. To this end, dynamic variables are evaluated during the critical period, such as speed oscillation, load angle, and incremental kinetic energy. Based on the proposed electrical metrics, a criticality index is constructed to weight generators by disturbance severity and prioritize units for subsequent detailed analysis. The methodology is evaluated on the IEEE 39-bus system, demonstrating consistency with the observed dynamic response and aligning with the identification of critical generators under EPRI-developed criteria.

Keywords: Electrical Faults, Fault Severity, Power Systems, Synchronous Generators, Transient Stability.

I. INTRODUCCIÓN

La estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia (SEP) constituye un aspecto fundamental para garantizar la operación segura y confiable de las redes eléctricas modernas, particularmente ante el incremento de la penetración de fuentes renovables no convencionales, que reducen la inercia electromecánica del sistema (Machowski et al., 2020). El crecimiento constante y la interconexión creciente de las redes eléctricas han vuelto mucho más complejo el análisis de su comportamiento, tanto en operación normal como en regímenes transitorios. Esto es especialmente crítico ante grandes perturbaciones, como cortocircuitos, caídas de generación o la pérdida de enlaces entre áreas. En este escenario, el estudio de la estabilidad transitoria es hoy un pilar fundamental para garantizar que el suministro eléctrico sea continuo y seguro (Kundur, 1994). Cuando ocurre una falla severa, la dinámica electromecánica de los generadores síncronos —sobre todo la interacción oscilatoria entre sus rotores— define el comportamiento global y no lineal de la red. Por ello, seguir la evolución de variables como el ángulo de carga y la velocidad del rotor es vital para comprender la respuesta del sistema y detectar una posible pérdida de sincronismo (Eremia et al., 2013).

Evaluar la estabilidad transitoria en sistemas multimáquina es, a nivel computacional, un reto exigente, más aún si se busca una aplicación en tiempo real en centros de control (Savulescu, 2009). Una alternativa común para simplificar este problema es el modelo de máquina única contra bus infinito (OMIB). Este enfoque permite representar el sistema mediante agregaciones de generadores y aplicar criterios de estabilidad más sencillos, como el de áreas iguales (Pavella et al., 2000; Sauer et al., 2017). Sin embargo, la efectividad del OMIB depende por completo de que los grupos coherentes y no coherentes de generadores se formen correctamente. En términos prácticos, los generadores coherentes oscilan de forma similar en sus variables angulares durante la falla, mientras que los no coherentes muestran respuestas dinámicas muy distintas o sufren un impacto mucho más severo. Así, identificar con precisión qué máquinas son críticas y cuáles no se vuelve el eje central para construir equivalentes dinámicos y evaluar la estabilidad (Lee & Schweppe, 1973; Podmore, 1979; Juárez et al., 2011; Agrawal & Thukaram, 2011).

Tradicionalmente, este análisis se ha apoyado en la evolución temporal de variables como el ángulo y la velocidad del rotor, además de métodos energéticos (Anderson et al., 2003; Pavella et al., 2000). El inconveniente es que estos enfoques suelen separar la caracterización eléctrica inicial de la falla de la respuesta dinámica posterior, lo que dificulta detectar de antemano qué generadores son los más vulnerables. Por su parte, el análisis de cortocircuito ofrece datos valiosos sobre la severidad eléctrica —como niveles de corriente y caídas de tensión—, pero rara vez se integra de forma sistemática con el estudio dinámico. Esto provoca que se desaproveche información clave para una evaluación temprana de la criticidad. En este trabajo se plantea una metodología que une explícitamente métricas eléctricas estáticas y dinámicas para facilitar la clasificación de generadores en el modelo OMIB. La propuesta busca una correspondencia física directa con la

severidad de la falla mediante variables derivadas del análisis de cortocircuito. Específicamente, se introduce la idea de la "impedancia operacional percibida" de cada generador durante el evento. Al descomponer sus partes resistiva y reactiva, y analizar las relaciones incrementales de tensión y corriente, es posible cuantificar el acoplamiento electromagnético en condiciones transitorias. A partir de aquí, se derivan índices que detectan de forma precoz las unidades más vulnerables y su papel en la pérdida de sincronismo. Esto no solo ayuda a formar grupos coherentes para modelos OMIB, sino que también permite una validación cruzada entre las métricas eléctricas y el comportamiento electromecánico real.

Finalmente, la metodología propuesta permite una evaluación continua del fenómeno de estabilidad transitoria a lo largo de tres etapas: pre-falla, durante la falla y un intervalo post-falla, considerando así los efectos de la reconfiguración topológica del sistema. Como resultado de este análisis integrado, se deriva el índice de criticidad IC_k , el cual constituye la aportación central de este trabajo. Dicho índice sintetiza métricas fasoriales eléctricas de las tres etapas y permite priorizar, de manera temprana y con bajo costo computacional, a los generadores más vulnerables, complementando los enfoques tradicionales basados en variables electromecánicas.

II. PARTE TÉCNICA DEL ARTÍCULO

La metodología propuesta se desarrolla mediante una descomposición temporal del fenómeno de falla en el sistema eléctrico, empleando métricas eléctricas para construir el índice de criticidad y variables electromecánicas para validar la respuesta dinámica del sistema.

2.1 Análisis estático del cortocircuito (condición pre-falla)

El estudio de cortocircuito trifásico balanceado en redes eléctricas constituye una herramienta fundamental para caracterizar el comportamiento extremo de los sistemas eléctricos de potencia, ya que permite establecer condiciones límite a partir de las cuales se pueden derivar propiedades eléctricas operacionales del sistema (Glover et al., 2016). La falla trifásica balanceada posibilita el uso de modelos monofásicos equivalentes sin pérdida de generalidad mediante las componentes simétricas, lo que simplifica el tratamiento analítico y mantiene la fidelidad del fenómeno físico (Saadat, 1999). En este contexto, cuando ocurre una falla trifásica sólida en un nodo específico del sistema, el voltaje en dicho nodo j colapsa prácticamente a cero, lo que se expresa como en (1):

$$V_j^{falla} \approx 0 \quad (1)$$

Esto provoca un aumento de la corriente, cuya magnitud depende de la impedancia equivalente del sistema vista desde el punto de falla. Esta relación de corriente puede formalizarse mediante la expresión (2):

$$I_j^{falla} = \frac{V_j^{pre}}{Z_{thj}} \quad (2)$$

Donde V_j^{pre} representa el voltaje prefalla y Z_{thj} la impedancia de Thévenin equivalente vista desde el nodo j .

Debe aclararse que la impedancia de Thévenin utilizada para el cálculo de cortocircuito corresponde a una representación equivalente de la red vista desde el punto de falla, mientras que las impedancias definidas posteriormente mediante la relación tensión-corriente de cada generador corresponden a impedancias operacionales aparentes dependientes del estado del sistema. Por lo que a partir de esta consideración, es posible obtener un conjunto de variables eléctricas fundamentales, tales como las corrientes de contribución de cada generador, las caídas de tensión en los nodos, y las redistribuciones de potencia activa y reactiva, las cuales constituyen la base para definir métricas fasoriales complejas que permitan cuantificar el impacto de la perturbación sobre el sistema.

Desde la perspectiva de los generadores síncronos en un sistema eléctrico multimáquina, la falla no se percibe de manera uniforme, sino que su impacto depende de la localización eléctrica relativa entre cada máquina y el punto de falla, así como de las características internas de cada generador, particularmente de sus parámetros de impedancia interna (Krause et al., 2013). En condiciones prefalla, cada generador k opera en un estado de equilibrio definido por sus variables de voltaje y corriente, lo que permite definir una impedancia operacional aparente dada por:

$$Zg_k^{pre} = \frac{V_k^{pre}}{I_k^{pre}} \quad (3)$$

Sin embargo, durante la falla, la caída abrupta de voltaje y el incremento en las corrientes de contribución modifican significativamente esta relación, dando lugar a una nueva impedancia operacional aparente dependiente de la condición de falla (4):

$$Zg_k^{falla} = \frac{V_k^{falla}}{I_k^{falla}} \quad (4)$$

Este cambio no solo refleja la severidad de la perturbación, sino también la interacción entre la máquina y la red, convirtiéndose en una magnitud representativa del nivel de acoplamiento eléctrico. En este sentido, la impedancia operacional aparente debe interpretarse como una variable dependiente del estado del sistema, más que como un parámetro intrínseco del generador.

Con base en estas definiciones, es posible establecer un conjunto de métricas fasoriales complejas que cuantifican los cambios inducidos por la falla, las cuales resultan esenciales para identificar patrones de comportamiento diferencial entre generadores. Se define la diferencia de voltajes (5) y corrientes (6) de prefalla y falla que se presentan en los generadores de la siguiente manera:

$$\Delta V_k = V_k^{pre} - V_k^{falla} \quad (5)$$

$$\Delta I_k = I_k^{falla} - I_k^{pre} \quad (6)$$

Donde el indicador ΔV se denota como la depresión de voltaje en generador k , y ΔI es el incremento de la corriente en generador k .

Se puede manipular algebraicamente la impedancia operacional de falla que percibe el generador de la siguiente manera:

$$Zg_k^{falla} = \frac{V_k^{pre} - \Delta V_k}{I_k^{pre} + \Delta I_k} = \frac{1}{\frac{1}{Zg_k^{pre}} + \frac{\Delta I_k}{V_k^{pre}}} - \frac{\Delta V_k}{I_k^{falla}} \quad (7)$$

Por tanto, a partir de la descomposición de la impedancia operacional de falla (7) y los indicadores de depresión de tensión e incremento de corriente se extraen las siguientes métricas fasoriales complejas de sensibilidad de tensión Svi y de corriente Siv , ecs. (8) y (9) respectivamente:

$$Svi_k = \frac{\Delta V_k}{I_k^{falla}} \quad (8)$$

$$Siv_k = \frac{\Delta I_k}{V_k^{pre}} \quad (9)$$

De la misma manera se definen métricas fasoriales complejas de impacto en las diferencias de tensión Dv y corriente Di , ecs. (10) y (11) respectivamente:

$$Dv_k = \frac{\Delta V_k}{V_k^{pre}} \quad (10)$$

$$Di_k = \frac{\Delta I_k}{I_k^{pre}} \quad (11)$$

Estas 4 métricas fasoriales complejas, en conjunto, proporcionan, en diferentes medidas, una caracterización estática del impacto de la falla, indispensable como punto de partida para el análisis dinámico.

2.2 Análisis dinámico durante el cortocircuito (etapa de falla)

Durante el intervalo en el cual la falla permanece activa, el sistema entra en un régimen dinámico dominado por la interacción entre las variables mecánicas y eléctricas de los generadores. Este comportamiento se describe mediante la ecuación de oscilación, la cual establece el balance entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida, determinando la aceleración angular del rotor, la desviación de velocidad y la potencia eléctrica (Kundur, 1994; Machowski et al., 2020), expresadas como:

$$M_k \frac{d^2 \delta_k}{dt^2} = Pa_k = Pm_k - Pe_k \quad (12)$$

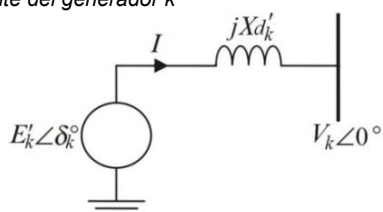
$$\frac{d\delta_k}{dt} = \omega_k - \omega_0 = \Delta \omega_k \quad (13)$$

$$Pe_k = \frac{E'_k V_k}{Xd'_k} \sin(\delta_k) \quad (14)$$

donde M es la constante de inercia del generador k , δ es el ángulo de carga, Pa es la potencia de aceleración definida como la diferencia entre la potencia mecánica Pm y la potencia eléctrica, Pe , ω_0 es la velocidad síncrona dada por la frecuencia del sistema eléctrico, ω_k es la velocidad angular del rotor del generador k y $\Delta \omega$ representa la desviación de velocidad respecto a la condición síncrona. Así mismo, a partir del circuito equivalente del generador, Figura 1, se tiene que E' corresponde a la tensión interna del generador, V a la tensión en sus terminales, I a la corriente que suministra y Xd' a la reactancia transitoria del generador.

Figura 1

Circuito equivalente del generador k



Al presentarse una falla en algún nodo de la red eléctrica, la caída abrupta del voltaje —aun cuando se produzca un incremento en la corriente de salida del generador— conduce, en términos generales, a una disminución significativa de la potencia eléctrica entregada. Como consecuencia, se origina una potencia de aceleración positiva, dado que P_m , impuesta por la turbina, permanece prácticamente constante durante los primeros instantes de la perturbación (Kundur, 1994), este desequilibrio provoca una aceleración del rotor, siendo más pronunciada en aquellos generadores eléctricamente más cercanos al punto de falla. Este fenómeno puede analizarse mediante el criterio de áreas iguales, (Figura 2, el cual permite interpretar el balance energético entre las fases de aceleración y desaceleración del sistema.

En este contexto, durante la falla, una potencia de aceleración positiva incrementa la velocidad angular del rotor y, en consecuencia, la desviación progresiva del ángulo de carga. Este mecanismo constituye el proceso fundamental que puede conducir a la pérdida de sincronismo si, tras el despeje de la falla, no se restablece el equilibrio entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida.

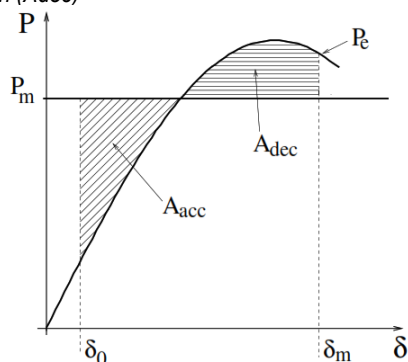
En este intervalo, las principales variables electromecánicas perturbadas evolucionan de la siguiente manera:

$$\Delta\delta_k(t) = \delta_k(t) - \delta_k^{pre} \quad (15)$$

$$\Delta\omega_k(t) = \omega_k(t) - \omega_k^{pre} \quad (16)$$

Figura 2.

Criterio de Áreas Iguales con áreas de aceleración (A_{acc}) y desaceleración (A_{dec})



Desde una perspectiva energética, la potencia de aceleración durante la falla se convierte en incremento de la energía cinética que se almacena en la masa rotativa del generador (17), la cual puede expresarse como:

$$E_{c_k}(t) = 0.5 J_k \omega_k^2(t) \quad (17)$$

Donde J representa el momento de inercia del rotor.

La evolución de esta energía permite interpretar físicamente el comportamiento dinámico del sistema durante la falla, como la energía acumulada (18), la desviación angular máxima y la desviación de velocidad.

$$\Delta E_{c_k} = \int_0^{t_{falla}} P_{a_k} dt \quad (18)$$

Estas magnitudes permiten evaluar no solo la severidad instantánea de la perturbación, sino también su efecto acumulativo, el cual resulta determinante para la estabilidad del sistema (Kundur, 1994, Machowski et al., 2020).

En este mismo sentido, se propone incorporar explícitamente el comportamiento dinámico de las tensiones y corrientes con el objetivo de mostrar las métricas fasoriales complejas previamente definidas para el análisis de cortocircuito en estado estacionario (ecs. 5–11). De esta manera, la evolución de la estabilidad transitoria de tensión cobra un papel fundamental en la valoración integral del desempeño del sistema eléctrico ante perturbaciones severas (Machowski et al., 2020). Por tanto, se plantea la formulación de indicadores dinámicos que capturen de manera integral las variaciones instantáneas de corriente y voltaje, permitiendo así caracterizar la evolución durante todo el intervalo de duración de la perturbación. Estos indicadores dinámicos pueden definirse como funciones del tiempo, evaluadas a lo largo del periodo de falla, de la siguiente manera:

$$\Delta V_k(t) = V_k^{pre} - V_k(t) \quad (19)$$

$$\Delta I_k(t) = I_k(t) - I_k^{pre} \quad (20)$$

$$Svi_k(t) = \frac{\Delta V_k(t)}{I_k(t)} \quad (21)$$

$$Siv_k(t) = \frac{\Delta I_k(t)}{V_k^{pre}} \quad (22)$$

$$Dv_k(t) = \frac{\Delta V_k(t)}{V_k^{pre}} \quad (23)$$

$$Di_k(t) = \frac{\Delta I_k(t)}{I_k^{pre}} \quad (24)$$

La impedancia operacional de falla (25) que percibe el generador se puede calcular de la siguiente manera:

$$Z_{g_k}(t) = \frac{V_k(t)}{I_k(t)} \quad (25)$$

El cambio relativo de la impedancia operacional percibida por un generador (26) se determina como:

$$\Delta Z_{g_k}(t) = \frac{Z_{g_k}(t) - Z_{g_k}^{pre}}{Z_{g_k}^{pre}} \quad (26)$$

Con la finalidad de cuantificar el impacto de la falla a partir de las métricas fasoriales complejas dinámicas instantáneas dependientes del tiempo, se considera su evolución en el intervalo $t=0$ hasta la liberación de la falla en $t=t_{falla}$. Este tratamiento permite representar la respuesta temporal a las perturbaciones en cada generador. No obstante, para caracterizar de forma más robusta la severidad de dichas perturbaciones, se adopta el concepto de cálculo de la energía de señales (Oppenheim et al., 1997), el cual permite evaluar la

intensidad acumulada sin efectos de cancelación algebraica y con mayor sensibilidad a variaciones de magnitud.

En este sentido, la severidad dinámica de cada métrica fasorial compleja se define mediante su energía asociada en el intervalo de análisis, dados por:

$$\overline{DFSv_k} = \int_0^{t_{falla}} Svi_k(t)^2 dt \quad (27)$$

$$\overline{DFSiv_k} = \int_0^{t_{falla}} Siv_k(t)^2 dt \quad (28)$$

$$\overline{DFDv_k} = \int_0^{t_{falla}} Dv_k(t)^2 dt \quad (29)$$

$$\overline{DFDi_k} = \int_0^{t_{falla}} Di_k(t)^2 dt \quad (30)$$

Con estas ecuaciones se cuantifica la intensidad de las señales de perturbación desde una perspectiva energética, lo que proporciona una base más consistente para evaluar la severidad de la falla y correlacionarla con la respuesta electromecánica del sistema, sin incorporarla al índice de criticidad propuesto en este trabajo. En particular, esta formulación resulta más adecuada para su integración con criterios de estabilidad transitoria y para la identificación de generadores críticos en el sistema eléctrico.

2.3 Análisis dinámico post-falla (evolución transitoria del sistema)

Al liberar la falla del bus en el instante t_{falla} , el sistema eléctrico experimenta una transición hacia una nueva condición operativa caracterizada por una posible modificación de la topología de la red, originada por el disparo de elementos tales como líneas de transmisión, transformadores o unidades de generación. Esta reconfiguración produce cambios en la matriz de admitancias del sistema y, en consecuencia, altera las condiciones de acoplamiento eléctrico entre los generadores y la red. Desde el punto de vista de cada máquina síncrona, dichos cambios se reflejan en una modificación de la impedancia operacional aparente percibida, así como en una redistribución de los flujos de potencia activa y reactiva, (Glover et al., 2016).

En esta nueva condición post-falla, la impedancia aparente vista por cada generador difiere de la correspondiente al estado prefalla, lo cual puede expresarse de manera análoga a la ec. (25), pero considerando ahora las variables eléctricas asociadas a la nueva topología del sistema. Esta variación de impedancia operacional modifica la capacidad de transferencia de potencia de la red y afecta el proceso de disipación de la energía acumulada durante el intervalo de falla (Kundur, 1994, Pavella et al., 2000). En particular, cuando la red post-falla presenta una menor capacidad de transferencia debido a la desconexión de elementos críticos, la energía cinética acumulada durante el periodo de aceleración debe ser absorbida por el sistema eléctrico post-falla. Si dicha capacidad de desaceleración es insuficiente, se incrementan las desviaciones de velocidad y del ángulo de carga, lo que aumenta el riesgo de pérdida de sincronismo (Kundur, 1994; Machowski et al., 2020).

Bajo estas condiciones, la evaluación dinámica no debe limitarse únicamente al intervalo de duración de la falla, sino que debe extenderse hacia el periodo posterior al despeje, es

decir, para $t > t_{falla}$. Esto permite analizar la capacidad del sistema para recuperar el equilibrio electromecánico y evaluar el comportamiento oscilatorio de los generadores durante la etapa de desaceleración.

En estudios de estabilidad transitoria angular, es común emplear criterios de agregación de máquinas para reducir el sistema a una máquina a un modelo equivalente OMIB, agrupando los generadores en conjuntos coherentes críticos y no críticos (Pavella et al., 2000). Bajo este enfoque, el comportamiento dinámico de interés se asocia principalmente a la primera oscilación electromecánica, ya que durante este periodo se define la capacidad del sistema para mantener el sincronismo. Por esta razón, la metodología propuesta en este trabajo considera un horizonte temporal de análisis posterior al despeje de la falla, con el fin de capturar los fenómenos eléctricos asociados a la primera oscilación del modelo OMIB.

Con el propósito de evaluar el comportamiento dinámico post-falla, las métricas fasoriales complejas ya definidas para tensión, corriente e impedancia operacional, ecuaciones (15)-(30), se extienden al intervalo temporal $t > t_{falla}$, lo que permite cuantificar el efecto acumulativo de la nueva condición topológica sobre cada generador. En este trabajo, el criterio para seleccionar tiempo máximo de estudio, t_{max} , puede ser obtenido con base en la primera oscilación electromecánica cuando en cualquiera de los generadores se cumpla: $d\delta_k/dt = 0$, aunque se puede extender la propuesta para que un cierto porcentaje de generadores cumpla ese criterio.

$$\overline{PFSv_k} = \int_{t_{falla}}^{t_{max}} Svi_k(t)^2 dt \quad (31)$$

$$\overline{PFSiv_k} = \int_{t_{falla}}^{t_{max}} Siv_k(t)^2 dt \quad (32)$$

$$\overline{PFDv_k} = \int_{t_{falla}}^{t_{max}} Dv_k(t)^2 dt \quad (33)$$

$$\overline{PFDi_k} = \int_{t_{falla}}^{t_{max}} Di_k(t)^2 dt \quad (34)$$

La formulación anterior permite extender de manera consistente los indicadores derivados del análisis de cortocircuito estático a un marco dinámico que incorpora la evolución temporal de las variables eléctricas y los efectos estructurales asociados al despeje de la falla. En este sentido, la combinación de estas métricas fasoriales complejas proporciona una caracterización más completa del impacto de la perturbación, lo que permite identificar patrones de comportamiento diferencial entre generadores y facilita la evaluación de su criticidad desde una perspectiva eléctrica y electromecánica.

2.4 Análisis de métricas fasoriales complejas para la identificación de generadores críticos

Las métricas fasoriales complejas presentadas en las secciones anteriores (Svi , Siv , Dv , Di para el análisis estático, $DFSvi$, $DFSiv$, $DFDv$, $DFDi$ para la etapa de falla y $PFSvi$, $PFSiv$, $PFDv$, $PFDi$ para la etapa post-falla) proporcionan información complementaria sobre la severidad eléctrica, la acumulación energética y la capacidad de disipación eléctrica de cada generador. Sin embargo, algunas de ellas (especialmente las

basadas en tensión) tienden a sobreestimar la criticidad de los generadores que están eléctricamente cercanos al punto de falla, pero no presentan un comportamiento dinámico inestable. Por esto último, se propone un índice multimétrico de criticidad que combina los tres grupos de métricas, incorpora un término de penalización por sobreestimación estructural y se calibra con los resultados del modelo OMIB que emplea el criterio angular de la Electric Power Research Institute (EPRI) (Pavella et al. 2000).

El índice general IC para el generador k se define como:

$$IC_k = \Phi_k^E + \Phi_k^{DF} + \Phi_k^{PF} - \eta \cdot \Phi_k^{OV} \quad (35)$$

Donde Φ es la métrica normalizada y los superíndices E , DF y PF es por la métrica Estática, Durante Falla y PostFalla, respectivamente. OV es un término de penalización por sobreestimación estructural y η es un factor heurístico de ponderación propuesto entre 0.2 y 0.3.

El Índice Φ_k^E integra las cuatro métricas estáticas con diferentes ponderaciones reducidas debido a su tendencia a sobreestimar:

$$\Phi_k^E = \lambda_1 |Sv_i k| + \lambda_2 |Siv_k| + \lambda_3 |Dv_k| + \lambda_4 |Di_k| \quad (36)$$

El Índice Φ_k^{DF} integra las 4 métricas energéticas determinadas durante la falla, reflejando la afectación por aceleración y el desacoplamiento rotor-red. En esta métrica se asignan mayores pesos a las métricas de corriente, ya que son más discriminantes:

$$\Phi_k^{DF} = \lambda_5 |DFSv_i k| + \lambda_6 |DFSiv_k| + \lambda_7 |DFDv_k| + \lambda_8 |DFDi_k| \quad (37)$$

El Índice Φ_k^{PF} se asocia a la capacidad del generador-red eléctrica para disipar la energía acumulada tras el despeje de la falla. Estas métricas post-falla reciben ponderaciones intermedias, destacándose nuevamente las relacionadas con la corriente:

$$\Phi_k^{PF} = \lambda_9 |PFSv_i k| + \lambda_{10} |PFSiv_k| + \lambda_{11} |PFDv_k| + \lambda_{12} |PFDi_k| \quad (38)$$

El índice Φ_k^{OV} es un término que penaliza a aquellos generadores que presentan alta sensibilidad estructural (bajo contenido dinámico de voltaje) pero bajas métricas de corriente dinámica:

$$\Phi_k^{OV} = \frac{|Dv_k| + |DFSv_i k|}{1 + |DFDi_k| + |DFSiv_k|} \quad (39)$$

El numerador utiliza métricas de tensión (estática y durante falla) que tienden a sobreestimar; el denominador incluye métricas de corriente dinámica que ayudan a discriminar adecuadamente la sensibilidad estructural. Un generador con alta sobreestimación tendrá un numerador grande y denominador pequeño, resultando en $\Phi_k^{OV} \gg 0$, lo que reduce IC_k a través del término $\eta \cdot \Phi_k^{OV}$.

Una vez calculado IC_k para todos los generadores, se aplican los siguientes umbrales empíricos definidos a partir de la comparación con OMIB/EPRI:

- Generador crítico: $IC_k > 0.7$
- Generador potencialmente crítico: $0.7 \geq IC_k > 0.4$
- Generador no crítico: $IC_k \leq 0.4$

2.4.1 Justificación paramétrica y física de los coeficientes de ponderación λ

Los coeficientes de ponderación λ del índice IC_k fueron calibrados mediante un análisis de sensibilidad heurístico, fundamentado en el análisis del fenómeno del acoplamiento eléctrico-mecánico de los generadores frente a perturbaciones severas. Para evitar la sobreestimación estructural y maximizar la selectividad del índice, los parámetros se agrupan en tres componentes del fenómeno físico, como se resume en la Tabla 1.

Tabla 1.

Clasificación y asignación de pesos paramétricos del índice IC_k

Etapas de Falla	Coeficientes de Tensión	Coeficientes de corriente	Nivel de ponderación
Estado Estable	λ_1, λ_3 $\in \{0.03, 0.07\}$	λ_2, λ_4 $\in \{0.08, 0.12\}$	Medio-Bajo
Durante Falla	λ_5, λ_7 $\in \{0.10, 0.20\}$	λ_6, λ_8 $\in \{0.30, 0.40\}$	Intermedio-Alto
Post-Falla	λ_9, λ_{11} $\in \{0.03, 0.13\}$	$\lambda_{10}, \lambda_{12}$ $\in \{0.10, 0.20\}$	Intermedio-Bajo

La asignación de estos pesos no es arbitraria; responde a la necesidad de diferenciar la propagación espacial del disturbio de la respuesta estática de la severidad de la falla y la dinámica real de las máquinas durante y posterior a la falla. La justificación para cada etapa es la siguiente:

- Estado Estable (Nivel Medio-Bajo): Evalúa la severidad inicial del cortocircuito sin considerar la dinámica del rotor. Al servir únicamente como una línea base de proximidad eléctrica, recibe las ponderaciones más bajas. La corriente (λ_2, λ_4) recibe mayor peso que la tensión (λ_1, λ_3) debido a su mejor selectividad espacial.
- Durante Falla (Nivel Intermedio-Alto): es el núcleo del impacto electromecánico, donde el rotor acumula la mayor energía cinética. Recibe los pesos máximos del índice, priorizando fuertemente la corriente (λ_6, λ_8) para identificar a los generadores que inyectan más energía, filtrando el efecto de caídas generalizadas de tensión en la red (λ_5, λ_7).
- Post-Falla (Nivel Intermedio-Bajo): Analiza la tendencia inicial de desaceleración en una ventana de tiempo muy corta tras despejar la falla. Utiliza pesos moderados ($\lambda_{10}, \lambda_{12}$ para corriente; λ_9, λ_{11} para tensión) para anticipar la pérdida de sincronismo sin llegar a las simulaciones exhaustivas de métodos tradicionales (ej. EPRI), reduciendo drásticamente el costo computacional.

Los valores específicos de λ_i y η se seleccionaron tras un barrido paramétrico en el sistema IEEE 39 nodos, evaluando la coincidencia con el criterio OMIB/EPRI para fallas en los nodos 11, 18 y 23. El análisis de sensibilidad mostró que los coeficientes de corriente son robustos, mientras que $\eta=0.25$ resultó ser el valor que mejor equilibra la penalización por sobreestimación sin eliminar generadores verdaderamente críticos. Bajo esta premisa, el enfoque central de la presente investigación radica en la evaluación de la severidad de las fallas y su estrecho acoplamiento con la dinámica postfalla, un análisis fundamental para priorizar tempranamente generadores críticos en estudios de estabilidad transitoria. Como resultado

directo de esta evaluación fenomenológica, se derivó el índice de criticidad propuesto (IC_k); no obstante, se reconoce que este indicador constituye una valiosa primera aproximación metodológica que deberá ser objeto de trabajos futuros, orientados a realizar un ajuste más fino de sus coeficientes de ponderación para incrementar su robustez ante una mayor diversidad de topologías y condiciones operativas de la red eléctrica.

2.5 Validación electromecánica del índice de criticidad.

La respuesta electromecánica del sistema se utiliza únicamente como referencia para la validación física del índice propuesto. Para ello, se emplea el criterio angular propuesto por EPRI, el cual permite identificar generadores críticos y no críticos a partir de sus desviaciones dinámicas.

La formación de estos grupos de generadores se fundamenta en el concepto de coherencia, según el cual los generadores que presentan oscilaciones angulares similares durante la perturbación se agrupan en máquinas equivalentes (Germond & Podmore, 1978; Pavella, 1998). Para ello, la identificación de los grupos críticos y no críticos se basa en el enfoque propuesto por EPRI (1977), que establece que los generadores con mayores desviaciones dinámicas angulares pertenecen al grupo crítico, mientras que el resto de las unidades conforman el grupo no crítico. En este sentido, la selección adecuada de los generadores críticos y no críticos resulta fundamental, ya que determina la capacidad del modelo equivalente para representar la respuesta transitoria del sistema multimáquina (EPRI, 1977; Pavella et al., 2000).

Por tanto, en este trabajo, el criterio angular propuesto por EPRI se utiliza como referencia de validación para contrastar el desempeño del índice respecto de la identificación convencional de generadores críticos.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Casos de Estudio

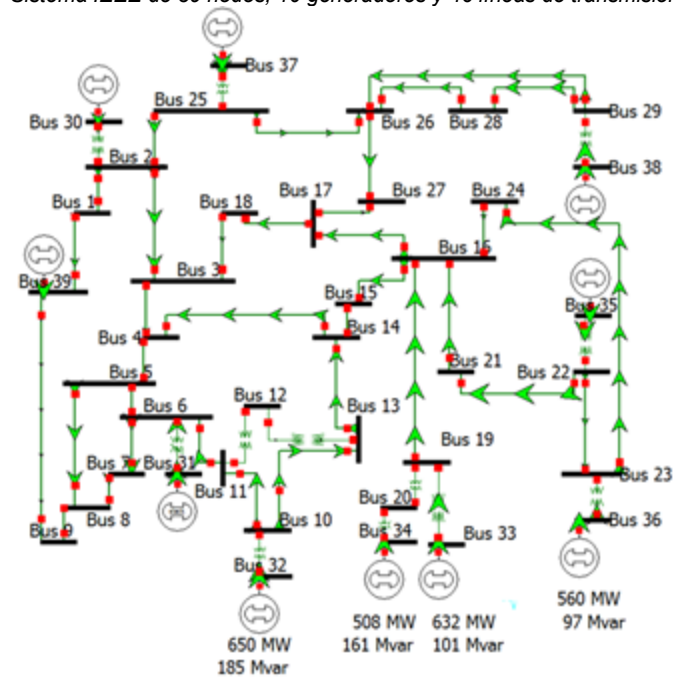
Con la finalidad de evaluar el desempeño de las métricas propuestas para la identificación temprana de generadores críticos, se realizaron diferentes estudios de estabilidad transitoria utilizando el sistema de prueba IEEE de 39 nodos, también conocido como sistema New England, Figura 3. Este sistema constituye uno de los casos de estudio más utilizados para investigaciones relacionadas con la estabilidad angular y dinámica multimáquina debido a su complejidad electromecánica y adecuada representación de oscilaciones interárea.

La simulación dinámica y el estudio de cortocircuito fue realizado empleando el simulador PSS/E de Siemens (versión estudiantil), considerando modelos clásicos de generadores síncronos y manteniendo constantes las condiciones operativas iniciales para todos los escenarios evaluados. Para la evaluación del índice IC_k en estas simulaciones, se seleccionó un conjunto de valores fijos para los coeficientes de ponderación λ . Estos valores, definidos dentro de los rangos previamente justificados, se detallan enseguida:

$$\begin{aligned} \lambda_1 &= 0.05, & \lambda_2 &= 0.10, & \lambda_3 &= 0.05, & \lambda_4 &= 0.10. \\ \lambda_5 &= 0.15, & \lambda_6 &= 0.35, & \lambda_7 &= 0.10, & \lambda_8 &= 0.35. \\ \lambda_9 &= 0.10, & \lambda_{10} &= 0.20, & \lambda_{11} &= 0.05, & \lambda_{12} &= 0.15. \end{aligned}$$

Figura 3.

Sistema IEEE de 39 nodos, 10 generadores y 46 líneas de transmisión



Con el propósito de analizar la sensibilidad de las métricas propuestas ante diferentes ubicaciones de perturbación y con ello establecer el índice de criticidad IC_k , se consideraron como casos de estudio la aplicación de fallas trifásicas balanceadas en los nodos 11, 18 y 23 del sistema. Estos nodos fueron seleccionados debido a su distinta ubicación eléctrica en la red, lo que permite evaluar el comportamiento de las métricas bajo diferentes niveles de severidad y acoplamiento electromagnético. Para todos los casos analizados, la duración de la falla se estableció en 100 ms, valor típicamente empleado en estudios de estabilidad transitoria para representar tiempos convencionales de actuación de sistemas de protección y despeje de fallas. Durante este intervalo se ejecutó el estudio de cortocircuito dinámico, para obtener las variables eléctricas y electromecánicas requeridas en la evaluación y validación de las métricas propuestas.

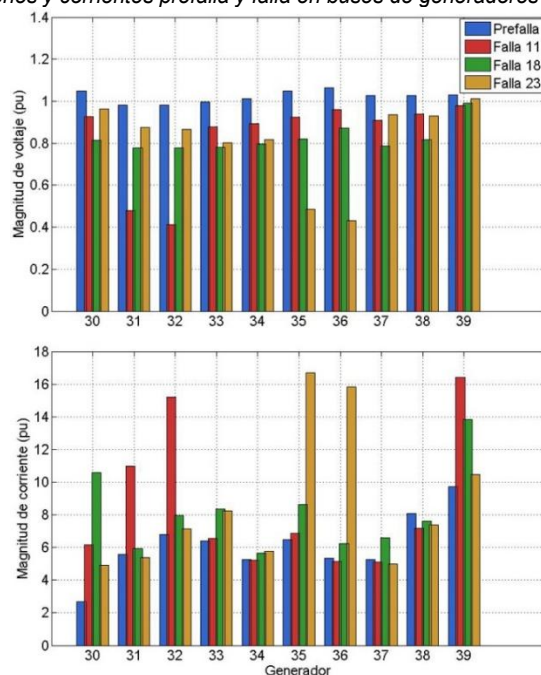
3.2 Comportamiento eléctrico estático: tensiones y corrientes durante la falla

Con el fin de caracterizar la severidad eléctrica inicial de las perturbaciones, se analizan las magnitudes de tensión en terminales y corriente de salida de los generadores en condición prefalla y durante el cortocircuito trifásico. En la Figura 4 se presenta, para cada generador, la magnitud de tensión y corriente en pu en estado prefalla (barra azul) y durante la falla en los nodos 11, 18 y 23 (barras roja, verde y naranja respectivamente). Se observa que la caída de tensión es más pronunciada en los generadores que están eléctricamente más próximos al nodo fallado. Por ejemplo, ante la falla en el nodo 11, los generadores conectados a buses 31, 32 y 34 experimentan las mayores reducciones de tensión, mientras que aquellos en zonas más alejadas (buses 37, 38 y 39) mantienen tensiones cercanas al valor prefalla. Un aspecto

crítico se observa en la falla del nodo 18, en la que se registró un abatimiento generalizado de la tensión en la mayoría de los generadores. Este comportamiento refleja la dependencia de la respuesta estática de la topología de la red y justifica la necesidad de ponderar adecuadamente las métricas asociadas al voltaje.

Figura 4.

Tensiones y corrientes prefalla y falla en buses de generadores



Por su parte, la respuesta de corriente muestra un comportamiento complementario: durante la falla, las corrientes se incrementan significativamente y se concentran en las unidades que alimentan directamente el cortocircuito. Destaca que, para la falla en el nodo 18, el generador del bus 36 alcanza el mayor incremento de corriente, mientras que la falla en el nodo 23 afecta principalmente a los generadores de los buses 33 y 34. Estas observaciones confirman que la severidad eléctrica —caracterizada mediante las impedancias operacionales de falla y las métricas ΔV , ΔI — está físicamente acoplada con la ubicación de la perturbación.

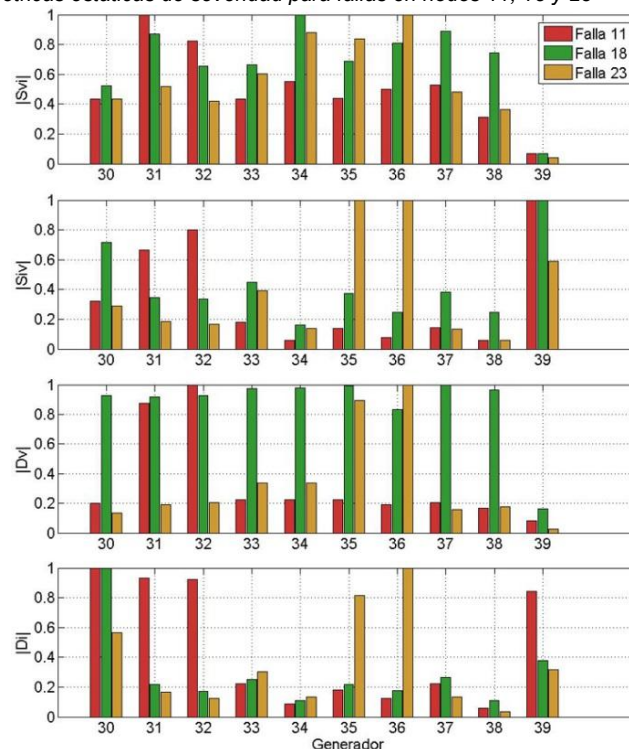
3.3 Métricas Fasoriales Cortocircuito Estático

La Figura 5 muestra los valores normalizados de las cuatro métricas estáticas para las fallas en los nodos 11, 18 y 23. Se aprecia un patrón distintivo: las métricas basadas en tensión ($|S_{vi}|$, $|D_{vi}|$) presentan magnitudes elevadas en un conjunto amplio de generadores, mientras que las basadas en corriente ($|S_{iv}|$, $|D_{iv}|$) muestran alta magnitud únicamente en las máquinas eléctricamente próximas al cortocircuito. Por ejemplo, para la falla en el nodo 18 (barras color verde), los valores de las métricas $|S_{vi}|$ y $|D_{vi}|$ superan el valor de 0.8 en generadores conectados a los buses 30 a 38; no obstante, $|S_{iv}|$ y $|D_{iv}|$ solo exceden dicho umbral en los generadores de los buses 30 y 39. Esta diferencia demuestra que las métricas de tensión tienden a sobreestimar el número de generadores afectados, mientras

que las de corriente discriminan con mayor selectividad. En consecuencia, en la formulación del índice de criticidad se asigna un mayor peso a las métricas de corriente ($|S_{iv}|$, $|D_{iv}|$) para reducir falsas alarmas y así destacar a los generadores que más contribuyen al desequilibrio electromecánico.

Figura 5.

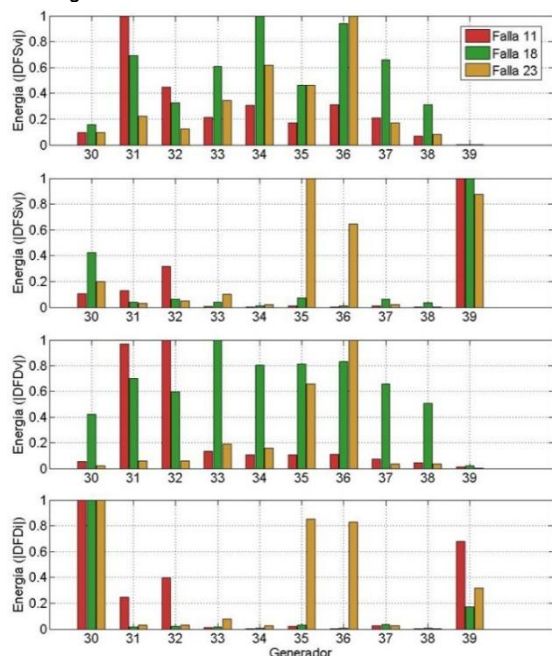
Métricas estáticas de severidad para fallas en nodos 11, 18 y 23



3.4 Métricas Fasoriales Cortocircuito Dinámico

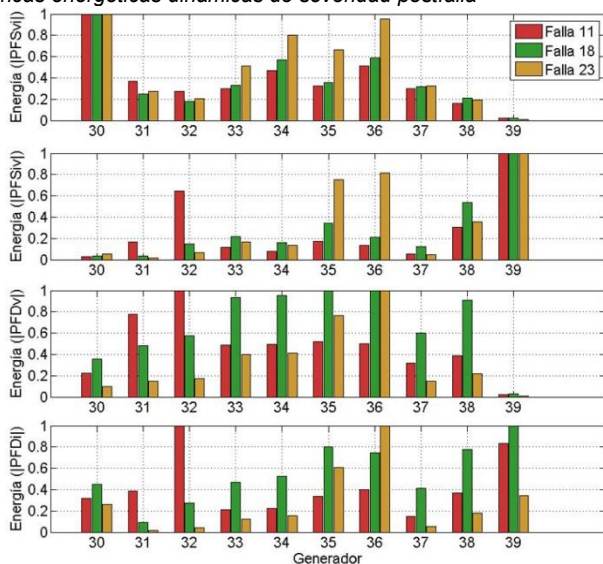
En la Figura 6 se analiza la respuesta energética durante la falla. Las métricas asociadas a la dinámica de tensión, (DFS_{vi} y DFD_{vi}), muestran valores elevados (≥ 0.7) en generadores alejados ante la falla en el nodo 18 (buses 31 y 33 a 37), confirmando su tendencia a sobreestimar la afectación. En cambio, las métricas de corriente, (DFS_{iv} y DFD_{iv}) muestran alta selectividad (≥ 0.95) identificando únicamente a los generadores próximos al cortocircuito (buses 30 y 39). La diferencia es muy clara en el nodo 18, donde DFD_{iv} y DFS_{iv} discriminan entre generadores críticos (en buses 30 y 39) y no críticos (en buses 31 al 38), mientras que DFD_{vi} y DFS_{vi} mantienen valores altos incluso en buses alejados. En cuanto a las fallas en los buses 11 y 23, la respuesta es consistente en todas las métricas. Finalmente, dado que las caídas generalizadas de tensión restan utilidad a sus respectivos indicadores para determinar la criticidad, las métricas dinámicas de corriente (DFS_{iv} , DFD_{iv}) se consolidan como los parámetros principales para la jerarquización en el índice propuesto, evitando así falsas alarmas. Por su parte, las métricas dinámicas de voltaje podrán ser útiles de forma complementaria, pero únicamente en escenarios en los que no exista un abatimiento masivo de las tensiones en los generadores durante la falla.

Figura 6.
Métricas energéticas dinámicas de severidad durante la falla



El análisis del periodo posterior al despeje de la falla resulta fundamental para evaluar la capacidad del sistema de recuperar el sincronismo en el sistema. Para ello, las métricas de energía se extendieron al intervalo comprendido entre el despeje del cortocircuito y la primera desviación angular máxima en cualquier generador ($d\delta_k/dt = 0$). La Figura 7 muestra los valores normalizados de estas cuatro métricas post-falla ($PFSv_i$, $PFSv$, $PFDv$, $PFDi$) para las fallas en nodos 11, 18 y 23.

Figura 7.
Métricas energéticas dinámicas de severidad postfalla



Se observa que las métricas de tensión ($PFDv$ y, en menor medida, $PFSv_i$) tienden a sobreestimar la afectación real,

mostrando valores altos (>0.8) en un amplio conjunto de generadores ante la falla en el nodo 18 (buses 33 al 36, y 38). En cambio, las métricas de corriente ($PFSv$ y $PFDi$) exhiben alta selectividad, concentrando magnitudes elevadas (≥ 0.8) exclusivamente en las unidades más cercanas al disturbio. Por ejemplo, en el nodo 18, $PFSv$ resalta solo al bus 39, mientras que $PFDi$ destaca identificando a los buses 35, 36, 38 y 39. Esta discriminación es aún más clara en la falla del nodo 23, donde $PFDi$ señala únicamente a los generadores 36 y 35.

En consecuencia, las métricas dinámicas de corriente post-falla evitan la sobreestimación propia de las variables de tensión, consolidándose como indicadores robustos para jerarquizar generadores críticos en el índice propuesto.

Dado que las métricas puramente eléctricas (ΔV y ΔI) omiten la inercia y los modos de oscilación rotórica, dos generadores con idéntico $PFDi$ pueden presentar trayectorias angulares distintas; por ello, resultan insuficientes por sí solas para predecir la pérdida de sincronismo. Sin embargo, al integrarlas en un índice multimétrico que pondera la severidad de la corriente, considera en menor medida las afectaciones de tensión y emplea un factor de penalización ($\eta=0.25$) para mitigar la sobreestimación estructural, se logra replicar la dinámica angular del sistema con buena precisión. El análisis comparativo confirma que esta integración de variables representa de manera consistente el comportamiento transitorio de la red. Bajo estas consideraciones, la Figura 8 muestra la jerarquización de los generadores evaluados; y establece como críticos a aquellos que superan el umbral de $IC_k > 0.70$.

Para evaluar la generalidad del método, se aplicó el IC_k en una contingencia nueva (falla en bus 14, Figura 9). Los buses 30, 32 y 39 mostraron los índices más altos (>0.65), lo cual coincide con su cercanía al punto de falla y con las mayores desviaciones angulares y de velocidad simuladas (Figura 10), lo que confirma su robustez. La Tabla 2 resume los resultados de los 4 escenarios.

Figura 8.
Gráfico de Índice de Criticidad de generadores para las 3 fallas

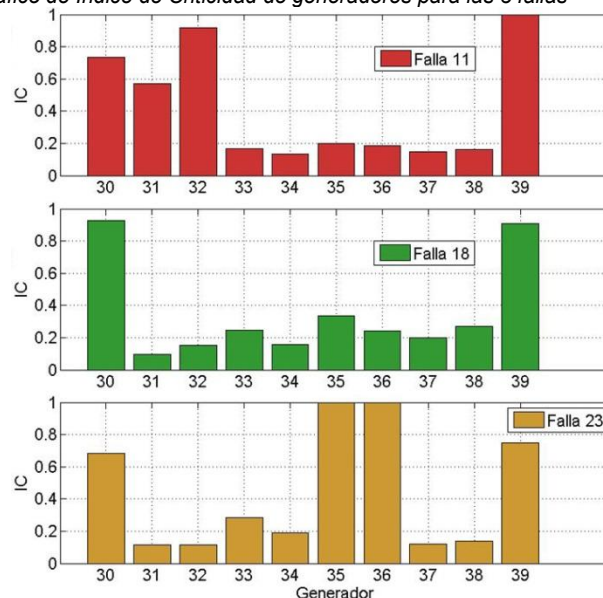


Figura 9.

Gráfico de Índice de Criticidad de generadores para falla en bus 14



Figura 10.

Comportamiento de $\Delta\delta_k(t)$ y $\Delta\omega_k(t)$ ante falla en nodo 14

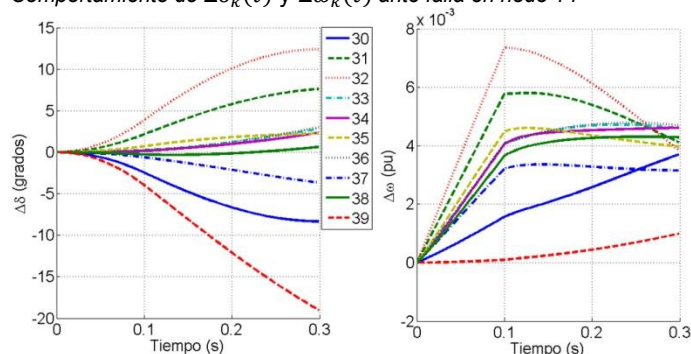


Tabla 2.

Comparación de generadores críticos identificados por el índice IC_k y la validación OMIB

Escenario de Falla	Generadores críticos (IC_k)	Generadores críticos (OMIB)	Coincidencia
Nodo 11	30, 32, 39	30, 31, 32, 39	3 de 4 Alta selectividad
Nodo 18	30, 39	30, 38, 39	2 de 3 $\eta=0.25$ filtra buses
Nodo 23	35, 36, 39	35, 36, 39	3 de 3 Alta selectividad
Nodo 14 (Validación)	30, 32, 39 ($IC_k > 0.65$)	30, 32, 39 (Figura 10)	Coincidente con respuesta dinámica

IV. CONCLUSIONES

El enfoque central de la presente investigación radicó precisamente en la evaluación de la severidad de las fallas y su estrecho acoplamiento con la dinámica postfalla, un análisis que demostró ser fundamental para lograr la priorización temprana de generadores críticos en estudios de estabilidad transitoria. Como resultado directo de esta evaluación del fenómeno de fallas, se desarrolló un índice multimétrico de criticidad (IC_k) basado exclusivamente en métricas fasoriales eléctricas obtenidas en condiciones prefalla, durante la falla y postfalla. A diferencia de los enfoques convencionales basados en el seguimiento de variables electromecánicas exhaustivas, la propuesta utiliza únicamente señales de tensión y corriente, lo que reduce la complejidad del análisis.

Los análisis dinámicos mostraron que las métricas basadas en corriente poseen una mayor capacidad discriminativa y selectividad que las asociadas a la tensión, las cuales tienden a sobreestimar la afectación en la red. Por ello, la formulación del índice incorpora ponderaciones diferenciadas y un término de penalización estratégico que mejora significativamente la

jerarquización de los generadores que realmente contribuyen al desequilibrio.

La validación metodológica en el sistema IEEE de 39 nodos mostró una alta concordancia con los generadores críticos identificados mediante el método OMIB y el criterio angular de la EPRI, lo que demuestra su capacidad predictiva incluso en escenarios contingentes no utilizados durante la calibración. En consecuencia, la metodología propuesta constituye una herramienta analítica eficiente y de bajo costo computacional. La validación del índice mediante barrido paramétrico y análisis de sensibilidad confirma que la ponderación propuesta es consistente y no arbitraria, logrando una alta concordancia con los criterios de estabilidad convencionales en los escenarios evaluados. No obstante, se reconoce que el indicador propuesto constituye una valiosa primera aproximación metodológica que deberá ser objeto de trabajos futuros, orientados a realizar un ajuste más fino de sus coeficientes de ponderación mediante técnicas de optimización, con el objetivo de incrementar su robustez ante una mayor diversidad de topologías y condiciones operativas de la red eléctrica.

V. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la División de Estudios de Posgrado e Investigación del Instituto Tecnológico de la Laguna por las facilidades brindadas para la realización de la investigación y al Tecnológico Nacional de México por los recursos otorgados a través del proyecto TNM-24138.26-P.

VI. REFERENCIAS

- Agrawal, R., & Thukaram, D. (2011). Identification of coherent synchronous generators in a Multi-Machine Power System using Support Vector Clustering. 2011 International Conference on Power and Energy Systems, Chennai, India, 1–6. DOI <https://doi.org/10.1109/ICPES.2011.6156659>.
- Anderson, P. M., & Fouad, A. A. (2003). Power system control and stability (2nd ed.). IEEE Press.
- Electric Power Research Institute. (1977). Development of dynamic equivalents for transient stability studies (Research Project 763, Report EL-456). EPRI. DOI: <https://doi.org/10.2172/7105652>
- Eremia, M., & Shahidehpour, M. (2013). Handbook of electrical power system dynamics: Modeling, stability, and control. Wiley.
- Germond, A. J., & Podmore, R. (1978). Dynamic Aggregation of Generating Unit Models. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-97(4), 1060–1069. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1978.354585>
- Glover, J. D., Sarma, M. S., & Overbye, T. J. (2016). Power system analysis and design (6th ed.). Cengage Learning.
- Juárez, C., Messina, A. R., Castellanos, R., & Espinosa-Perez, G. (2011). Characterization of multimachine system behavior using a hierarchical trajectory cluster analysis. IEEE

- Transactions on Power Systems, 26(3), 972–981.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2100051>
- Krause, P. C., Wasynczuk, O., Sudhoff, S. D., & Pekarek, S. (2013). Analysis of electric machinery and drive systems (3rd ed.). Wiley-IEEE Press.
- Kundur, P. (1994). Power system stability and control. McGraw-Hill.
- Lee, S. T. Y., & Schweppe, F. C. (1973). Distance Measures and Coherency Recognition for Transient Stability Equivalents. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-92(5), 1550–1557. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1973.293701>
- Machowski, J., Bialek, J. W., & Bumby, J. R. (2020). Power system dynamics: Stability and control (3rd ed.). Wiley.
- Oppenheim, A. V., Willsky, A. S., & Nawab, S. H. (1997). Signals and systems (2nd ed.). Prentice Hall.
- M. Pavella, Generalized one-machine equivalents in transient stability studies, in IEEE Power Engineering Review, vol. 18, no. 1, pp. 50-52, Jan. 1998, doi: 10.1109/39.646963.
- Pavella, M., Ernst, D., & Ruiz-Vega, D. (2000). Transient stability of power systems: A unified approach to assessment and control. Springer.
- Podmore, R. (1979). A Comprehensive Program For Computing Coherency-based Dynamic Equivalents. IEEE Conference Proceedings Power Industry Computer Applications Conference, PICA-79, Cleveland, OH, USA, 298–306. <https://doi.org/10.1109/PICA.1979.720081>
- Saadat, H. (1999). Power system analysis. McGraw-Hill.
- Savulescu, S. C. (2009). Real-time stability assessment in modern power system control centers. Wiley.
- Sauer, P. W., Pai, M. A., & Chow, J. H. (2017). Power system dynamics and stability with Synchrophasor Measurement and Power System Toolbox, (2nd ed.). Wiley-IEEE Press.

No.	Rol	Descripción
1	Conceptualización [Conceptualization]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez
2	Curación de datos [Data curation]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez Leticia Lozano Cuéllar
3	Análisis formal [Formal analysis]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez
4	Obtención de fondos [Funding acquisition]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez Gerardo Enrique Ruiz Ponce Leticia Lozano Cuéllar
5	Investigación [Investigation]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez Gerardo Enrique Ruiz Ponce
6	Methodología [Methodology]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez Leticia Lozano Cuéllar
7	Administración del proyecto [Project administration]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez
8	Recursos [Resources]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez
9	Software [Software]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez Gerardo Enrique Ruiz Ponce
10	Supervision [Supervision]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez Gerardo Enrique Ruiz Ponce Leticia Lozano Cuéllar
11	Validación [Validation]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez Gerardo Enrique Ruiz Ponce Leticia Lozano Cuéllar
12	Visualización [Visualization]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez Gerardo Enrique Ruiz Ponce Leticia Lozano Cuéllar
13	Redacción - borrador original [Writing – original draft]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez
14	Redacción - revisión y edición [Writing – review & editing]	Francisco Sergio Sellschopp Sánchez Gerardo Enrique Ruiz Ponce Leticia Lozano Cuéllar