

Evaluation of Real-Time (EMS) and Off-Line Contingency Analysis Indexes for Static Security Assessment of the Ecuadorian Interconnected Power System

Evaluación de Índices de Análisis de Contingencias en Tiempo Real (EMS) y Fuera de Línea para la Seguridad Estática del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador

G.P. Rivera¹  0000-0002-3059-7974 J. O. Castellano¹  0009-0000-9645-5832
M.L. Farinango¹  0000-0002-7319-4614 O.F. De Lima²  0000-0001-9910-6320

¹ Operador Nacional de Electricidad CENACE, Quito, Ecuador

E-mail: grivera@cenace.gob.ec, jcastellano@cenace.gob.ec, lfarinango@cenace.gob.ec

² deBarr, Caracas, Venezuela

E-mail: odelima@debarr.com

Abstract

Static Security Assessment (SSA) requires real-time and offline indexes to identify the most critical contingencies, aiming to enhance the Operator's Situational Awareness during operational decision-making. EMS compute deterministic severity indexes based on limit violations and deviations from pre-contingency values using exponential weighting. Meanwhile, System Operators develop offline Security Analysis (SA) indexes that incorporate topological hierarchy factors. This paper evaluates whether the five SA indexes of the CENACE EMS are sufficient to characterize the SSA of the National Interconnected System (SNI), or if they need to be complemented by indexes obtained through offline tools such as DIGSILENT PowerFactory. A methodology is proposed using Spearman's correlation, a coverage matrix to determine the percentage of coincident contingencies, and a phase map that classifies each contingency into one of four quadrants based on its combined severity.

The methodology is validated on the IEEE 9-bus system as a pilot test case and applied to the SNI under maximum and minimum demand conditions. The results characterize the degree of complementarity between both approaches and identify contingencies masked by one method, but detected by the other. As a conceptual contribution, a hybrid index is formulated that weights the real-time sensitivity of the EMS with indexes derived from the offline procedure, without modifying the EMS core.

Index terms— Static security assessment, energy management systems, power system contingency analysis, power system security, power system reliability.

Resumen

La evaluación de la seguridad estática requiere de índices en tiempo real y fuera de línea para identificar las contingencias más críticas con el propósito de mejorar la Consciencia Situacional del Operador en la toma de decisiones operativas. Los EMS calculan índices de severidad determinísticos basados en violaciones de límites y desvíos con respecto al valor pre-contingencia con ponderación exponencial. Mientras, que los Operadores de Sistema desarrollan índices del Análisis de Seguridad (SA) fuera de línea que incorporan factores de jerarquía topológica. En este artículo se evalúa si los índices del SA del EMS de CENACE son suficientes para caracterizar la seguridad estática del Sistema Nacional Interconectado (SNI), o si requieren complementarse con índices obtenidos mediante herramientas fuera de línea como DIGSILENT PowerFactory. Se propone una metodología que utiliza la correlación de Spearman, una matriz de cobertura para establecer el porcentaje de contingencias coincidentes y un mapa de fase que clasifica cada contingencia en uno de cuatro cuadrantes según su severidad combinada. La metodología se valida en el sistema IEEE de 9 barras como caso piloto de prueba y se aplica al SNI en demanda máxima y mínima. Los resultados caracterizan el grado de complementariedad entre ambos enfoques e identifican contingencias enmascaradas por un método, pero detectadas por el otro. Como aporte conceptual, se formula un índice híbrido que pondera la sensibilidad en tiempo real del EMS con los derivados del procedimiento fuera de línea, sin modificar el núcleo del EMS.

Palabras clave— Evaluación de seguridad estática, sistemas de gestión de energía, análisis de contingencias, seguridad de sistemas de potencia, confiabilidad de sistemas de potencia.

Recibido: 29-04-2026 Aprobado tras revisión: 20-07-2026

Forma sugerida de citación: Rivera, G.; Castellano, J.; Farinango, M.; De Lima, O. (2026). "Evaluación de Índices de Análisis de Contingencias en Tiempo Real (EMS) y Fuera de Línea para la Seguridad Estática del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador". Revista Técnica "energía". No. 23, Issue I, Pp. 27-37

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v23.n1.2026.759>

© 2026 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia modernos operan cada vez más cerca de sus límites técnicos debido al crecimiento sostenido de la demanda, la integración progresiva de generación renovable variable y la apertura de los mercados eléctricos [1]. Bajo estas condiciones, la evaluación de la seguridad estática del sistema se convierte en una función crítica para el operador del sistema en tiempo real, puesto que permite anticipar el comportamiento del sistema ante la salida de un elemento y tomar acciones preventivas antes de que una perturbación lleve al sistema a un estado de emergencia o, eventualmente, al colapso [2], [3]. El conocimiento de la seguridad en régimen permanente del sistema permite mejorar los mecanismos de consciencia situacional del Operador, los cuales le permite evitar el estado DESORIENTADO y le ayuda a permanecer en el estado PREPARADO para la toma de acciones adecuadas ante la presencia de alguna contingencia en el sistema de potencia [4].

Desde la perspectiva de la operación, la evaluación de la seguridad estática se materializa en dos dominios temporales complementarios. El primero es el dominio en tiempo real, donde las funciones de Análisis de Seguridad (SA) embebidas en los Sistemas de Gestión de Energía (EMS) procesan de manera cíclica cientos de contingencias y producen un ranking de severidad que guía al operador [5]. El segundo es el dominio fuera de línea, donde el analista de la operación ejecuta estudios estructurados sobre modelos de la red utilizando herramientas de simulación especializadas, con el fin de identificar contingencias críticas y preparar planes de acción [6].

Los índices de severidad utilizados en SA de los EMS comerciales han evolucionado durante más de tres décadas a partir de los primeros trabajos de Brandwajn sobre los métodos de delimitación lineal y completo para el filtrado de contingencias [7], [8], [9]. Estos índices emplean formulaciones que combinan la medición de violaciones de límites con la cuantificación del desvío respecto al estado pre-contingencia y utilizan exponentes cuadráticos para mitigar el efecto de enmascaramiento o «*masking*», mediante el cual múltiples violaciones menores pueden ocultar una violación individual severa [10]. La función SA del EMS de CENACE implementa cinco índices en su etapa de filtrado o screening que son: violación de flujo de rama, violación de voltaje, violación de reactivos, desvío de voltaje y desvío de reactivos. Además, añade índices combinados en la etapa de análisis completo en AC [11], [12].

Paralelamente, los Operadores de Sistema (OS) han desarrollado procedimientos estructurados para la evaluación de la seguridad en régimen permanente en horizontes más amplios. En el caso específico del Operador Nacional de Electricidad del Ecuador CENACE, este procedimiento fue formalizado a partir del año 2019 [4] y se ha consolidado con la incorporación

de un Índice Fuera de Línea que agrega subíndices de cargabilidad de líneas, cargabilidad de transformadores y desvío de voltaje en barras, cada uno ponderado por un Factor de Riesgo FR definido según el nivel de voltaje y la relevancia jerárquica del elemento en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) [14].

La coexistencia de ambos enfoques: el SA en tiempo real del EMS y el procedimiento de cálculo estructurado fuera de línea, plantea una pregunta operativa que hasta el momento no ha recibido una respuesta cuantitativa en la literatura aplicada al SNI: ¿son suficientes los índices de severidad que calcula el SA del EMS para caracterizar la seguridad en régimen permanente del sistema, o es necesario complementarlos con los índices del SA calculados fuera de línea? La respuesta a esta pregunta es relevante porque determina si el procedimiento de cálculo de índices fuera de línea constituye una duplicación del trabajo del EMS o si aporta información complementaria que el operador no puede obtener únicamente de la interface humano máquina del EMS.

Los trabajos previos sobre la categorización de contingencias en el SNI se han centrado mayoritariamente en la implementación de metodologías fuera de línea [13], [14], [15], sin establecer una comparación sistemática con los índices producidos por el EMS en tiempo real. En la literatura existen estudios comparativos entre distintos métodos de filtrado [9], pero ninguno aborda específicamente la complementariedad entre el SA de un EMS comercial y un índice de régimen permanente calculado fuera de línea en un mismo sistema eléctrico real.

El presente trabajo aborda este vacío mediante las siguientes contribuciones:

1. Se propone una metodología de comparación cuantitativa entre los índices de severidad del SA del EMS y los índices calculados fuera de línea con DIGSILENT PowerFactory, basada en la correlación de Spearman, la matriz de cobertura que establece el porcentaje de contingencias coincidentes y el mapa de fase bidimensional que clasifica cada contingencia en uno de cuatro cuadrantes para validar su complementariedad.
2. Se valida la metodología sobre el sistema piloto de prueba IEEE de 9 barras y se aplica posteriormente al SNI bajo escenarios de demanda máxima y demanda mínima.
3. Se caracteriza el grado de complementariedad entre ambos enfoques, identificando las contingencias que son detectadas por un método, pero enmascaradas por el otro.
4. Como aporte conceptual, se formula un Índice Híbrido que pondera la sensibilidad del SA en tiempo real con el índice calculado fuera de línea. Esta integración no requiere modificar el núcleo del EMS.
5. Se propone una matriz de decisión operativa que indica qué familia de índices debe prevalecer en

cada estado operativo del sistema (Normal, Alerta, Emergencia, Emergencia Extrema y Restauración), articulando así un marco unificado para el operador del SNI.

Este artículo a partir de la Sección 2 se organiza de la siguiente manera. La Sección 2 presenta los fundamentos teóricos de la evaluación de la seguridad estática y los estados operativos del sistema. La Sección 3 describe la formulación matemática de los cinco índices del SA del EMS y el flujo de procesamiento. La Sección 4 presenta los índices en régimen permanente calculados fuera de línea utilizados en el SNI. La Sección 5 formula la metodología de comparación propuesta. La Sección 6 presenta los resultados de la aplicación sobre el sistema IEEE de 9 barras y sobre el SNI. La Sección 7 analiza la suficiencia de los índices del SA del EMS utilizando los resultados obtenidos. La Sección 8 presenta la propuesta conceptual del Índice Híbrido. Finalmente, la Sección 9 sintetiza las conclusiones, reconoce las limitaciones del estudio y propone líneas de trabajo futuro.

2. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 Estados Operativos del S.N.I.

Un sistema eléctrico de potencia puede clasificarse en cinco estados operativos desde la perspectiva de régimen permanente: Normal, Alerta, Emergencia, Emergencia Extrema y Restauración [3], [14]. En estado Normal todas las variables del sistema se mantienen dentro de sus límites y se cumple el criterio de seguridad N-1. En el estado de Alerta las variables siguen dentro de sus límites, pero ya no se satisface el criterio N-1, por lo que el operador debe ejecutar acciones preventivas. Cuando sucede una contingencia sin acción preventiva previa, el sistema transita al estado de Emergencia, en el cual existen violaciones de límites, requiriendo acciones correctivas inmediatas. De no ejecutarse estas acciones, o ante eventos en cascada, el sistema pasa al estado de Emergencia Extrema, con sobrecargas severas y riesgo de presencia de islas eléctricas, lo cual puede llevar al sistema de potencia a un colapso total o parcial. El estado de Restauración corresponde a las acciones de reconexión progresiva para regresar el sistema al estado Normal.

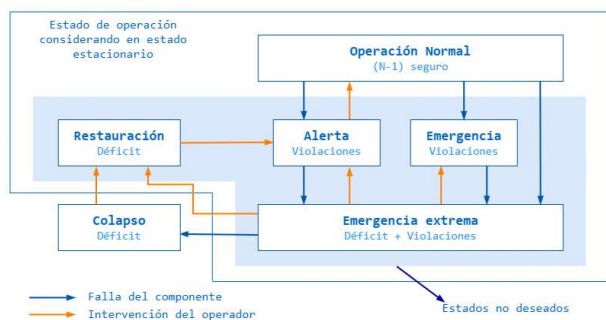


Figura 1: Estados Operativos del S.N.I.

2.2 Criterio de Seguridad N-1

El criterio N-1 establece que, ante la salida simultánea o aislada de cualquier elemento individual de la red, el sistema debe continuar operando dentro de los límites admisibles de voltaje y cargabilidad, sin provocar pérdida de suministro de energía eléctrica a las cargas [3]. Su cumplimiento constituye la base esencial de la operación segura en los centros de control modernos y sirve como criterio fundamental para la definición de las listas de contingencias que alimentan al SA del EMS.

2.3 Dominios Temporales del Análisis

El análisis de contingencias se ejecuta en dos horizontes temporales complementarios. El dominio en tiempo real, con periodicidad típica entre uno y cinco minutos, que corresponde al ciclo de ejecución del SA embebido en el EMS, que toma como entrada la solución del Estimador de Estado (SE) o del Flujo de Potencia del Operador (DPF) y presenta un ranking inmediato para el operador. El dominio fuera de línea, con periodicidad diaria a semanal, se ejecuta sobre modelos detallados con herramientas como DIGSILENT PowerFactory y permite incorporar información adicional no disponible en tiempo real, como datos de confiabilidad, factores topológicos y escenarios hipotéticos de demanda.

3. ÍNDICES DE SEVERIDAD EN EL SA DEL EMS

3.1 Arquitectura Funcional

El SA del EMS se organiza como una cadena de tres tareas secuenciales [11], [12]. La tarea de Definición de Contingencias donde se construye la lista de contingencias habilitadas y se valida su topología mediante el Procesador de Topología de Contingencia. En la tarea de Selección de Contingencia se ejecuta un filtrado rápido de contingencias «Contingency Screening» basado en la ejecución de una única iteración del *Fast Decoupled Power Flow* (FDF). A partir de este resultado se calculan un conjunto de cinco índices con el fin de seleccionar un subconjunto acotado de contingencias. Finalmente, la tarea de Análisis de Contingencia ejecuta el FDF completo sólo sobre las contingencias seleccionadas y calcula los índices de severidad definitivos. El pilar matemático de las dos primeras etapas son los métodos «Efficient Bounding» [7] y «Complete Bounding» [8], que evitan resolver el flujo de potencia completo al identificar únicamente la porción estresada de la red.

3.2 Formulación Matemática

Para cada contingencia, el SA del EMS calcula dos familias de índices. La primera corresponde a violaciones de límites post-contingencia y se expresa, en notación genérica, como se muestra en (1):

$$S = \sum_{k \in B} \left(\frac{F_k}{F_k^{lim}} - 1 \right)^{2N} \quad (1)$$

Donde F_k es el valor post-contingencia de la cantidad monitoreada (flujo de rama, magnitud de voltaje o generación reactiva), F_k^{lim} es el límite violado, B es el conjunto de elementos que violan su límite. El exponente $2N$ determina la sensibilidad del índice frente al fenómeno de enmascaramiento «masking», por el cual múltiples violaciones leves pueden ocultar una violación severa aislada. A medida que aumenta el valor de N , el índice incrementa la ponderación de las desviaciones más severas, mejorando su capacidad de discriminación y reduciendo el efecto de enmascaramiento. Por el contrario, valores menores de N favorecen una contribución más uniforme de todas las violaciones, incrementando la posibilidad de que eventos críticos queden parcialmente diluidos por la presencia de múltiples desviaciones menores. La segunda familia mide el desvío respecto al estado pre-contingencia mediante el Índice de Desplazamiento del Sistema «System Shift Index», definido en (2):

$$S_{shift} = \sum_{k \in B} |C_k| (1 + |C_k|/D_k)^{2N} \quad (2)$$

Donde C_k representa el cambio de la cantidad monitoreada respecto al estado pre-contingencia y D_k es la distancia pre-contingencia al límite aplicable. Este índice sensibiliza la severidad al porcentaje de margen consumido.

3.3 Los Cinco Índices del Filtrado

En la etapa de filtrado, el SA calcula cinco índices independientes por contingencia [11]:

- 1) S_b : severidad por violación de flujo de rama
- 2) S_v : severidad por violación de límites de voltaje en barras
- 3) S_r : severidad por violación de límites de generación reactiva
- 4) S_{I_v} : Severidad por desvío de los voltajes de barra respecto al pre-contingencia.
- 5) S_{I_Q} : Severidad por desvío de los requerimientos de generación reactiva.

El SA no construye un índice de severidad combinado en la etapa de filtrado; las listas se procesan por clases (violación de límites de voltaje, desvíos de voltaje, violación de reactivos, desvío de reactivos), se ordenan por severidad y se les asigna un rango por clase, preservándose la trazabilidad del tipo de problema [9].

3.4 Índice Combinado en el Análisis AC Completo

En la etapa de análisis AC completo, el SA incorpora un índice adicional de caída de voltaje (S_d). La severidad combinada S_c se define según (3):

$$S_c = W_b S_b + W_r S_r + W_v S_v + W_d S_d \quad (3)$$

Donde los factores W son pesos configurables por el operador.

4. ÍNDICES SA FUERA DE LÍNEA PARA EL SNI

4.1 Índice SA del Procedimiento de CENACE

El procedimiento del CENACE, formalizado a partir de 2019 [4], incorpora un Índice del SA Fuera de Línea que agrega tres subíndices asociados a los fenómenos físicos de interés [14].

El subíndice de desvío de voltaje por barra se calcula:

$$IV = \max(-\Delta V \cdot a + b, FR), \text{ si } V_a < V_{lim} \quad (4)$$

Donde $\Delta V = V_a - V_{lim}$, las constantes a y b dependen del nivel de voltaje y FR es el Factor de Riesgo. Si el voltaje se mantiene dentro del límite, $IV = 1$. El valor de FR representa la diferencia de criticidad de la barra: más restrictivo en la red de 500 kV y el anillo troncal de 230 kV, un valor intermedio para barras de 230–138 kV fuera del anillo, y menos restrictivo en puntos de entrega a 69 kV y 46 kV.

El subíndice de cargabilidad de líneas y transformadores se calcula como se muestra en (5):

$$IL \text{ o } IT = \min_j \left\{ \min_i \left[1 - \left(\frac{W_i}{2} \right) \left(\frac{P_i}{P_{LO}} \right)^2 \right] \right\} \quad (5)$$

Donde P_i es el flujo aparente post-contingencia, P_{LO} es el límite de operación normal declarado por el transmisor, W_i es un peso por elemento y los subíndices i, j recorren contingencias y elementos respectivamente.

El Índice SA Fuera de Línea Global para cada contingencia se obtiene mediante la agregación ponderada (6):

$$I = w_L \cdot IL + w_T \cdot IT + w_B \cdot IV \quad (6)$$

Con pesos operativos $w_L = 0,40$ para líneas, $w_T = 0,50$ para transformadores y $w_B = 0,10$ para barras [14].

El Índice SA Fuera de Línea Global (I) es un indicador de salud operativa acotado en el intervalo $(0,1]$, donde, $I = 1$ corresponde a la condición de caso base sin estrés en el sistema. A medida que el valor del índice disminuye, se incrementa el nivel de severidad asociado a la condición operativa evaluada. Un valor $I < 0,90$ se interpreta como condición de riesgo de desconexión de carga ante la contingencia.

El Índice SA Fuera de Línea vigente incorpora el Factor de Riesgo (FR) como jerarquía topológica, pero no considera la probabilidad de ocurrencia de fallas ni la Energía No Suministrada (ENS) esperada. La integración se plantea como una línea de desarrollo futuro, conforme se detalla en la Sección 9.

4.2 Implementación en PowerFactory

La automatización del cálculo se realiza mediante la interfaz Python–PowerFactory: el script carga los datos

de confiabilidad, ejecuta flujos de potencia Newton-Raphson bajo cada contingencia N-1 y extrae los vectores de resultados necesarios para calcular IL , IT y IV [15].

5. METODOLOGÍA DE COMPARACIÓN PROPUESTA

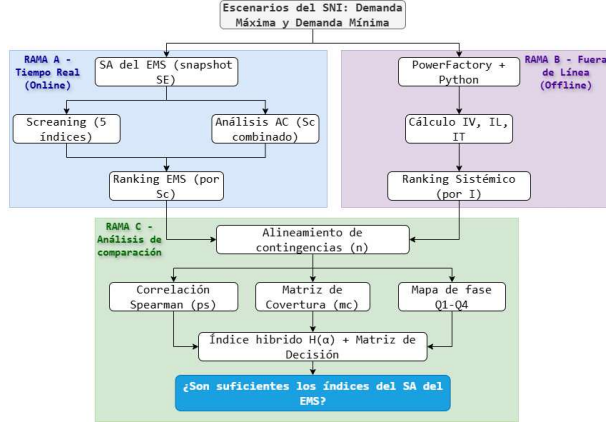


Figura 2: Diagrama de Flujo Metodológico de Comparación Tiempo Real-Offline

La metodología de comparación se organiza en tres secciones convergentes que convierten los dos conjuntos de índices en respuestas cuantitativas comparables. En la Fig. 2 se presenta el diagrama de flujo metodológico empleado para la comparación entre los índices de tiempo real y fuera de línea.

5.1 Rama A — Obtención de Índices en Tiempo Real

Se ejecutan las tareas de filtrado «SA Screening» del SA del EMS y luego la solución AC completa. Para cada escenario operativo (demanda máxima y demanda mínima) se calculan los cinco índices de severidad y el índice de severidad combinado, normalizados al rango $[0, 1]$ lo cual es obtenido dividiéndolos por el máximo del conjunto a partir de los cuales se generan los rangos ordenados de manera descendente.

5.2 Rama B — Obtención de Índices Fuera de Línea

Se utiliza el modelo del SNI validado en DiGSILENT PowerFactory. Un script Python (DPL/DPY) itera sobre la lista de contingencias N-1, ejecuta el flujo Newton-Raphson completo, extrae resultados y calcula IV , IL , IT por contingencia según (4)–(5) y el Índice Fuera de Línea Global según (6) [20].

5.3 Rama C — Análisis de Comparación

Con los dos rankings alineados por contingencia, se calculan tres métricas. La primera es la correlación de Spearman ρ_s :

$$\rho_s = 1 - 6 \sum d_i^2 / [n(n^2 - 1)] \quad (7)$$

Donde d_i es la diferencia de rango de la contingencia i entre ambos rankings y n es el número total de contingencias. La interpretación operativa es: $\rho_s \geq 0,85$

sugiere que la solución obtenida en el EMS es suficiente; $0,60 \leq \rho_s < 0,85$ sugiere complementariedad parcial $\rho_s < 0,60$ sugiere alta complementariedad.

El coeficiente ρ_s se calcula sobre el conjunto de contingencias coincidentes entre ambos rankings, es decir, los «hits», pues Spearman requiere rangos pareados. En consecuencia, ρ_s mide la concordancia de ordenamiento dentro del subconjunto común y no constituye, por sí solo, una medida de suficiencia global del EMS.

La segunda métrica es la matriz de cobertura que mapea cada tipo de fenómeno:

- Violación de potencia de ramas
- Violación de voltajes
- Violación de reactivos
- Desvíos pre y post de voltajes
- Desvíos pre y post de potencias reactivas
- Jerarquía Topológica

La matriz de cobertura se calcula con la siguiente ecuación:

$$m_c = (n_h/n_c) * 100 \quad (8)$$

donde n_c representa el número de contingencias consideradas en el ranking de referencia del EMS (el top-N por escenario) y n_h corresponde al número de contingencias coincidentes «hits», identificadas simultáneamente por el ranking del EMS y por el índice fuera de línea. Así, m_c expresa el porcentaje de cobertura como la fracción del ranking del EMS que el índice fuera de línea también detecta. Para el presente estudio, el conjunto de comparación se definió a partir del ranking Top-N del EMS para cada escenario operativo, considerando ($N=10$) en condición de demanda máxima y ($N=9$) en condición de demanda mínima.

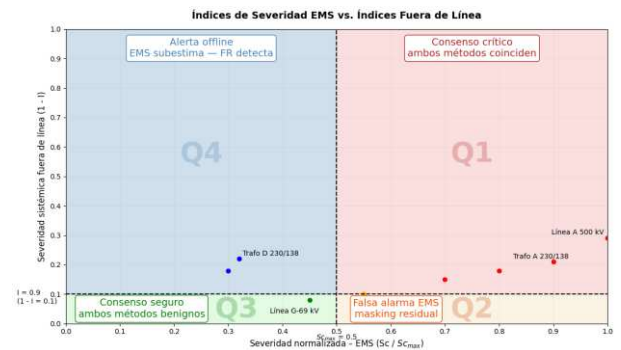


Figura 3: Mapa de Fase Bidimensional: Índices de Severidad EMS vs. Índices Fuera de Línea con cuadrantes Q1-Q4

La tercera métrica es el mapa de fase bidimensional de la Fig. 3, donde cada contingencia se ubica en un plano con la severidad normalizada del EMS ($S_c/S_{c,max}$) en el eje horizontal y la severidad sistémica fuera de línea, definida como $1 - I$. La asignación de cuadrantes se realiza con $\tau_{EMS} = 0,5$ sobre $S_c/S_{c,max}$ y $\tau_{off} = 0,10$ sobre $(1 - I)$ —equivalente a $I = 0,90$. En este marco,

los cuadrantes se interpretan como sigue: Q1 corresponde a consenso crítico; Q2 a falsa alarma del EMS; Q3 a consenso de estado seguro; y Q4 a alerta no detectada por el EMS. Las contingencias que se ubican en los cuadrantes Q2 y Q4 son el indicador directo de la insuficiencia del EMS aislado: mientras más contingencias se ubiquen en Q4, mayor es la ganancia operativa de incorporar el cálculo de índices del SA fuera de línea.

6. CASO DE APLICACIÓN

6.1 Sistema de Prueba IEEE de 9 Barras

Se utiliza el sistema IEEE de 9 barras que fue acondicionado para ejecutar SA, presentado en la Fig. 4.

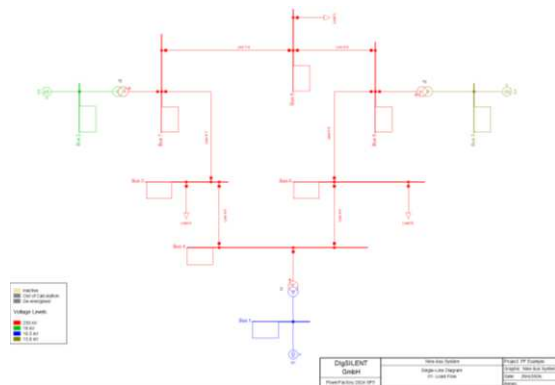


Figura 4: Sistema de Prueba IEEE de 9 Barras

Se definió una lista de seis contingencias N-1 sobre líneas (L4-5, L4-6, L5-7, L6-9, L7-8, L8-9) y tres sobre transformadores (T1, T2, T3). Para este caso de prueba se calcularon primero los cinco índices de severidad del SA del EMS (S_b , S_v , S_r , SI_V , SI_Q) y el índice de severidad combinado S_c , con el objeto de ilustrar el comportamiento del filtrado en una red reducida donde la trazabilidad de cada término es directa. La Tabla 1 resume los resultados obtenidos.

Tabla 1: Índices SA del EMS: Sistema IEEE 9 Barras

Contingencia	S_b	S_v	S_r	SI_V	SI_Q	S_c
L4-5	0,012	0,456	0,005	0,018	0,022	0,513
L4-6	0,003	0,356	0,002	0,159	0,011	0,531
L5-7	0,081	0,248	0,097	0,156	0,18	0,762
L6-9	0,064	0	0,141	0,092	0,005	0,302
L7-8	0,078	0	0,056	0,112	0,128	0,374
L8-9	0,015	0	0,008	0,024	0,028	0,075
T1	0,221	0,988	0,146	0,285	0,272	1,912
T2	0,097	0,897	0,071	0,143	0,265	1,473
T3	0,156	0,897	0,115	0,207	0,238	1,613

En los resultados se observa que la contingencia T1 presenta el mayor S_c (1,912), seguida de T3 (1,613) y T2 (1,473). Existen varias contingencias en las líneas y transformadores que generan violaciones de voltaje ($S_v \neq 0$), revelando que el sistema pierde soporte de reactivos en algunas barras del sistema por la salida de estos elementos. Las contingencias de transformador

producen altos índices S_b por la redistribución de potencia hacia los transformadores restantes. El siguiente paso es calcular los índices del SA fuera de línea, también utilizando el sistema de prueba IEEE de 9 barras para las mismas condiciones utilizadas en los cálculos de los índices del SA del EMS. La Tabla 2 resume los resultados obtenidos.

Tabla 2: Índices SA Fuera de Línea: Sistema IEEE 9 Barras

Contingencia	IV	IL	IT	I
Caso base	1,000	1,000	1,000	1,000
L4-5	0,889	1,000	1,000	0,989
L4-6	0,992	1,000	1,000	0,999
L5-7	0,988	1,000	1,000	0,998
L6-9	1,000	1,000	1,000	1,000
L7-8	1,000	1,000	1,000	1,000
L8-9	1,000	1,000	1,000	1,000
T1	0,050	1,000	0,268	0,539
T2	0,050	1,000	1,000	0,905
T3	0,050	1,000	1,000	0,905

Los resultados del índice fuera de línea son consistentes con los obtenidos en la Tabla I. Se identifica como caso más crítico la contingencia del transformador T1 (0,539), evidenciando sobrecargas en elementos del sistema y bajos niveles de voltaje.

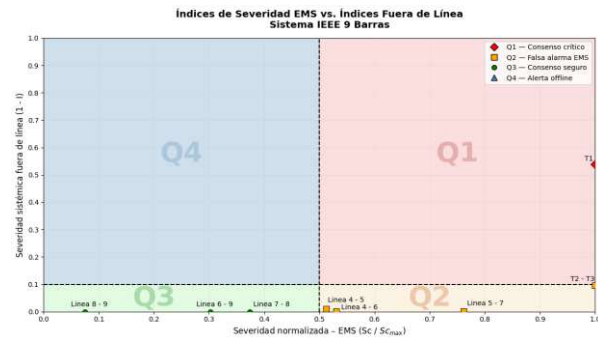


Figura 5: Mapa de Fase Bidimensional — Índices de Severidad EMS vs. Índices Fuera de Línea para Sistema de 9 Barras

Para este sistema se obtuvo un índice de correlación de Spearman de $\rho_s \approx 0,9587$ indicando que la solución obtenida a través de las ecuaciones del EMS es suficiente.

Para este sistema, el mapa bidimensional presentado en la Fig. 5. muestra una alta concordancia entre los índices de severidad del EMS y los obtenidos fuera de línea. La mayoría de las contingencias se ubican en el cuadrante Q3, indicando un consenso en condiciones seguras, donde ambos métodos las clasifican como no críticas. Asimismo, se observa un caso representativo en el cuadrante Q1, correspondiente a una contingencia crítica identificada por ambos enfoques, lo que valida la consistencia del análisis. La presencia limitada de puntos en el cuadrante Q2 sugiere la existencia de pocas discrepancias, asociadas a falsas alarmas del EMS con impacto residual.

Este caso de prueba ilustra el comportamiento esperado del SA y sirve como punto referencia para el análisis del SNI en la Sección 6.2.

6.2 SNI bajo Demanda Máxima y Demanda Mínima

La metodología se aplicó al modelo del SNI bajo dos escenarios operativos: demanda máxima y demanda mínima, tomando como referencia la lista de contingencias N-1 del procedimiento operativo del CENACE. Es necesario anotar que por confidencialidad operativa de la información se utilizan identificadores genéricos para las subestaciones del SNI (S/E A, S/E B, etc.) y para los elementos del sistema de potencia (Línea 1, Transformador 1, etc.).

La Tabla 3 presenta el top-9 de contingencias según el índice Sc del SA y el Índice Fuera de Línea para demanda mínima. Por su parte, la Tabla 4 muestra el top-10 de contingencias bajo estos mismos índices para demanda máxima.

En ambas tablas, la tercera columna corresponde al índice de salud fuera de línea, donde $I=1$ representa una condición de operación segura (caso base sin afectaciones). En ambas tablas, la columna I reporta el índice de salud fuera de línea ($I=1$ caso base seguro) y la columna $1-I$ su severidad asociada, empleada para la asignación de cuadrante junto con Sc/Sc_{max} , según $\tau_{EMS} = 0,5$ y $\tau_{off} = 0,10$.

Tabla 3: Top-9 de Contingencias del SNI — Demanda Mínima

Pos.	Ranking EMS	Sc	I	$1-I$	Q
1	S/E A Trafo 1 138/69 kV	0,8154	0,8794	0,1206	Q1
2	S/E A Trafo 2 138/69 kV	0,4869	0,9132	0,0868	Q3
3	S/E K Línea 1 230 kV	0,0000	0,9524	0,0476	Q3
4	S/E I Trafo 1 230/138 kV	0,0789	0,9615	0,0385	Q3
5	S/E L Línea 1 138 kV	0,0000	0,9887	0,0113	Q3
6	S/E M Línea 1 230 kV	0,0000	0,9759	0,0241	Q3
7	S/E J Línea 1 138 kV	0,0547	0,9775	0,0225	Q3
8	S/E C Trafo 1 138/69 kV	0,0000	0,9822	0,0178	Q3
9	S/E F Línea 1 230 kV	0,0000	1,0000	0,0000	Q3

Tabla 4: Top-10 de Contingencias del SNI — Demanda Máxima

Pos.	Ranking EMS	Sc	I	$1-I$	Q
1	S/E A Trafo 1 138/69 kV	1,176	0,879	0,121	Q1
2	S/E B Trafo 1 138/69 kV	0,782	0,880	0,120	Q1
3	S/E B Trafo 2 138/69 kV	0,749	0,880	0,120	Q1
4	S/E A Trafo 2 138/69 kV	0,709	0,879	0,121	Q1
5	S/E G Trafo 1 230/138 kV	0,150	0,997	0,003	Q3
6	S/E H Trafo 1 138/69 kV	0,131	0,998	0,002	Q3
7	S/E I Trafo 1 230/138 kV	0,063	0,934	0,066	Q3
8	S/E G Trafo 2 230/138 kV	0,062	0,996	0,004	Q3
9	S/E J Línea 1 138 kV	0,042	0,864	0,136	Q4
10	S/E C Trafo 1 138/69 kV	0,002	0,981	0,019	Q3

Para el escenario de demanda máxima se obtuvo un índice de correlación de Spearman de $\rho_s \approx 0,9945$ entre ambos rankings, mientras que para demanda mínima su valor fue $\rho_s \approx 0,9992$. Ambos valores caen en el rango

en donde la solución obtenida en el EMS es suficiente, esto sucede porque estos dos índices tienen como origen el monitoreo de cargabilidades de líneas y transformadores.

La matriz de cobertura muestra que, para el escenario de demanda mínima, se obtiene $m_c = 20\%$, mientras que para demanda máxima $m_c = 60\%$. Estos resultados indican que el índice fuera de línea identifica únicamente el 20% en demanda mínima y el 60% en demanda máxima de las contingencias reportadas por el EMS. Esta diferencia de cobertura entre escenarios (60% en máxima frente a 20% en mínima) obedece a la naturaleza física del estrés. El Índice SA Fuera de Línea está dominado por la cargabilidad ($w_L + w_T = 0,90$); en demanda mínima las líneas de extra alta tensión operan muy por debajo de su límite térmico, $(P_L/P_{L0})^2 \rightarrow 0$ y los subíndices I_L e I_T tienden a la unidad, reduciendo la sensibilidad del índice. El estrés de baja demanda, sobretensiones por efecto Ferranti, exceso de reactivos capacitivos y sobrecompensación, es de naturaleza de voltaje/reactivos, captado por el EMS mediante S_v , S_r , SI_v y SI_q , pero solo marginalmente por el índice fuera de línea ($w_B = 0,10$). Por ello el offline coincide con una fracción menor del ranking del EMS, sin que tales contingencias sean inexistentes: escapan a un índice centrado en cargabilidad.

En la Fig. 6 y 7 se presentan los mapas de fase bidimensionales de contingencias del SNI para demanda mínima y máxima.



Figura 6: Mapa de Fase Bidimensional — Índices de Severidad EMS vs. Índices Fuera de Línea para Demanda Mínima

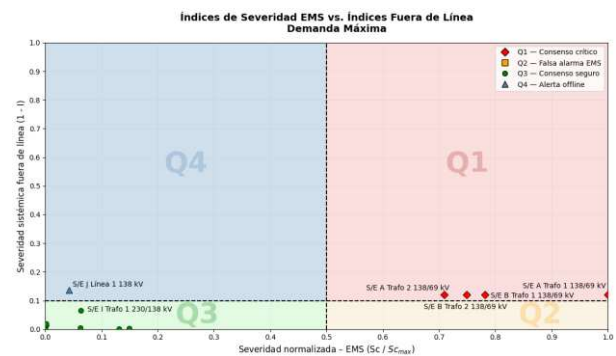


Figura 7: Mapa de Fase Bidimensional — Índices de Severidad EMS vs. Índices Fuera de Línea para Demanda Máxima

Los mapas bidimensionales evidencian el nivel de concordancia entre los índices de severidad del EMS y los obtenidos fuera de línea bajo condiciones de demanda mínima y máxima. En general, se observa que la coincidencia entre ambos enfoques es mayor en demanda máxima, donde un número más significativo de contingencias críticas se ubican en el cuadrante de consenso (Q1).

Los resultados muestran que el desempeño del índice fuera de línea mejora en escenarios de alta demanda, mientras que en demanda mínima su capacidad de representación de la criticidad del sistema es limitada, lo que confirma que no captura completamente las contingencias críticas identificadas por el EMS.

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de resultados se organiza en tres niveles presentados a continuación:

Primer nivel: el coeficiente de Spearman, calculado sobre el conjunto de contingencias coincidentes, alcanzó $\rho_s \approx 0,9587$ en el sistema de 9 barras y $\rho_s \approx 0,9945$ y $\rho_s \approx 0,9992$ en el SNI bajo demanda máxima y mínima. Todos en la banda de concordancia fuerte ($\rho_s \geq 0,85$), lo que indica que donde ambos métodos detectan una contingencia, la jerarquizan casi idénticamente. Sobre el subconjunto común el índice fuera de línea no aporta información de reordenamiento. Esta concordancia no debe interpretarse como suficiencia global del EMS

Segundo nivel: la matriz de cobertura cuantifica qué fracción del ranking del EMS reproduce el índice fuera de línea: $m_c = 60\%$ en máxima y $m_c = 20\%$ en mínima. La brecha revela que el índice fuera de línea, dominado por la cargabilidad ($w_L + w_T = 0,90$), deja de detectar la mayoría de las contingencias que el EMS prioriza en baja demanda. El solapamiento mide una limitación de detección del canal fuera de línea, no del EMS

Tercer nivel: el EMS cubre exhaustivamente los fenómenos de violación, pero por construcción, no codifica la criticidad topológica (FR) ni la probabilidad de falla. El índice fuera de línea incorpora esa jerarquía topológica, pero consolida los fenómenos en un único valor, perdiendo resolución. La complementariedad es cualitativa: ejes distintos y no intercambiables. Su huella empírica son los cuadrantes Q2 y Q4. El caso ilustrativo es «S/E J Línea 1 138 kV» en demanda máxima (Q4): el EMS la ubica en la última posición ($S_c = 0,042$) mientras el índice fuera de línea la señala como crítica ($I = 0,864 < 0,90$). Dada la elevada concordancia, los casos Q2/Q4 son escasos; la ganancia no es un reordenamiento masivo, sino no omitir esas pocas contingencias topológicamente críticas y habilitar el horizonte de análisis diario.

El EMS evalúa cada 1–5 min (¿cuán estresado está el sistema ahora?); el índice fuera de línea opera en el horizonte diario (¿qué contingencias merecen estudio

profundo?). Preguntas distintas que justifican la coexistencia.

Los cinco índices del SA del EMS son suficientes para el filtrado determinista en tiempo real y para jerarquizar las contingencias que ambos métodos detectan, pero insuficientes para una caracterización completa de la seguridad de régimen permanente, porque no codifican la criticidad topológica ni la probabilidad de falla. La capa fuera de línea complementa no sustituye ese eje. Esta insuficiencia se sustenta en la naturaleza del fenómeno y en los casos Q4, no en el coeficiente de Spearman.

8. PROPUESTA CONCEPTUAL DEL ÍNDICE HÍBRIDO Y LA MATRIZ DE DECISIÓN

8.1 Índice Híbrido Tiempo Real-Offline

Se formula un índice híbrido H que integra la sensibilidad determinada por el EMS, con la jerarquía topológica e inclusión de probabilidad del procedimiento fuera de línea sin modificar el núcleo del EMS, expresado como se muestra en (9):

$$H_i = 1 - [\alpha \cdot (S_{c,i}/S_{c,max}) + (1 - \alpha)(1 - I_i)] \quad (9)$$

Donde $\alpha \in [0 \ 1]$ es un factor de sintonía operativa que permite transitar entre el enfoque puro en tiempo real ($\alpha = 1$) y el enfoque puro fuera de línea ($\alpha = 0$). Valores de H_i cercanos a cero indican contingencias severas; cercanos a uno, contingencias benignas. El factor de sintonía (α) se plantea como es una recomendación conceptual sujeta a calibración: valores menores ponderan el canal topológico (priorización preventiva); valores mayores aproximan al ranking del EMS. No se fija un valor óptimo (trabajo futuro). El cálculo de H no requiere modificar el núcleo del EMS: puede ejecutarse en un módulo externo que consuma los índices por ambos canales y reporte al operador bajo demanda.

Aplicando la ecuación 9 con $\alpha = 0,7$ a las nueve contingencias del sistema IEEE de 9 barras ($S_{c,max} = 1,912$). El cálculo es fuera de línea sobre datos publicados (Tabla 5) y tiene carácter conceptual

Tabla 5: Índices Híbrido: Sistema IEEE 9 Barras

Contingencia	Sc	Sc/Sc,max	I	1-I	H(0,7)
T1	1,912	1,000	0,539	0,461	0,162
T3	1,613	0,844	0,905	0,095	0,381
T2	1,473	0,770	0,905	0,095	0,432
L5-7	0,762	0,399	0,998	0,002	0,720
L4-6	0,531	0,278	0,999	0,001	0,805
L4-5	0,513	0,268	0,989	0,011	0,809
L7-8	0,374	0,196	1,000	0,000	0,863
L6-9	0,302	0,158	1,000	0,000	0,889
L8-9	0,075	0,039	1,000	0,000	0,973

Los resultados obtenidos evidencian que el índice híbrido de salud $H(0,7)$ discrimina adecuadamente la severidad relativa de las contingencias analizadas en el

sistema IEEE de 9 barras. La contingencia asociada al transformador T1 presenta el mayor nivel de criticidad, al registrar el valor máximo de severidad acumulada ($Sc = 1,912$), lo que se traduce en el menor índice de salud ($H = 0,162$).

La calibración del factor de sintonía (α) se plantea mediante tres enfoques complementarios.

1. En función del régimen hidrológico del sistema, asignando valores menores de α durante períodos de estiaje y valores mayores en épocas de alta hidrología.
2. Mediante procesos de validación retrospectiva (back-testing) utilizando registros históricos de contingencias efectivamente materializadas, con el fin de evaluar la capacidad predictiva y representatividad del índice frente a eventos reales.
3. Considerando el nivel de confiabilidad del Estimador de Estado (SE), de manera que valores más elevados de α sean asociados a escenarios con mayor robustez, observabilidad y calidad de estimación del sistema eléctrico.

La determinación de un valor óptimo y debidamente calibrado para α , sustentado en evidencia operativa y análisis estadístico, se propone como una línea de trabajo futuro.

El esquema híbrido combina dos canales de cadencia distinta: el EMS se refresca cada 1–5 min; el canal fuera de línea exige un Newton-Raphson por contingencia en PowerFactory (minutos, periodicidad diaria). El canal fuera de línea no puede recalcularse en tiempo real; además, tras un evento que altera la topología, un índice I precalculado pierde validez. Por ello el híbrido se concibe como herramienta de priorización preventiva y planificación, no de respuesta de emergencia.

8.2 Matriz de Decisión Operativa

La propuesta final articula qué familia de índices debe prevalecer en cada estado operativo del SNI, según se resume en la Tabla 6.

Estado operativo	Índice prevalente	Racional operativo
Normal (N-1 seguro)	SA del EMS (Sc)	Filtrado continuo con mínima intrusión
Alerta (N-0 seguro)	SA EMS + Fuera de Línea	Validación previa a acción preventiva
Emergencia	SA específicos Sb, Sv	Identificación precisa del tipo de violación
Emergencia Extrema	Híbrido H ($\alpha \approx 0,7$)	Priorización combinada para acción correctiva
Restauración	Fuera de Línea + Híbrido H	Planificación de reconexión segura

La matriz de decisión convierte la dicotomía tiempo real vs. fuera de línea en una arquitectura unificada,

donde cada estado operativo tiene asignado un mecanismo primario y un mecanismo de respaldo conceptual, atendiendo así al doble criterio de rapidez de respuesta y profundidad de análisis.

9. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Los cinco índices de severidad calculados por el SA del EMS son suficientes para el filtrado determinista en tiempo real, pero no alcanzan a caracterizar de forma completa la seguridad estática del SNI, porque no incorporan la criticidad topológica (expresada por el Factor de Riesgo) que sí captura el procedimiento fuera de línea.

La correlación de Spearman entre ambos rankings alcanzó 0,9587 en el sistema de 9 barras y, en el SNI, 0,9945 en demanda máxima y 0,9992 en demanda mínima, valor que confirma que el rango de la solución obtenida en el EMS es suficiente. En consecuencia, los índices del SA fuera de línea no duplican el trabajo del EMS: en su lugar, aportan información diferenciada que el operador no podría obtener únicamente del SA.

Como aporte conceptual, se propone el Índice Híbrido $H(\alpha)$ que integra ambos enfoques mediante un único parámetro de sintonía sin requerir modificación del núcleo del EMS. La matriz de decisión operativa por estado del sistema convierte la coexistencia de los dos tipos de índice en una arquitectura de decisión coherente para el operador del SNI.

Entre las limitaciones del estudio deben mencionarse: los valores numéricos reportados corresponden a un modelo del SNI utilizado con PowerFactory y que debería validarse de manera estricta sobre el modelo completo de tiempo real; el parámetro α del índice híbrido se presenta como recomendación conceptual pendiente de sintonización con datos operativos reales. Actualmente, el cálculo de estos índices es casi manual en cuanto a la recopilación de información.

Trabajo Futuro

Como línea de trabajos futuros, se propone profundizar en el desarrollo de metodologías que integren de manera conjunta la severidad de las contingencias y la probabilidad de ocurrencia de fallas en los distintos elementos del sistema [26], [27]. Este enfoque permitiría suavizar el criterio determinista tradicional N-1 hacia esquemas probabilísticos más flexibles, realistas y representativos de la operación en tiempo real, en los cuales la toma de decisiones no dependa únicamente del impacto de la contingencia, sino también del riesgo asociado. De esta manera, se podría optimizar la toma de decisiones operativas de eventos críticos.

Para cumplir con lo mencionado en el párrafo anterior, se recomienda realizar la validación numérica del índice híbrido $H(\alpha)$ con registros operativos del CENACE y la inclusión de probabilidad de ocurrencia de



las contingencias mediante el índice de la Tasa de Salida Forzada (Forced Outage Rate, FOR) en el cálculo del Índice de Severidad del SA en el ambiente del EMS. Esta incorporación permitiría transitar hacia un marco de evaluación de riesgo más robusto, alineado con enfoques consolidados de confiabilidad en sistemas de potencia, así como en modelos estocásticos basados en procesos de Markov para la representación de la degradación y falla de componentes reparables. En conjunto, estas extensiones proporcionarían un sustento teórico y metodológico más sólido para la transición del índice híbrido hacia escenarios operativos probabilísticos más realistas y aplicables a la operación del sistema.

10. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Operador Nacional de Electricidad CENACE del Ecuador por el soporte institucional y el acceso brindando al entorno de desarrollo del EMS y al Análisis de Contingencias de DIgSILENT PowerFactory que permitió validar la metodología propuesta. Las licencias tanto del EMS como de DIgSILENT PowerFactory son de propiedad de CENACE. Asimismo, los autores declaran que en la preparación de este artículo se empleó una herramienta de inteligencia artificial generativa como apoyo en tareas de redacción y revisión bibliográfica. Los autores verificaron y validaron el contenido resultante y asumen plena responsabilidad por el artículo elaborado. Todo el contenido técnico, la formulación matemática, la metodología propuesta, la obtención de los resultados y las conclusiones son responsabilidad exclusiva de los autores.

11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Gómez-Expósito, A. J. Conejo, and C. Cañizares, *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, 2nd ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2018.
- [2] P. Kundur, N. J. Balu y M. G. Lauby, *Power System Stability and Control*, 1.ª ed. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [3] P. Kundur et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions" *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, n.º 3, pp. 1387–1401, ago. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [4] O. De Lima, G. Rivera y L. Farinango, "Bases Conceptuales para la Utilización del Análisis de Contingencias en Tiempo Real con Criterios de Consciencia Situacional — Caso Centro de Control de CENACE-Ecuador" *Revista Técnica "energía"*, vol. 15, n.º II, ene. 2019.
- [5] A. J. Wood, B. F. Wollenberg y G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, 3.ª ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2014.

- [6] A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*. Norwell, MA, USA: Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [7] V. Brandwajn, "Efficient bounding method for linear contingency analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, n.º 1, pp. 38–43, feb. 1988, doi: 10.1109/59.43179.
- [8] V. Brandwajn y M. G. Lauby, "Complete bounding method for AC contingency screening," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, n.º 2, pp. 724–729, may. 1989, doi: 10.1109/59.193847.
- [9] V. Brandwajn, Y. Liu y M. G. Lauby, "Pre-screening of single contingencies causing network topology changes," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, n.º 1, pp. 30–36, feb. 1991, doi: 10.1109/59.131044.
- [10] V. Brandwajn, M. Gilles y M. G. Lauby, "A critical review of branch contingency selection methods," en *Proc. IFAC Symp. Power Syst. Power Plant Control*, Seúl, Corea del Sur, ago. 1989, pp. 35–40.
- [11] V. Brandwajn, A. B. R. Kumar, A. Ipakchi, A. Bose y S. D. Kuo, "Severity indices for contingency screening in dynamic security assessment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, n.º 3, pp. 1136–1142, ago. 1997, doi: 10.1109/59.630453.
- [12] *Security Analysis — Function Description*, Doc. ID 1KSE000374, rev. B, Network Manager NM 9.2, San José, CA, USA, mar. 2024.
- [13] *SA Overview Security Analysis — Design Description*, Doc. ID 1KSE000770, rev. A, Network Manager NM 9.2, San José, CA, USA, sep. 2023.
- [14] J. O. Castellano Silva, "Evaluación de la seguridad estática del sistema eléctrico ecuatoriano considerando el criterio convencional N-1," *Trabajo de Integración Curricular, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador*, feb. 2024.
- [15] J. C. Cepeda, J. L. Rueda, D. G. Colomé y D. E. Echeverría, "Real-time transient stability assessment based on center-of-inertia estimation from phasor measurement unit records," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, n.º 8, pp. 1363–1376, ago. 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0616.
- [16] G. C. Ejebe y B. F. Wollenberg, "Automatic contingency selection," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-98, n.º 1, pp. 97–109, ene. 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319537.
- [17] F. D. Galiana, "Bound estimates of the severity of line outages in power system contingency analysis and ranking," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-103, n.º 9, pp. 2612–2624, sep. 1984, doi: 10.1109/TPAS.1984.318233.

- [18] B. Stott, O. Alsac y A. J. Monticelli, "Security analysis and optimization," *Proc. IEEE*, vol. 75, n.º 12, pp. 1623–1644, dic. 1987, doi: 10.1109/PROC.1987.13931.
- [19] T. A. Mikolinnas y B. F. Wollenberg, "An advanced contingency selection algorithm," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-100, n.º 2, pp. 608–617, feb. 1981, doi: 10.1109/TPAS.1981.316918.
- [20] DlgSILENT GmbH, *PowerFactory 2023 User Manual*. Gomaringen, Alemania: DlgSILENT GmbH, 2023.
- [21] R. Billinton y R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2.ª ed. New York, NY, USA: Plenum Press, 1996.
- [22] A. G. Phadke y J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, 2.ª ed. Cham, Suiza: Springer, 2017.
- [23] C. Spearman, "The proof and measurement of association between two things," *Amer. J. Psychol.*, vol. 15, n.º 1, pp. 72–101, ene. 1904, doi: 10.2307/1412159.
- [24] IEEE PES Task Force on Stability Terms and Definitions, *Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies*, Tech. Rep. PES-TR77. Piscataway, NJ, USA: IEEE Power and Energy Society, may. 2020.
- [25] E. Moreno y V. Hinojosa, "Ranking de contingencias para el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador utilizando programación en DIGSILENT – DPL," *Revista Técnica "energía"*, vol. 5, pp. 120–127, 2009, doi: 10.37116/revistaenergia.v5.n1.2009.248.
- [26] M. S. Alvarez-Alvarado et al., "Power System Reliability and Maintenance Evolution: A Critical Review and Future Perspectives," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 51922–51950, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3172697.
- [27] M. S. Alvarez-Alvarado y D. Jayaweera, "Bathtub curve as a Markovian process to describe the reliability of repairable components," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, n.º 21, pp. 5683–5689, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5505.

en el Operador Nacional de Electricidad CENACE. Sus áreas de interés incluyen la gestión de sistemas EMS/GMS y OTS, desarrollo de aplicaciones para la operación del sistema eléctrico en tiempo real, desarrollos de aplicaciones para la gestión del estimador de estado, flujo de potencia, análisis de contingencias, control automático de generación y simuladores de entrenamiento para operadores.



Johnny O. Castellano Silva. - Ingeniero Eléctrico por la Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito, Ecuador. Actualmente se desempeña como Analista Nacional de Operación en Tiempo Real en el Operador Nacional de Electricidad CENACE. Sus áreas de interés incluyen operación en tiempo real de sistemas de potencia, análisis de contingencias, estimador de estado, control automático de generación y modelación eléctrica en entornos EMS.



M. de Lourdes Farinango Cisneros. - Ingeniera Eléctrica y Magíster en Ingeniería Eléctrica por la Escuela Politécnica Nacional EPN, Quito, Ecuador. Magíster en Energías Renovables por la Escuela Superior Politécnica del Ejército, ESPE. Actualmente se desempeña como Especialista Nacional de Operación en Tiempo Real en el Operador Nacional de Electricidad CENACE. Sus áreas de interés incluyen la gestión de sistemas SCADA/EMS/GMS y OTS, la Modelación de Sistemas Eléctricos y Energías Renovables.



Óscar F. de Lima Garmendia. - Ingeniero Electricista (1980, en la Universidad Simón Bolívar USB, Venezuela). Maestría en Administración de Empresas (1987, IESA, Venezuela). Desde 1980 ha trabajado como consultor en el área de aplicaciones EMS/GMS y OTS en más de 20 países. Actualmente es director de deBarr C.A. – Consultora especializada en sistemas SCADA/EMS/DMS/GMS. Sus áreas de interés son: centros de control de energía, sistemas eléctricos de potencia en tiempo real aplicados a redes de generación y transmisión y simuladores de entrenamiento.



Gabriel P. Rivera Garate. - Ingeniero Eléctrico y Magíster en Ingeniería Eléctrica por la Escuela Politécnica Nacional EPN, Quito, Ecuador. Cuenta con alrededor de tres décadas de experiencia en la gestión de sistemas SCADA/EMS