

INDICES DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN DEFINICIÓN DE “RANKING” DE CONTINGENCIAS

Voltage Stability Indexes for Contingencies Ranking

RESUMEN

Varios tipos de índices de estabilidad de voltaje han sido propuestos para el análisis de este fenómeno y, a la vez, alrededor de ellos se han propuesto métodos de ordenamiento de las contingencias para establecer las que son críticas en un Sistema de Potencia. Un grupo de estos índices se conocen como índices físicos dado que su cálculo se fundamenta en características de la red. Este artículo compara algunas de estas metodologías propuestas, resaltando el ordenamiento de contingencias para evaluación de la estabilidad de voltaje. Las metodologías son implementadas en Matlab y probadas en el sistema IEEE de 118 nodos.

PALABRAS CLAVES: Estabilidad de voltaje, índices de seguridad de voltaje, ordenamiento de contingencias, selección de contingencias.

ABSTRACT

Different stability indexes and contingencies ranking methods have been proposed in order to study this phenomenon. There are physical indexes, which use the net characteristics. In this paper, we compare some of these methodologies, focusing on those for stability studies. In order to prove the algorithm, we implemented the IEEE test 118-buses system on Matlab.

KEYWORDS: Contingency selection, Contingency ranking, Voltage stability, security voltage indexes.

MARIO A. RIOS

Ingeniero Eléctrico, Ph.D.
Profesor Asociado
Universidad de Los Andes
mrios@uniandes.edu.co

CARLOS J. ZAPATA

Ingeniero Electricista, Ph.D (c)
Profesor Asistente
Universidad Tecnológica de Pereira
cjzapata@utp.edu.co

OSCAR GÓMEZ

Ingeniero Electricista, M.Sc.
Profesor Asistente
Universidad Tecnológica de Pereira
jr@utp.edu.co

JOSÉ L. SÁNCHEZ

Ingeniero Eléctrico
Ingeniero Electrónico
Universidad de Los Andes.
jose-san@uniandes.edu.co

1. INTRODUCCIÓN

El estudio de la seguridad de sistemas de potencia dedica un especial interés en la evaluación de la estabilidad de voltaje del sistema y, aún más, en determinar qué elementos del sistema pueden llevar a condiciones indeseables de inestabilidad del mismo.

Así pues, surge la necesidad de evaluar el impacto en la seguridad cuando se presentan contingencias en el sistema. Sin embargo, es bien sabido que las evaluaciones exhaustivas donde se analiza contingencia por contingencia son computacionalmente exigentes y, en ocasiones, no suministran mayor información que la que podría obtenerse del análisis de una selección apropiada de contingencias.

El ordenamiento de las contingencias por su criticidad en la estabilidad de voltaje es una de las herramientas más requeridas por parte de los planeadores de expansión y operación de los sistemas de potencia con el fin de determinar condiciones riesgosas para la seguridad del sistema. Varios enfoques se han planteado, entre ellos aquellos que plantean la formulación de un índice de estabilidad de voltaje a partir del cual se establece una estrategia de ordenamiento de las contingencias simples. Existen dos tipos de índices: a) índices estructurales e b) índices físicos. Los primeros derivados de las estructuras de los modelos, tales como valores singulares y/o valores propios. Los índices físicos hacen uso de variables

medibles y/o parámetros físicos del sistema.

Entre los índices físicos considerados en este artículo están: Índice L de Kessel y Glavitsch, índice RSI (“Reactive Support Index”), índice FVSI (“Fast Voltage Stability Index”) y el índice de desempeño de ramas.

2. CONTENIDO

a) Índice de Kessel y Glavitsch

Fundamento Teórico

En [1] se propone una metodología para evaluación en tiempo real de la estabilidad de voltaje utilizando un indicador normalizado (L_j) que varía entre 0 (sistema sin carga) y 1 (colapso de voltaje) y calculado con base en los resultados del flujo de carga de la condición de operación bajo análisis.

El planteamiento del indicador se fundamenta en las relaciones de la teoría de circuitos del sistema de potencia, la cual puede representarse en forma híbrida, como:

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_G \end{bmatrix} = H \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{LL} & F_{LG} \\ K_{GL} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (1)$$

Donde V_G e I_G son vectores de voltaje y corriente de los nodos de generación y, V_L e I_L son los vectores de voltaje y corriente en los nodos de carga. La matriz H se construye a partir de la Y_{bus} . El término F_{LG} se calcula como:

$$\begin{bmatrix} I_G \\ I_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$F_{LG} = -(Y_{LL})^{-1} \cdot Y_{LG}$$

Para cualquier nodo de carga j se tiene que su voltaje está dado por:

$$\bar{V}_j = \sum_{i \in L} \bar{Z}_{ji} \bar{I}_i + \sum_{i \in G} \bar{F}_{ji} \bar{V}_i \quad (3)$$

la cual se puede transformar en:

$$V_j^2 + \bar{V}_{0j} \bar{V}_j^* = \bar{V}_j^* \sum_{i \in L} \bar{Z}_{ji} \bar{I}_i = \frac{S_{j+}^*}{\bar{Y}_{jj+}} \quad (4)$$

donde:

$$\bar{V}_{0j} = -\sum_{i \in G} \bar{F}_{ji} \bar{V}_i \quad y \quad \bar{Y}_{jj+} = \frac{1}{\bar{Z}_{jj}} \quad (5)$$

V_{0j} se puede interpretar como un equivalente que abarca la contribución de los generadores. Por su parte, S_{j+} incluye dos componentes, a saber: la potencia nodal S_j y la potencia equivalente de los demás nodos de carga, S_j^{corr} . Así,

$$S_{j+} = S_j + S_j^{corr} \quad (6)$$

$$S_j^{corr} = \left(\sum_{\substack{i \in \alpha_L \\ i \neq j}} \frac{Z_{ji}^* S_i}{Z_{jj}^* \bar{V}_i} \right) \bar{V}_j$$

A partir de lo anterior se define el indicador L para cada barra de carga j como

$$L_j = \left| 1 + \frac{\bar{V}_{0j}}{\bar{V}_j} \right| = \left| \frac{S_{j+}}{Y_{jj+}^* \cdot V_j^2} \right| \quad (7)$$

$$L_j = \left| 1 - \sum_{i=1}^{N_g} |F_{ji}| \frac{V_i}{V_j} \angle(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \right|$$

Donde V_i es la magnitud del voltaje en los nodos i de generación, θ_{ij} es el ángulo de fase del término F_{ji} , δ_i el ángulo de fase del voltaje de la i unidad de generación, N_g el número de generadores.

El indicador L es una medida cuantitativa de la estimación de la distancia a la inestabilidad para una condición de operación dada. El indicador es local, calculable por nodo de carga.

Análisis de Contingencias

El análisis de contingencias implica el estudio de un sistema que sufre cambios topológicos que se reflejan en modificaciones a la matriz H de (1). Aunque en [1] se proponen métodos aproximados e iterativos para el cálculo del efecto de la contingencia, se puede resumir el método exacto de la siguiente manera [2]:

1- Para la contingencia k (rama entre nodos m y n) calcular el indicador L_j para todos los nodos j y denominarlo L_{jk} .

2- Obtener el máximo L_{jk} (L_{jk-max}) y compararlo con el

caso base sin contingencias L_j .

3- Ordenar las contingencias del mayor al menor valor del indicador L_{jk-max} .

El máximo indicador L de un sistema bajo contingencias da una medida de la severidad de la misma [3].

b) Índice de Soporte de Potencia Reactiva (RSI)

El índice de soporte de potencia reactiva [4]-[5] se fundamenta en la definición de un índice de severidad para una contingencia, el cual se interpreta como la cantidad adicional de generación de potencia reactiva que se requiere para llevar la nariz de la curva QV (Q eje horizontal) del caso base (sin contingencias) a la nariz de la curva QV con contingencia. Para establecer los requerimientos de potencia reactiva se eliminan los límites de generación de Q de las fuentes dinámicas disponibles en el sistema.

El indicador RSI propuesto para la contingencia i , se calcula como:

$$RSI_i = \sum_{j=1}^{N_g} \left[m_j (Q_j^{cr} - Q_{ji}^{cr}) \right] \quad (8)$$

Donde Q_j^{cr} y Q_{ji}^{cr} son las inyecciones (generación) de potencia reactiva en los casos de cargabilidad crítica de pre-contingencia y contingencia i , respectivamente; asumiendo las N_g fuentes dinámicas de potencia reactiva sin límites. m_j es un factor de peso asociado a cada fuente que puede ser el inverso de la capacidad de generación reactiva de cada fuente [5].

El indicador se puede normalizar de tal forma que un valor de 0 corresponde al caso más crítico; mientras que un valor de 1,0 significa que se tiene el caso base sin contingencias [4]. El método requiere calcular un flujo de carga por cada contingencia y en el caso de no convergencia, no es posible calcular el indicador (aunque se asigna 0 en el indicador normalizado).

Nótese que un requerimiento de la metodología es que el análisis debe realizarse en un punto cercano a la nariz de la curva QV en el caso de precontingencia alcanzado con límites normales de potencia reactiva.

c) Índice FVSI

Fundamento Teórico

En [6] y [7] los autores proponen un indicador llamado FVSI (por su sigla en inglés "Fast Voltage Security Index"), entendido éste como un instrumento útil para predecir condiciones de inestabilidad de voltaje en el sistema. El FVSI para una línea se calcula a partir de la formulación del flujo por la línea en el nodo de recibo, el cual queda como:

$$V_1 V_2 \underline{\underline{-\delta}} - V_2^2 = (R + jX)(P_2 - jQ_2) \quad (9)$$

Donde V_1 y V_2 son los voltajes en los nodos de envío y recibo, respectivamente; δ es la diferencia angular entre dichos voltajes con referencia en el nodo de envío; P_2 y Q_2 son las potencias activa y reactiva en el nodo de recibo; $R+jX$ es la impedancia de la línea.

Separando la parte real e imaginaria de (9) y

construyendo una expresión para V_2 en función de Q_2 , se tiene:

$$V_2^2 - \left(\frac{R}{X} \sin \delta + \cos \delta \right) V_1 V_2 + \left(X + \frac{R^2}{X} \right) Q_2 = 0 \quad (10)$$

De donde se pueden obtener las raíces reales de V_2 para lo que se debe cumplir que:

$$\left[\left(\frac{R}{X} \sin \delta + \cos \delta \right) V_1 \right]^2 - 4 \left(X + \frac{R^2}{X} \right) Q_2 \geq 0 \quad (11)$$

Dado que δ tiende a cero, se puede asumir que:

$$\delta \approx 0, R \sin \delta \approx 0 \text{ y } X \cos \delta \approx X. \quad (12)$$

y, por tanto, el indicador FVSI para la línea ij es:

$$FVSI_{ij} = \frac{4Z^2 Q_j}{V_i^2 X} \quad (13)$$

con V_i el voltaje en el nodo de envío y Q_j la potencia reactiva en el nodo de recibo.

Análisis de Contingencias

El indicador FVSI se calcula para cada una de las líneas que está en funcionamiento para una condición de operación dada.

Previamente, se debe especificar la condición de cargabilidad en la que se realiza el análisis de contingencias, este paso lo denominan análisis de estabilidad de voltaje [6], en el cual se va incrementando poco a poco la carga del sistema (sin contingencias), se determina el máximo FVSI de las líneas. Este proceso se hace iterativo hasta que se tenga convergencia del flujo de carga y el $\max(FVSI)$ se acerque a 1,0. La última condición se denomina la condición de carga máxima permisible.

Así, el análisis de contingencia se realiza con los siguientes pasos:

- 1- Especificar la condición de precontingencia en la condición donde se alcanza la mitad de la carga máxima admisible.
- 2- Para la contingencia k (rama entre nodos m y n) calcular flujo de carga.
- 3- Para cada una de las líneas en funcionamiento determinar nodo i de envío y nodo j de recibo.
- 4- Calcular el indicador $FVSI_{ij}$ con (12)
- 5- Como indicador de impacto de la contingencia k tomar el máximo FVSI ($\max(FVSI_{ij})$)
- 6- Ordenar las contingencias de mayor a menor indicador de impacto del paso anterior. La contingencia más crítica es la de mayor impacto.

d) Índice de Desempeño de Ramas

En [8] se propone un índice de desempeño (PI) para cada rama k calculado a partir de los resultados de flujo de potencia por las líneas que se obtiene con el análisis de flujo de carga. Este índice de desempeño compara un índice de estabilidad de voltaje para las condiciones de pre y poscontingencia, el cual es función de la potencia aparente al lado de recibo (S_r) que fluye por la línea i y la

máxima potencia aparente que ésta puede transportar (S_{rmax}) y definido como:

$$L_{SR}^i = \frac{S_r^{(i)}}{S_{rmax}^{(i)}} \quad (14)$$

El índice de desempeño para una contingencia k (PI_k) está definido como:

$$PI_k = \max \left[\left(L_{ct}^{(i)} - L_{bc}^{(i)} \right) \cdot \frac{L_{ct}^{(i)}}{\max_j \left(L_{ct}^{(j)} \right)} \right] \quad (15)$$

Donde $L_{ct}^{(i)}$ y $L_{bc}^{(i)}$ son los índices de proximidad de estabilidad de voltaje asociados a la rama i en los casos de contingencia (k) y base, respectivamente.

Así, este índice refleja el margen de cargabilidad de poscontingencia de cada una de las ramas bajo la condición específica de la contingencia. A valores grandes de PI se presenta un margen de cargabilidad pequeño y, por tanto, contingencias que presenten los mayores valores de PI serán consideradas como críticas.

e) Análisis Comparativo

Sistema de Prueba

El sistema IEEE de 118 nodos se empleó como sistema de prueba, examinando las metodologías anteriores para la condición de demanda máxima (43,75 p.u. en base de 100MVA). El sistema consta de 118 nodos, 186 ramas de las cuales 12 son radiales y cuya contingencia formarían islas en el sistema. Operativamente y geográficamente se puede dividir en tres áreas: oeste, noroeste, sureste. Los nodos se distribuyen en dos subsistemas, el primero a 345 kV y el segundo a 138 kV que se interconecta a éste a través de 8 transformadores de 345/138 kV [9]

Nodo	Área Operativa	Índice
41	1 - Oeste	0,299
40	1 - Oeste	0,293
39	1 - Oeste	0,280
42	1 - Oeste	0,251
36	1 - Oeste	0,240
35	1 - Oeste	0,240
34	1 - Oeste	0,228
43	2 - Noroeste	0,216
33	1 - Oeste	0,214
20	1 - Oeste	0,202
19	1 - Oeste	0,193
21	1 - Oeste	0,190
76	3 - Sureste	0,182
18	1 - Oeste	0,176
118	3 - Sureste	0,175
74	3 - Sureste	0,172
15	1 - Oeste	0,171
107	3 - Sureste	0,162
22	1 - Oeste	0,157
75	3 - Sureste	0,146

Tabla 1. Indicador Kessel y Glavitsch – IEEE 118 nodos Sin contingencias

Resultados Aplicación Índice Kessel y Glavitsch

Los algoritmos de evaluación se programaron en Matlab empleando algunas de las rutinas del programa PSAT [9]. El análisis del caso de prueba se corrió en un PC Intel^(R) Core^(TM)2 CPU 6600 2,4Ghz 1,99 GB de RAM y consumió 49,20 segundos de CPU.

En primera instancia se calculó el indicador L_j con base en (7) para cada nodo del sistema en condición normal sin contingencias. La Tabla 1 presenta los 20 mayores índices nodales L_j y, como se observa, la mayoría de los nodos están ubicados en el sistema Oeste a 138 kV. Por otra parte, los valores del índice no superan el 0,3, indicando que el sistema es bastante robusto ante inestabilidades de voltaje. Hay que mencionar que en el estado de precontingencia, el índice L_j solo se calcula para nodos de carga.

Nodo Inicial	Nodo Final	Área Operativa	Max (L_{ji})
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,761
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,761
89	90	3 – Sureste	0,634
89	90	3 – Sureste	0,634
38	37	1 – Oeste	0,536
38	65	Interconexión áreas 1 y 2 (345 kV)	0,459
22	23	1 – Oeste	0,405
37	39	1 – Oeste	0,401
26	30	1 – Oeste (345 kV)	0,366
89	92	3 – Sureste	0,356
89	92	3 – Sureste	0,356
37	40	1 – Oeste	0,350
30	38	1 – Oeste (345 kV)	0,347
8	5	1 – Oeste (345 kV)	0,343
40	41	1 – Oeste (345 kV)	0,343
44	45	2 – Noroeste	0,343
41	42	1 – Oeste	0,334
76	77	3 – Sureste	0,333
21	22	1 – Oeste	0,329
39	40	1 – Oeste	0,328

Tabla 2. Ordenamiento de Contingencias por Indicador Kessel y Glavitsch

Siguiendo los pasos de la metodología original para establecer un ordenamiento de contingencias se obtiene la Tabla 2. En esta tabla se excluyen aquellas ramas que son radiales al sistema, en las que incluso el índice calculado L_j no es relevante y comparable con las del resto del sistema.

Como se observa en la Tabla 2 la presencia de contingencias incrementa fuertemente el índice L_j , mostrándose algunos puntos críticos asociados a las interconexiones entre áreas operativas. También se resalta como algunas ramas del sistema de 345 kV se consideran críticas, especialmente por ser interconexiones (p. ej. Línea 38 – 65) de área o entre el sistema de 345 kV y el de 138 kV (p.ej. rama 8 – 5).

Sin embargo, el índice L_j asociado a cada contingencia corresponde al máximo L_{ji} , entendiéndose que el máximo

impacto sobre cada uno de los nodos del sistema por parte de la contingencia j . De esta forma, el índice no señala si el impacto es global, regional o local considerando el número de nodos que ven su índice L_j afectado.

La Tabla 3 presenta un ordenamiento diferente si se considera además del L_j , el número de nodos que ven incrementado su índice L por encima de un punto de corte. En la Tabla 3 se toma como valor de corte el máximo índice L en condición sin contingencias (0,3) y a partir de ahí se ordena por el número de nodos que ven incrementado su índice por encima del valor de corte. Adicional al hecho que el ordenamiento cambia, se tiene que aparecen nuevas líneas dentro de las primeras 20 (en concreto las ramas 23-25, 8-30, 15-17 y 17-18).

Nodo Inicial	Nodo Final	Área Operativa	Max (L_{ji})	Número Nodos
38	37	1 - Oeste	0,536	9
38	65	Interconexión áreas 1 y 2 (345 kV)	0,459	9
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,761	8
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,761	8
26	30	1 – Oeste (345 kV)	0,365	7
23	25	1 - Oeste	0,325	6
22	23	1 - Oeste	0,405	5
30	38	1 – Oeste (345 kV)	0,347	5
44	45	2 – Noroeste	0,343	5
37	39	1 - Oeste	0,401	4
37	40	1 - Oeste	0,350	3
21	22	1 - Oeste	0,329	3
8	30	1 – Oeste (345 kV)	0,325	3
89	90	3 - Sureste	0,634	2
89	90	3 - Sureste	0,634	2
8	5	1 – Oeste (345 kV)	0,343	2
41	42	1 - Oeste	0,334	2
39	40	1 - Oeste	0,328	2
15	17	1 - Oeste	0,310	2
17	18	1 - Oeste	0,308	2

Tabla 3. Ordenamiento de Contingencias por Indicador Kessel y Glavitsch – Nodos con L_j Mayor a Punto de Corte

Resultados Aplicación Índice RSI

Los algoritmos de evaluación se programaron en Matlab empleando algunas de las rutinas del programa PSAT [9]. El análisis del caso de prueba se corrió en un PC Intel^(R) Core^(TM)2 CPU 6600 2,4Ghz 1,99 GB de RAM y consumió 37,16 segundos de CPU.

La Tabla 4. presenta el resultado del ordenamiento con base en el ordenamiento del RSI normalizado calculado con base en (8).

De la Tabla 4, se observa que el indicador de criticidad está por debajo de 0,75 en tan solo 19 casos de las 186 líneas del sistema. Los resultados muestran que la zona de principal vulnerabilidad de inestabilidad de voltaje es la zona 1 (Oeste). Se destaca, además, que la metodología da indicativos que las líneas que mayor criticidad muestran son las de 345 kV, como se puede esperar.

De otra parte, la Figura 1 muestra como la mayoría de las

líneas presentan un RSI muy similar en la franja de 0,8 a 0,9.

Nodo Inicial	Nodo Final	Área Operativa	RSI
8	9	1 – Oeste (345 kV)	0,0000
9	10	1 – Oeste (345 kV)	0,0757
8	5	1 – Oeste (345 kV)	0,1623
26	30	1 – Oeste (345 kV)	0,4899
38	65	Interconexión áreas 1 y 2 (345 kV)	0,5198
100	103	3 - Sureste	0,6163
38	37	1 – Oeste (345 kV)	0,6336
100	106	3 - Sureste	0,6705
100	104	3 - Sureste	0,6873
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,6884
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,6884
110	111	3 – Sureste (radial)	0,6941
89	92	3 - Sureste	0,6997
89	92	3 - Sureste	0,7012
68	69	2 – Noroeste (345 kV)	0,7178
49	66	2 - Noroeste	0,7234
49	66	2 – Noroeste	0,7234
30	17	1 – Oeste (345 kV)	0,7289
89	90	3 - Sureste	0,7483
89	90	3 - Sureste	0,7520

Tabla 4. Ordenamiento de Contingencias por Indicador RSI

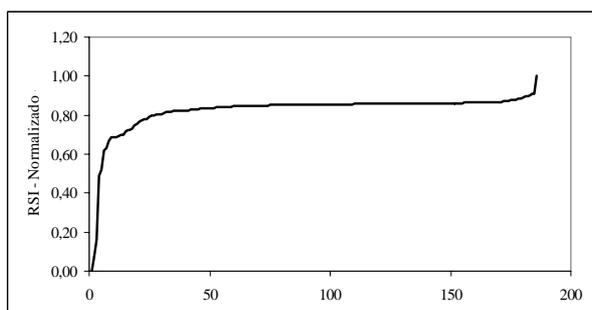


Figura 1. Contingencias Ordenadas Según RSI Normalizado

Resultados Aplicación Índice FVSI

Los algoritmos de evaluación se programaron en Matlab empleando algunas de las rutinas del programa PSAT [9]. El análisis del caso de prueba se corrió en un PC Intel^(R) Core^(TM)2 CPU 6600 2,4Ghz 1,99 GB de RAM y consumió 37,56 segundos de CPU.

En primera medida se calculó el FVSI para condición base sin contingencias. Así, la Tabla 5 presenta el orden obtenido de las líneas de acuerdo al indicador FVSI. Se observa que el indicador es bastante menor a 1,0 (condición crítica).

Siguiendo el procedimiento descrito en la sección c) se calculó el índice FVSI para cada rama y determinar el listado de contingencias críticas de acuerdo a esta metodología. Así, la Tabla 5 presenta el ordenamiento de las primeras 20 contingencias críticas obtenido.

La Figura 2 presenta el comportamiento del índice FVSI para todas las ramas ordenadas por el criterio de ordenamiento. Se observa que aproximadamente las primeras 40 ramas tienen un índice FVSI mayor al máximo del caso base.

Resultados Aplicación Índice de Desempeño

Los algoritmos de evaluación se programaron en Matlab

empleando algunas de las rutinas del programa PSAT [9]. El análisis del caso de prueba se corrió en un PC Intel^(R) Core^(TM)2 CPU 6600 2,4Ghz 1,99 GB de RAM y consumió 37,56 segundos de CPU.

La Tabla 7 presenta el orden obtenido de las líneas de acuerdo al indicador de desempeño (IDR). Se observa que el indicador es bastante menor a 1,0 (condición crítica).

Nodo Inicial	Nodo Final	Área Operativa	FVSI
92	100	3 - Sureste	0,1835
68	69	2 - Noroeste	0,1559
49	69	2 - Noroeste	0,1406
47	69	2 - Noroeste	0,1316
94	100	3 - Sureste	0,1267
100	101	3 - Sureste	0,1188
32	113	1 – Oeste	0,1185
77	82	3 - Sureste	0,1043
81	80	3 - Sureste	0,1034
92	94	3 - Sureste	0,0945
110	112	3 – Sureste (radial)	0,0896
83	84	3 - Sureste	0,0762
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,0708
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,0708
109	110	3 - Sureste	0,0587
89	92	3 - Sureste	0,0584
93	94	3 - Sureste	0,0560
31	32	1 – Oeste	0,0551
105	108	3 - Sureste	0,0480
83	85	3 – Sureste	0,0471

Tabla 5. Ordenamiento de Líneas por Indicador FVSI – Sin Contingencias.

Nodo Inicial	Nodo Final	Área Operativa	FVSI
89	92	3 - Sureste	0,8082
8	5	1 – Oeste (345 kV)	0,7196
89	92	3 - Sureste	0,7153
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,5467
42	49	Interconexión áreas 1 y 2	0,5467
49	66	2 – Noroeste	0,5187
49	66	2 - Noroeste	0,5187
8	9	1 – Oeste (345 kV)	0,4686
9	10	1 – Oeste (345 kV)	0,4648
38	37	1 – Oeste	0,4190
26	30	1 – Oeste	0,3095
89	90	3 - Sureste	0,3095
89	90	3 - Sureste	0,3053
68	69	2 - Noroeste	0,2883
100	103	3 - Sureste	0,2717
64	65	2 - Noroeste	0,2461
92	102	3 - Sureste	0,2351
101	102	3 - Sureste	0,2320
92	94	3 - Sureste	0,2283
92	93	3 - Sureste	0,2280

Tabla 6. Ordenamiento de Contingencias por Indicador FVSI

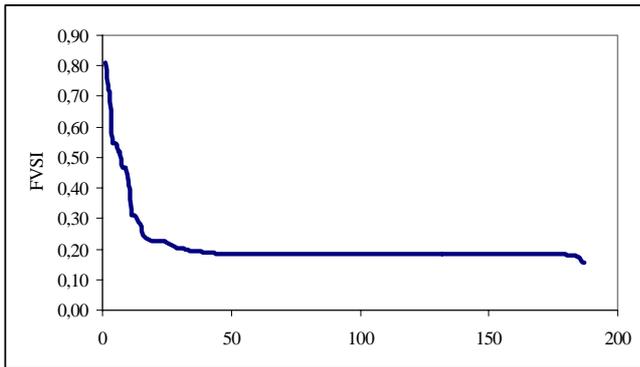


Figura 2. Contingencias Ordenadas Según FVSI

Nodo Inicial	Nodo Final	Área Operativa	IDR
8	9	1 – Oeste (345 kV)	0,0228247
9	10	1 – Oeste (345 kV)	0,0225863
23	25	1 - Oeste	0,0215555
38	65	Interconexión áreas 1 y 2 (345 kV)	0,0165826
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,0104356
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,0104356
8	5	1 – Oeste (345 kV)	0,0096010
100	103	3 - Sureste	0,0094498
89	92	3 - Sureste	0,0093470
89	92	3 - Sureste	0,0092494
30	38	1 – Oeste (345 kV)	0,0091474
77	80	3 - Sureste	0,0086437
77	80	3 - Sureste	0,0085448
26	30	1 – Oeste (345 kV)	0,0068502
89	90	3 - Sureste	0,0060061
69	70	Interconexión áreas 2 y 3 (138 kV)	0,0059648
89	90	3 - Sureste	0,0059425
25	27	1 - Oeste	0,0048270
49	50	2 - Noroeste	0,0045312
8	30	1 – Oeste (345 kV)	0,0044832

Tabla 7. Ordenamiento de Líneas por Indicador IDR

3. CONCLUSIONES

En este artículo se han presentado los fundamentos teóricos de varios índices físicos tendientes a dar señales de criticidad de contingencias en cuanto a la seguridad de voltaje. A su vez, se presentan las pruebas de dichos índices en el sistema IEEE de 118 nodos, empleando el mismo programa base (PSAT) e implementando las rutinas en Matlab. Las pruebas, además, se realizan en el mismo PC para registrar características de consumo de tiempo de cómputo.

En general, todas las metodologías aquí presentadas necesitan realizar una evaluación exhaustiva del flujo de carga poscontingencia.

4. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la financiación otorgada al proyecto de investigación “Proyección Operativa de

Seguridad de Voltaje” por parte de COLCIENCIAS y XM S.A. E.S.P. provenientes del Convenio Interadministrativo de Cooperación Técnicas No. 055-SENA y 030-2005 COLCIENCIAS.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Kessel, H. Glavitsch, “Estimating the Voltage Stability of a Power System”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 1, no. 3, pp. 346-354, julio 1986.
- [2] S. Aboreshaid, R. Billinton, “Probabilistic Evaluation of Voltage Stability”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, no. 1, pp. 342-348, febrero 1999.
- [3] D. Deveraj, J. Preetha Roselyn, R. Uma Rani, “Artificial neural network model for voltage security based contingency ranking”, *ELSEVIER Applied Computing*, vol. 7, pp. 722-727, 2007.
- [4] E. Vaahedi, C. Fuchs, W. Xu, Y. Mansour, H. Hamadanizadeh, G.K. Morison, “Voltage Stability Contingency Screening and Ranking”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, no. 1, pp. 256-265, febrero 1999.
- [5] P.R. Bijwe, D.P.Kothari, S.M. Kelapure, “An efficient approach for contingency ranking based on voltage stability”, *ELSEVIER Electrical Power & Energy Systems*, vol. 26, pp. 143-149, 2004.
- [6] I. Musirin, T.K. Abdul Rahman, “On-Line Voltage Stability Based Contingency Ranking using Fast Voltage Stability Index (FVSI)”, *IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002 Asia Pacific*, vol. 2, pp. 1118 – 1123, 6-10 Oct, 2002.
- [7] I. Musirin, T.K. Abdul Rahman, “Estimating Maximum Loadability for Weak Bus Identification using FVSI”, *IEEE Power Engineering Review*, pp. 50-52, Nov. 2002.
- [8] M. A. Albuquerque, C. A. Castro, “A Contingency Ranking Method for Voltage Stability in Real Time Operation of Power Systems”, *IEEE PowerTech Conference*, 2003, Boloña, Italia.
- [9] F. Milano, *Documentation for PSAT version 1.3.4*, Julio 14, 2005