

Índices de seguridad de voltaje calculados con datos de unidades fasoriales de medida

Voltage Security Indexes Computed using Data from Phasor Measurements Units

Recibido 4 de junio de 2009, modificado 16 de abril de 2009, aprobado 5 de noviembre de 2009.

Carlos J. Zapata

Candidato PhD. Profesor Asociado, Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia.
cjzapata@utp.edu.co ✉

Mario Ríos

PhD. Profesor Asociado, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Facultad de Ingeniería, Universidad de los Andes. Bogotá D.C., Colombia.
mrios@uniandes.edu.co ✉

Oscar Gómez

MSc. Profesor Asistente, Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia.
jr@utp.edu.co ✉

PALABRAS CLAVES

Estabilidad de voltaje, seguridad de sistemas de potencia, unidades fasoriales de medida.

KEY WORDS

Phasor measurement units, power system security, voltage stability.

RESUMEN

Las unidades de medida fasorial son un recurso tecnológico que permite observar con gran precisión el estado dinámico del sistema eléctrico de potencia. Su aplicación permite, entre muchas otras cosas, implementar índices para evaluar en tiempo real la seguridad de voltaje. Este artículo presenta una breve historia del desarrollo de estos índices y una propuesta inicial de escalas semánticas – gráficas para tres de ellos, con el fin de expresar en forma cualitativa al operador del centro de control el estado de la seguridad de voltaje del sistema.

ABSTRACT

Phasor measurement units are a technological resource that allows observing with great accuracy the dynamic state of the electric power system. Its application allows, among many things, the implementation of indexes for the on line assessment of voltage security. This paper presents a brief review on the development of these indexes and the results of a study on the establishment semantic - graphic scales for three of them which express to the control center operator in a qualitative way the state of system voltage security

INTRODUCCIÓN

La mayoría de los índices que han sido propuestos para valorar en tiempo real la seguridad de voltaje están basados en los métodos utilizados para estudios fuera de línea, como flujos de carga, simulación casi-estática, simulación en el dominio del tiempo, métodos de energía o métodos que requieren de entrenamiento fuera de línea como las técnicas de computación blanda (redes neuronales, lógica difusa, etc.). Todos éstos demandan gran tiempo computacional y constituyen “simulaciones” del desempeño eléctrico del sistema. Por otra parte, dada la disponibilidad de unidades de medida fasorial (PMU: Phasor Measurement Units), se han propuesto índices calculados a partir de los datos tomados por estos equipos; la premisa es que las medidas tomadas por las PMUs contienen información suficiente para estimar en tiempo real el estado dinámico del sistema [1]. Los índices calculados a partir de datos de las PMUs se denominan “locales”, dado que se refieren a datos locales tomados en las subestaciones. Sin embargo, su implementación puede estar orientada a una aplicación local en un relé o centralizada en un centro de control. Así, este artículo presenta una breve historia del desarrollo de estos índices y una propuesta inicial de escalas semánticas de sus valores.

UNIDADES DE MEDIDA FASORIAL

- Una PMU (Figura 1) es un dispositivo electrónico que consta de [1, 2]:

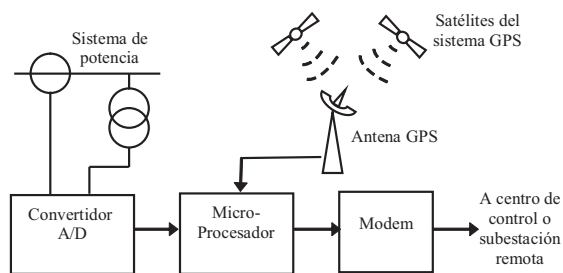


Figura 1. Componentes de una unidad fasorial de medida.

- Una antena para recepción de la señal del sistema de posicionamiento global GPS (Global Positioning System): Provee una señal de sincronización de un pulso por segundo y una etiqueta de tiempo que consiste en el año, mes, día, hora y segundo. La señal del sistema GPS se toma en forma gratuita.
- Una unidad de conversión análoga - digital (A/D): Toma las señales análogas originales de voltaje o corriente y las transforma en señales digitales denominadas “fasores locales”. La tasa de muestreo se obtiene de la señal de sincronización que da el sistema GPS. En esta unidad también se hace filtrado de ruido y señales impulso.
- Un microprocesador: Marca cada fasor con la etiqueta de tiempo que brinda el sistema GPS. Luego, coloca los fasores en un mensaje que es transmitido a un terminal remoto.
- Un puerto de comunicaciones: Es un módem que se conecta a un sistema de comunicaciones que transmite los fasores locales a un terminal remoto.

El error de muestreo de una PMU es menor a un micro-segundo, siendo así el método de medida más preciso que existe en la actualidad para sistemas de potencia. Con transmisiones entre 4800 y 9600 Baudios de velocidad, se obtiene un flujo de información cada 2 a 5 ciclos (33.33-83.33 milisegundos) [1]; dado que los fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia están en el rango de 0 a 2 Hz, es posible a partir de los datos generados por las PMUs observar en tiempo real el estado dinámico del sistema [1].

La PMUs se empezaron a desarrollar a finales de los años 80 y las primeras unidades comerciales aparecieron a principios de los 90 [3]. En [4] se da crédito a Arun G. Phadke como el visionario que, a principio de los años 80, vislumbró las aplicaciones de medidas sincronizadas en tiempo real y sus grandes ventajas para la operación de los sistemas de potencia.

Utilizando una red de PMUs es posible implementar un sistema WAMPC (Wide Area Monitoring, Protection and Control Systems) [3, 4, 5, 6, 7], lo cual constituye el estado del arte en cuanto a sistemas de monitoreo y control de sistemas de potencia. Estos sistemas ya se encuentran implementados en Canadá, USA, Brasil, Suecia y China [3], [8], [9], [10]. Los sistemas WAMPC son un mecanismo para mitigar los problemas de estabilidad de voltaje [11, 12, 13, 14].

DESARROLLO DE LOS ÍNDICES

Desde mediados de los años 80, los investigadores desarrollaron índices de seguridad de voltaje calculados a partir de datos tomados en tiempo real, como por ejemplo, el índice presentado en 1986 por Kessel y Glavitsch [15], el cual fue modificado posteriormente por investigadores franceses para su aplicación en un sistema centralizado de deslastre de carga ante eventos de inestabilidad de voltaje [16]. Sin embargo, para esta época, el desarrollo de las unidades PMUs apenas empezaba, por lo cual, estos índices no fueron desarrollados específicamente para calcularse a partir de datos tomados por estas unidades. Así, en este artículo sólo se hará la descripción de los índices de seguridad de voltaje específicamente desarrollados para calcularse a partir de datos tomados con unidades PMUs.

En el año 1995, Gubina y Strmcnik desarrollaron un primer índice de seguridad de voltaje llamado *TPSI* [17], al aplicar la premisa de que los fasores locales contienen suficiente información para estimar el estado del sistema. No obstante, este índice sólo tuvo buenos resultados para sistemas radiales [18]. Este índice se establece de la relación entre voltajes de un punto de envío y otro de recibo cuando se establece la condición de máxima transferencia de potencia. En el año 2000, Gubina y Verbic presentaron el índice de seguridad de voltaje *SDI* [19], el cual analiza la estabilidad de voltaje al observar lo que sucede con la potencia en cada una de las líneas de transmisión de un sistema ante eventos de inestabilidad de voltaje.

Este índice es presentado de nuevo por estos autores en artículos del año 2002, 2003 y 2004 [20, 21, 22, 23, 24], pero a partir del año 2003 es reorganizada su forma de cálculo y se rebautiza como *SDC*.

Por otra parte, en el año 1999, Vu, Begovic, Novosel y Mohan [25] presentaron el desarrollo de un relé que analiza la estabilidad de voltaje bajo el concepto de monitorear la relación entre la impedancia de la carga y la impedancia Thévenin del sistema equivalente, vista desde su punto de ubicación; sin embargo, este documento no da detalles del algoritmo implementado. Bajo este mismo concepto, en el año 2006 Gubina, Verbic y Smon [26], presentaron el índice de seguridad *ISI* el cual se establece de la relación entre estas dos impedancias, que se obtienen aplicando el concepto de circuito adjunto del teorema de Tellegen.

En el año 2004, Milosevic y Begovic [27] presentaron el índice de seguridad *VSLBI*, el cual se calcula a partir de medidas de voltaje y al aplicar el teorema de la máxima transferencia de potencia.

ÍNDICES SDI (S DIFFERENCE INDICATOR) Y SDC (S DIFFERENCE CRITERION)

Estos índices están basados en dos medidas consecutivas de voltaje y corriente tomadas en un extremo de una línea de transmisión, con las cuales se mide la potencia aparente *S* que fluye por la línea. Para una línea de transmisión conectada entre los extremos *i* y *j*, el incremento en la potencia aparente medida en el extremo *j* luego de dos medidas consecutivas *k* y (*k*+1) se expresa como la suma de dos fasores *F*₁ y *F*₂:

$$\Delta S^{(k+1)} = \Delta U_j^{(k+1)} I_{ji}^{(k)*} + U_j^{(k)} \Delta I_{ji}^{(k+1)*} = F_1 + F_2 \quad (1)$$

El incremento en la potencia aparente es cero cuando: *i.* Las variables medidas no cambian significativamente, esto es cuando $\Delta U_j^{(k+1)} = 0$ y $\Delta I_{ji}^{(k+1)*} = 0$, que corresponde al caso de operación normal y *ii.* Cuando $m = |F_1| / |F_2| = 1.0$ y $\varphi = |\Delta F_1 - \Delta F_2| = \pi$

Así, el índice SDI se define como:

$$SDI = 1 + m \cos(\varphi) \quad (2)$$

Este índice toma valores en el intervalo , pero en la mayoría de los casos está por debajo de 1.0. En el punto de colapso de voltaje $SDI=0$.

Para un sistema con n líneas de transmisión, el índice se define como:

$$SDI_{sistema} = \min(SDI_u) \quad \forall u=1, \dots, n \quad (3)$$

Dividiendo (1) por F_2 se obtiene:

$$\Delta S^{(k+1)} = 1 + \frac{\Delta U_j^{(k+1)} I_j^{(k)*}}{U_j^{(k)} \Delta I_j^{(k+1)*}} = 1 + a \cdot e^{j\varphi} \quad (4)$$

Ahora, el incremento en la potencia aparente es cero cuando: *i.* $\Delta U_j^{(k+1)}=0$ y $\Delta I_j^{(k+1)*}=0$ y *ii.* $\alpha=1.0$ y $\varphi=\pm\pi$. Así, el índice SDC se define como:

$$SDC = |1 + a \cdot e^{j\varphi}| \quad (5)$$

Bajo condiciones operativas normales $SDC \approx 1.0$ y en el punto de colapso de voltaje $SDC \approx 0.0$.

ÍNDICE ISI (IMPEDANCE STABILITY INDEX)

Este índice está basado en dos medidas consecutivas de voltaje y corriente tomadas en una subestación en dos instantes t_k y t_{k+1} con las cuales se hace la comparación entre las magnitudes de la impedancia de la carga en la subestación y la impedancia Thévenin equivalente del sistema vista desde esta subestación. Para una subestación , este índice se define como:

$$ISI = 1 + \frac{\Delta U_j^{(k+1)} I_j^{(k)}}{U_j^{(k)} \Delta I_j^{(k+1)}} \quad (6)$$

Bajo condiciones operativas normales $ISI \approx 1.0$ y a partir del punto de máxima transferencia de potencia se reduce a cero.

ÍNDICE VSLBI (VOLTAGE STABILITY LOAD BUS INDEX)

Este índice está basado en medidas consecutivas de voltaje tomadas en una subestación. Con ellas se hace la comparación entre las magnitudes de la impedancia de la carga en la subestación y la impedancia Thévenin equivalente del sistema vista desde esta subestación, al aplicar el teorema de la máxima transferencia de potencia. Para una subestación , este índice se define como:

$$VSLBI_j = \frac{U_j^{(k)}}{\Delta U_j^{(k)}} = \frac{U_j^{(k)}}{2U_j^{(k)} \cos(\theta_j^k - U_j^{(k)})} \quad (7)$$

Donde θ es el ángulo de fase del voltaje U y k es una medida tomada en un instante t_k . Bajo condiciones de cercanía al colapso de voltaje $VSLBI \approx 1.0$, de lo contrario, su valor está en el rango (1.5 a 5.0). El índice para un sistema con n barrajes consiste en el menor valor obtenido para los barrajes:

$$VSLBI_{sistema} = \min(VSLBI_j) \quad \forall j=1, \dots, n \quad (8)$$

PROPUESTA DE ESCALAS SEMÁNTICAS PARA SDC, ISI Y VSBLI

Los valores numéricos de los índices SDC, ISI y VSBLI por sí solos pueden no tener un significado práctico para el operador de un centro de control, es decir, puede ser que “no le digan nada”. Así, un asunto de interés es cómo los rangos de valores de la escala numérica de cada índice se pueden transformar en una escala semántica o gráfica con la cual se indique al operador, en forma cualitativa, el estado de la seguridad de voltaje del sistema. Para esto, se realizó el siguiente estudio de contingencias y se tomó como sistema de prueba el IEEE RTS One Area [12].

El procedimiento consiste en:

1. Realizar el despacho óptimo para la condición de demanda máxima.
2. Realizar el flujo de carga AC para todas las contingencias sencillas y de modo común en los componentes de transmisión; tomar los valores de voltaje en barras y corrientes en los componentes para calcular los índices de esta primera etapa.
3. Identificar la contingencia que produce el peor valor de cada índice en esta primera etapa.
4. Manteniendo la peor contingencia del punto 3, realizar una segunda etapa de contingencias sencillas y de modo común, y obtener el valor de los índices en la segunda etapa.

5. Manteniendo la peor contingencia del punto 4, realizar una tercera etapa de contingencias sencillas y de modo común, y obtener el valor de los índices en esta tercera etapa.

De los resultados, se observan los efectos de las contingencias sobre los valores de los índices y se establecen qué rangos de valores se presentan para estado “normal”, “alerta” y “crítico”. Ver las Figuras 2 a 5.

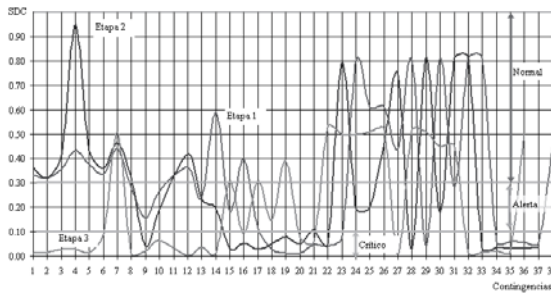


Figura 2. Resultados del estudio para el índice SDC.

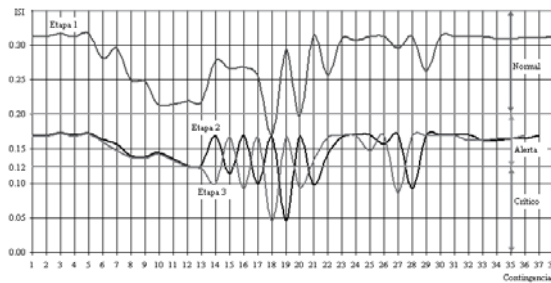


Figura 3. Resultados del estudio para el índice ISI.

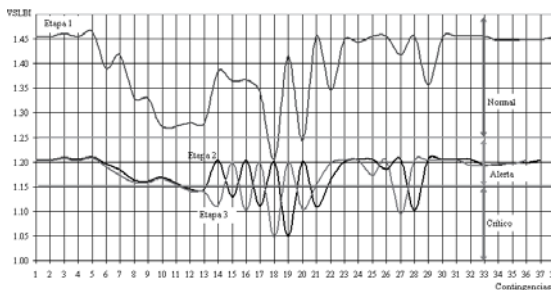


Figura 4. Resultados del estudio para el índice VSLBI.

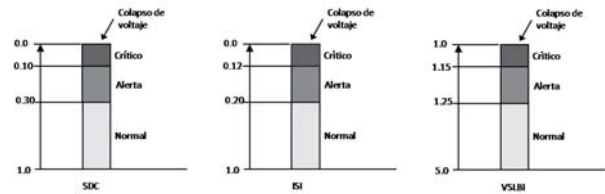


Figura 5. Propuesta de escalas semánticas para los índices SDC, ISI y VSLBI.

CONCLUSIONES

Los índices de seguridad de voltaje calculados a partir de datos de las PMUs presentan como ventaja una rapidez de cálculo superior a la de los otros métodos basados en simulaciones, por lo cual, son los más convenientes para asistir la operación en tiempo real. Sin embargo, un asunto de interés para su aplicación real es cómo sus diferentes rangos de valores se traducen en forma cualitativa para expresar el estado de seguridad de voltaje del sistema, de tal manera que tengan sentido para el operador de un centro de control. Así, en este artículo se presenta una propuesta de escalas semánticas – gráficas para tres de estos índices con base en análisis estático de contingencias. Esta propuesta constituye el paso inicial dentro del proceso de consolidar los rangos de estas escalas, ya que las mismas deben validarse en una segunda etapa de estudios en el dominio en el tiempo, una tercera etapa de prueba con datos reales de un sistema de potencia y una cuarta etapa de prueba por parte de operadores de un centro de control.

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.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **A.G. Phadke.**
“Synchronized phasor measurements in power systems”.
IEEE Computer Applications in Power, Vol. 6, No. 2, April 1993, pp. 10-15.
- [2] **A. G. Phadke, B. Pickett, M. Adamiak, M. Begovic, G. Benmouyal, R. O. Burnett, T. W. Cease, J. Goossens, D. J. Hansen, M. Kezunovic, L. L. Mankoff, P. G. McLaren, G. Michel, R. J. Murphy, J. Nordstrom, M. S. Sachdev, H. S. Smith, J. S. Thorp, M. Trotignon, T. C. Wang and M. A. Xavier.**
“Synchronized sampling and phasor measurements for relaying and control”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 9, No. 1, January 1994, pp.442-452.
- [3] **D. Novosel, V. Madani, B. Bhargava, K. Vu and J. Cole.**
“Dawn of the grid synchronization”. *IEEE Power and Energy Magazine*. Vol. 6, No. 1, January 2008, pp. 49-60.
- [4] **D. Atanackovic, J.H. Clapauch, G. Dwernychuck, J. Gurney and H. Lee.**
“First steps to wide area control”. *IEEE Power and Energy Magazine*. Vol. 6, No. 1, January 2008 pp. 61-68.
- [5] **M.G. Adamiak, A.P. Apostolov, M.M. Begovic, C.F. Henville, K.E. Martin, G.L. Michel, A.G. Phadke and J.S. Thorp.**
“Wide area protection-technology and infrastructures”.
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 2, April 2006, pp. 601-609.
- [6] **M. Begovic and D. Novosel.**
“On wide area protection”. *IEEE Power Engineering Society General Meeting 2007*. June 2007. pp. 1-5.
- [7] **C.W. Taylor.**
“The future in on-line security assessment and wide area stability control”. *IEEE Summer Power Meeting*, Vol.1, January 2000, pp. 78-83.
- [8] **K.E. Martin.**
“Phasor measurement systems in the WECC”. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, pp. 7.
- [9] **B. Ingelsson, P. Lindsrom, D. Karlsson, G. Runvik and J. Sjodin.**
“Wide area protection against Voltage collapse”, *IEEE Computer Applications in Power*. Vol. 10, No. 4, October 1997, pp. 30-35.
- [10] **X. Xie, Y. Xin, J. Xiao, J. Wu and Y. Han.**
“WAMS applications in Chinese power systems”, *IEEE Power and Energy Magazine*. Vol. 4, No. 1, January – February 2006, pp. 54- 63.
- [11] **B. Bhargava and G. Rodríguez.**
“Monitoring the power grid”. *T&D World*. December 2004.
- [12] **O.P. Veloza and R.H. Cespedes.**
“Regulatory mechanisms to mitigate the vulnerability of power systems to blackouts”. *Transmission and Distribution LatinAmerica Conference, IEEE*, 15-18 August 2006, pp. 1-6.
- [13] **O. P. Veloza and R. H. Cespedes.**
“Vulnerability of the Colombian electric system to blackouts and possible remedial actions”, *Transmission and Distribution LatinAmerica Conference, IEEE*, 2006. IEEE, 15-18 August 2006, pp. 7.
- [14] **A. Guzman, D.A. Tziouvaras, E.O. Schweitzer and K. Martin.**
“Local and wide area network protection systems to improve power system reliability”. *Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, 2006. 14-17 March 2006, pp. 174-181
- [15] **P. Kessel and H. Glavitsh.**
“Estimating the voltage stability of a power system”.
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 1, No. 3, July 1986, pp. 346-354.

- [16] **T.Q. Tuan, J. Fandino, N. Hadjsaid, J.C. Sabonadiere and H. Vu.**
“Emergency load shedding to avoid risks of voltage instability using indicators”. . *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1. February 1994, pp. 341-351.
- [17] **F. Gubina and B. Strmcnik.**
“Voltage collapse proximity index determination using voltage phasors approach”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, 1995, pp. pp. 788-794.
- [18] **F. Gubina and B. Strmcnik.**
“A simple approach to voltage stability assessment in radial networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, 1997, pp. 1121-1128.
- [19] **G. Verbic and F. Gubina.**
“A new concept of protection against voltage collapse based on local phasors”, *EEE Trans. Power Deliv.* Vol. 19, April 2004, pp. 576–581.
- [20] **G. Verbic and F. Gubina.**
“A novel concept for voltage collapse protection based on local phasors”, *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*. Vol.1, October 2002, pp. 124- 129.
- [21] **G. Verbic and F. Gubina.**
“Fast algorithm for voltage collapse protection based on local phasors”, *IEEE Conference*, 2002.
- [22] **G. Verbic and F. Gubina.**
“Countermeasures against voltage collapse based on apparent-power losses and local phasors”. *IEEE Eurocon*, 2003.
- [23] **G. Verbic and F. Gubina.**
“Fast voltage-collapse line protection algorithm based on local phasors”, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 150, No. 4, July 2003, pp. 482-486.
- [24] **G. Verbic and F. Gubina.**
“A new concept of voltage-collapse protection based on local phasors”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, No. 2, Abril, 2004.
- [25] **K. Vu, M. Begovic, D. Novosel and M.M. Saha.**
“Use of local measurements to estimate voltage-stability margin”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol.14, No. 3, August 1999, pp. 1029-1035.
- [26] **I. Smon, G. Verbic and F. Gubina.**
“Local voltage-stability index using Tellegen’s theorem”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 3, August 2006, pp. 1267-1275.
- [27] **B. Milosevic and M. Begovic.**
“Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 1, February 2003, pp. 121- 127.